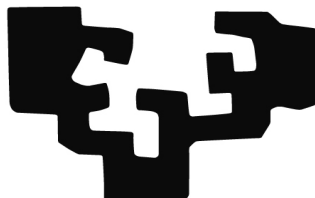


eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

TESIS DOCTORAL

LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA EN LA UNION EUROPEA.
APROXIMACION A SU DESARROLLO EN DINAMARCA,
ALEMANIA Y ESPAÑA.

Juan M. Ormazabal Jordana

Abril 2017

Director Tesis
Prof. Juan Ignacio Ugartemendía. UPV/EHU.

Agradecimientos.

A mi mujer, Angela, por el tiempo robado y que, con paciencia, me ha animado a seguir adelante en una tarea que nunca parecía tener fin.

A mi Director de Tesis, Juan Ignacio Ugartemendía, que tanta ayuda me ha prestado en resolver mis dudas y en orientarme en las materias y disciplinas que más alejadas están de mi formación y conocimientos.

A mis hijos, Oihana y Jon, por su ayuda y por sentirse cerca de mi cuando más lejos me llevaba esta aventura.

A mis nietos, Ander y Leire, a los que quiero dejar el testimonio de que con interés, esfuerzo y constancia, todo es alcanzable.

A Judith Jauregui, amiga y pianista, cuya constante ilusión y trabajo hacia la excelencia en la interpretación me ha servido como guía en esta tesis.

Finamente a toda mi familia y amigos, con los que espero poder recuperar el tiempo invertido.

INDICE DE MATERIAS

GLOSARIO DE TERMINOS.....	1
INTRODUCCION GENERAL.....	7

PRIMERA PARTE

LA POLITICA ENERGÉTICA EUROPEA 1946-2016

INTRODUCCIÓN.....	15
CAPITULO I. POLÍTICA ENERGÉTICA EN EUROPA 1946-1992.....	17
1. La fundacion de las Comunidades Europeas y la energía.....	17
1.1. Orígenes.....	17
1.2. La Declaración Schuman.....	19
1.3. Tratado de París. CECA. 1951.....	20
1.4. La Energía en los Tratados de Roma. CEE y CEEAC. 1957.....	22
1.5. La Energía en la CEE tras los Tratados de Roma.....	24
1.6. Perspectivas Energéticas a Largo Plazo en la CE. 1964.....	26
1.7. Energía Nuclear.....	33
1. Europa de los nueve. Crisis del Petróleo 1973	35
2.1. Orígenes Económicos de la Crisis.....	35
2.2. Guerra de Yom Kippur.....	37
2.3. Agencia Internacional de la Energía.....	37
2.4. Efectos de la Crisis de Petróleo 1973.....	38
2.5. Declaración de los Nueve. Cumbre de Copenhague. Diálogo Euro Árabe.....	39
2.6. Política Energética Común 1974.....	41
2.7. Investigación y Desarrollo en Energía 1975.....	42
3. Segunda Crisis de Petróleo 1979.....	44
3.1. Origen de la Crisis.....	44
3.2. Reducción del Suministro.....	44
3.3. Efectos de la Crisis.....	44
3.4. Acciones de la CEE contra la Crisis.....	45
4. Estrategias de la CEE post crisis	45
4.1. Política Energética común. Objetivos 1985.....	45
4.2. Reflexiones.....	46
4.3. Propuesta CEE nueva Política Energética.....	47
4.4. Programas de Investigación y Desarrollo en Energía 1975-1985.....	48
4.5. Energía Nuclear como respuesta a las necesidades de energía.....	51

5.	Proyecto de Reforma de Tratado de la CEE	52
5.1.	Declaración de Stuttgart. Plan Genscher-Colombo.	52
5.2.	Propuesta del Parlamento Europeo. Informe Spinelli.	53
6.	Acta Única Europea 1986	54
7.	Las políticas energéticas y estrategias tecnológicas. 1986-1992	56
7.1.	Políticas y Tendencias 1986-1987.	56
7.2.	Orientación Comunitaria: Desarrollo de las Energías Renovables.1986.	57
7.3.	Desarrollo de las Energías Renovables.	59
7.4.	Programas Marco. Investigación Tecnológica y Desarrollo 1984-1994.	60
7.5.	Mercado Interior de Energía 1990.	63
8.	Visión General de la Política Energética 1946-1992	65
CAPITULO II. POLÍTICA ENERGÉTICA EN EUROPA 1992- 2004.....		67
9.	La Energía en el Tratado de Maastricht.	67
10.	Estrategia Comunitaria. Emisiones y Eficiencia Energética. 1990-1993	69
11.	Programas Tecnológicos y Eficiencia Energética. 1990-1995.....	71
11.1.	Programa THERMIE.	71
11.2.	Programa ALTENER. Fomento de las Energías Renovables.....	73
11.3.	Programa SAVE.	75
11.4.	Evaluación de SAVE I y SAVE II.	79
12.	Por una Política Energética en la UE 1995	80
12.1.	Libro Verde de Energía. Una Política Energética en la UE. 1995.....	80
12.2.	Libro Blanco de Energía. Una Política Energética para la UE. 1996.	86
13.	Liberalización del Sector Eléctrico. Directiva 96/92.	91
14.	Energía para el Futuro. Fuentes de Energía Renovables. 1997.	93
14.1.	Libro Verde Energía para el futuro. Fuentes de energía renovables. 1996.	93
14.2.	Libro Blanco. Estrategia y Plan de Acción Comunitarios. 1997.....	95
15.	Programas Específicos 2000.....	99
15.1.	Plan de Acción para mejorar la Eficiencia Energética. 2000.	99
15.2.	Programas Marco de Investigación y Desarrollo.	101
15.3.	Sexto y Séptimo Programas Marco de Investigación.....	102
15.4.	Programa ALTENER II.	104
16.	Estrategias de la UE para el Desarrollo Sostenible 2000.....	106
16.1.	Una Europa Sostenible por un mundo mejor.	106
17.	Programas Europe Energy Intelligent I y II.....	108
17.1	Europe Energy Intelligent EEI 1. 2001.	108

17.2	Evaluación <i>ex ante</i> del Programa Energía Inteligente para Europa	110
18.	Visión General de la Política Energética. 1992-2004	115
CAPITULO III. DESDE EL TRATADO CONSTITUCIONAL AL AÑO 2016.....		118
19.	La Energía en los Tratados. 2004-2007	118
19.1.	Tratado Constitucional.....	119
19.2.	Tratado de Lisboa.....	122
20	Eficiencia Energética 2005	124
20.1.	Libro Verde Eficiencia Energética. 2005.....	124
20.2.	Eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos	128
21.	Innovación y Competitividad. Sostenibilidad.....	129
21.1.	Programa Marco para la Innovación y Competitividad CIP. 2006	129
21.2.	Libro Verde. Estrategia de energía sostenible, competitiva y segura. 2006.....	131
21.3.	Las energías renovables en el siglo XXI: un futuro más sostenible. 2007.	134
22.	Una Política Energética para Europa 2007	139
22.1.	Planes de Acción.	141
23.	Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE). 2007	148
24.	Plan de Asignación Energías Renovables PANER	152
25.	Mercado interior de la electricidad y gas.....	153
26.	Estrategias Energéticas Medio y Largo Plazo.....	155
26.1.	Plan de Eficiencia Energética 2011.	155
26.2.	Estrategia 2020 Energía competitiva y duradera y segura.	159
26.3.	Política de clima y energía en 2030.	162
26.4.	Estrategia Europea de la Seguridad Energética.	163
26.5.	Mercado Interior de la Energía.	164
26.6.	Precios y Costos de la Energía en la UE.....	169
26.7.	Estado de la Union de la Energía. 2015.....	177
27.	Visión General de la Política Energética 2004-2016	178
CAPITULO IV. SOSTENIBILIDAD ENERGETICA EN LA UE 2050		182
28.	Indicadores Energéticos.....	182
29.	Cambio Climático	192
30.	Cumbre del Cambio Climático. COP 21. Paris	199
31.	Hoja de Ruta de la Energía para 2050.	202

CAPITULO V. CONCLUSIONES.....	206
--------------------------------------	------------

SEGUNDA PARTE

POLITICA ENERGETICA EN DINAMARCA

INTRODUCCION.....	217
--------------------------	------------

CAPITULO I. POLÍTICA ENERGÉTICA EN DINAMARCA.....	219
--	------------

32. Evolución de la Política Energética.....	219
---	------------

32.1. Liberalización del sector eléctrico.....	219
32.2. Proceso de Liberalización de la energía eléctrica. Quinto Plan de Energía.	223
32.3. Ley 375 de Suministro Eléctrico. 1999.	226
32.4. Cuotas de CO ₂ en la Producción de Electricidad.....	234
32.5. Subsidios a la producción de electricidad.....	235
32.6. Utilización de las fuentes de energías renovables.....	235

33. Estrategia Energética de Dinamarca.....	236
--	------------

33.1. Estrategia en Energía 2025.	236
33.2. Energy Policy Report. 2009.....	240
33.3. Estrategia en Energía 2050. Objetivos.	243

34. Regulación Sector Electricidad.....	249
--	------------

34.1. Ley de Suministro Eléctrico. Consolidación legislativa.....	249
34.2. Ley de Suministro Eléctrico 2003. Consolidación.....	251
34.3. Ley de Suministro Eléctrico, 286 de 2005.	253
34.4. Ley de Suministro Eléctrico 279 de 2012.	260
34.5. Ley de Suministro de Energía 1329 de 11 de noviembre 2013.....	263
34.6. Ley 633 de junio 2014.....	264

35. Regulación Sector del Gas.....	265
---	------------

35.1. Ley de Suministro de Gas 520 de junio de 2006.	267
35.2. Ley de Suministro de Calor 1184, de 2011.....	269
35.3. Ley de Suministro de Gas 1331 de 25 de Noviembre de 2013.	273

36. Regulación en Energías Renovables.....	278
---	------------

36.1. Ley de Promoción de las Energías Renovables.2008.	278
36.2. Ley 1330 de 2013.....	284

CAPITULO II. EL SISTEMA ENERGÉTICO.....	287
--	------------

37. Sistema Eléctrico.....	287
-----------------------------------	------------

37.1. Redes Electricas.....	287
37.2. Expansión de la Red.....	292

37.3.	Capacidad instalada.....	294
37.4.	Generación de Electricidad.....	296
37.5.	Mercado de Electricidad.....	298
38.	Sistema Gas.....	303
38.1.	Situación de la extracción de gas.....	303
38.2.	Capacidad de transmisión.....	305
38.3.	Infraestructura de transporte.....	305
38.4.	Almacenamiento de gas.....	307
38.5.	Distribución de gas.....	307
38.6.	Consumo de gas natural.....	308
38.7.	Mercado de Gas.....	308
39.	District Heating. DH.....	312
39.1.	Situación.....	312
39.2.	Tecnología.....	315
39.3.	Transmisión y Distribución.....	315
39.4.	Precios.....	316
39.5.	Propiedad de las plantas district heating. DH.....	317
39.6.	Bombas de Calor en <i>district heating</i>	318
39.7.	Futuro del DH.....	319
40.	Energía Nuclear.....	319
CAPITULO III. OPERACIÓN DEL SISTEMA ENERGETICO.....		320
41.	Eficiencia Energética y Emisiones.....	320
41.1.	Regulación en eficiencia energética y emisiones.....	320
41.2.	Green Tax Package.....	321
41.3.	NEEAP 2005.....	324
41.4.	Ley 450 de Eficiencia Energética. 2000.....	327
41.5.	Ley 1326 de Promoción y Ahorro de Energía. 2010.....	328
41.6.	Informe Odyssey Mure 2012. Evaluación de Política de Ahorro Energético.....	329
41.7.	Esquemas de Obligación en Eficiencia Energética.....	334
41.8.	NEEAP 2014.....	335
41.9.	Evaluación Odysee Mure 2016.....	337
CAPITULO IV. INVESTIGACION Y DESARROLLO.....		339
42.	Investigación y Desarrollo y Demostración.....	339
42.1.	Estrategias Energinet.dk 2020.....	341
42.2.	Estrategia combinada de investigación energética danesa.....	343
42.3.	Programas de Investigación y Desarrollo.....	343
42.4.	Programas Energinet.....	345
42.5.	Proyectos Energinet.dk R&D.....	345
42.6.	Universidades y Centros Tecnológicos de referencia.....	346

CAPITULO V. SOSTENIBILIDAD DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN DINAMARCA.	347
43. Modelo Energético.	347
44. Indicadores de Sostenibilidad Energética.....	348
44.1. Energía primaria y Energía Final.....	348
44.2. Indicadores Climáticos, energéticos y económicos.	349
44.3. Precios de la Energía.	353
44.4. Efecto de los precios en la competitividad.	355
44.5. Pobreza energética en Dinamarca.	358
CAPITULO V. CONCLUSIONES.....	359
45. Política Energética Sostenible.	359
46. Proceso de Liberalización.	360
47. Estrategias Energéticas.....	362
48. Eficiencia energética.....	363
49. <i>District heating</i>.	364
50. Investigación y Desarrollo.....	364
51. Sostenibilidad energética.....	365

TERCERA PARTE

POLITICA ENERGETICA DE ALEMANIA

INTRODUCCION.....	371
CAPITULO 1. TRANSICION ENERGETICA.....	375
52. Proceso de Liberalización del Sector Energético.....	375
52.1. Inicio del proceso de liberalización EnWG 1998.....	375
52.2. Segunda Ley de la Industria Alemana de Energía <i>EnWG</i> 2005.	379
52.3. Energiewirtschaftsgesetz - EnWG 2012.	387
52.4. Energiewirtschaftsgesetz - EnWG 2014.	390
53. Energías Renovables. Desarrollo Legislativo y Regulatorio	391
53.1. EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) 2000.....	391
53.2. EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) 2004.....	394
53.3. Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2008.	395
53.4. Erneuerbare-Energien-Gesetz, <i>EEG</i> 2012.	398
53.5. Erneuerbare-Energien-Gesetz. EEG 2014.	402

54.	Efectos de la Transición Energética.....	413
54.1.	Liberalización.	413
54.2.	Efectos de las Políticas de Energías Renovables. <i>EEG</i>	421
CAPITULO II. SISTEMA ENERGETICO.....		424
55.	Sistema Eléctrico.....	424
55.1.	Sistema eléctrico de transporte y distribución.	424
55.2.	Ampliación de la Red Eléctrica.	426
55.3.	Capacidad instalada y producción de electricidad.....	428
55.4.	Operación del sistema eléctrico.....	430
55.5.	Mercado Mayorista de Energía.....	432
55.6.	Costos de la restructuración energética.	436
55.7.	Evolución de las primas de red eléctrica.....	439
55.8.	Formación de los precios de electricidad.	440
56.	Sistema Energético Gas.	442
56.1.	Producción propia, importación, exportación y consumo.	443
56.2.	Transporte y Almacenamiento de Gas.....	443
56.3.	Operación de TSO 2014.	443
56.4.	Mercado Mayorista.....	444
56.5.	Precios del Gas.	445
57.	Energía Nuclear, Phase Out.	448
57.1.	El desastre nuclear de Chernóbil. Abril de 1986.	448
57.2.	Accidente nuclear en Fukushima, 2011.	450
57.3.	Decisión del Gobierno Alemán. Phase out.....	450
CAPITULO III. NUEVAS ESTRATEGIAS EN ENERGIA SOSTENIBLE.....		452
58.	Energy Concept 2050.....	452
58.1.	Visión Política.....	452
58.2.	Previsión de la Demanda de Energía 2050.....	455
58.3.	Energy Concept 2050. Visión del Desarrollo Tecnológico.....	460
58.4.	Desarrollo energético de lado de la demanda en 2050.	463
58.5.	Eficiencia Energética.	473
58.6.	Movilidad.	474
58.7.	Sexto Programa de Investigación en Energía 2011.....	474
59.	Eficiencia Energética.	476
59.1.	Plan Nacional de Eficiencia Energética 2007.	476
59.2.	La Ley EDL-G.....	477
59.3.	Segundo Plan de Eficiencia Energética 2011.....	478
59.4.	Plan de Eficiencia Energética 2014.	481
59.5.	Resultados de los Programas de Eficiencia Energética 2007-2016.....	482
59.6.	Objetivos de Energy Concept 2050 en materia de eficiencia energética.	484

60.	Libro Verde de la Energía 2014.	485
60.1.	Periodo de transición del mercado.	486
60.2.	Producción convencional y renovable flexible. Demanda Flexible.	487
60.3.	Medidas para el despacho de electricidad.	488
60.4.	Redes Eléctricas.	489
60.5.	Mercado Interior de Electricidad. Precios Únicos.	490
60.6.	Propuestas de reforma del modelo regulatorio.	490
60.7.	Mercado eléctrico. Opción 2.0.	491
60.8.	La opción de mercado de capacidad.	492
60.9.	Capacidad de reserva.	493
60.10.	Comentarios acerca del Libro Verde.	494
61.	Libro Blanco 2015.	497
61.1.	Mercado eléctrico 2.0 vs. Mercado de capacidad	498
61.2.	Seguridad de Suministro.	498
61.3.	Precios Electricidad.	499
61.4.	Sostenibilidad del Mercado 2.0	500
CAPITULO IV. ANALISIS DE LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA.		502
62.	Indicadores de Sostenibilidad Energética.	502
62.1.	Indicadores de Energía Primaria y Energía Final	502
62.2.	Precios de Electricidad y Gas.	506
63.	Costos de energía como factor de competitividad.	511
64.	Evolución de la Política en Energías Renovables EEG.	514
65.	Valoración social de Energy Concept 2050.	516
66.	Energy Concept 2050. Visión del sector energético.	521
CAPITULO V. CONCLUSIONES.		523
67.	Política Energética en Alemania	523
68.	Sostenibilidad Enegetica	523
69.	La liberalización del sector energético.	524
70.	Efectos del proceso de liberalización.	524
71.	Leyes para el desarrollo de las energías renovables.	526
72.	Energy Concept 2050	527
73.	Efectos de las leyes EEG en el desarrollo de las energías renovables.	528
74.	Indicadores de Sostenibilidad Energética	529

75.	Desarrollo Tecnológico. <i>Energy Concept 2050</i>.....	529
76.	Oposición a la Estrategia <i>Energy Concept 2050</i>.....	530
77.	Consideración de la energía como factor de competitividad.....	531
78.	Pobreza Energética.	533
79.	La energía en Alemania en 2050.....	534
	ANEXOS POLITICA ENERGETICA ALEMANIA.....	536
	ANEXO I.....	536
	ANEXO II.....	538
	ANEXO III.....	540
	ANEXO IV.	543

CUARTA PARTE

POLITICA ENERGETICA EN ESPAÑA

	INTRODUCCIÓN.....	551
	CAPITULO I. PLANES ENERGÉTICOS.....	555
80.	Situación Energética 1977-1991.....	555
81.	Plan Energético Nacional 1991-2000.....	560
81.1.	Situación energética internacional.	561
81.2.	Demanda y oferta de energía.	562
81.3.	Anexo. Plan de Acción en Eficiencia Energética.....	564
81.4.	Resultados del Plan Energético 1991-2000.....	565
81.5.	Demanda de Carbón como Energía Primaria. Plan 1991-2000.....	567
81.6.	Demanda de Gas Natural como Energía Primaria.....	572
82.	Liberalización Sector Eléctrico. Ley 54/1997.....	573
82.1.	Alcance y Objetivos.	574
82.2.	Planificación Energética. Producción y Transporte de Energía Eléctrica.	577
82.3.	Mercado de Energía. Precios no regulados.	578
82.4.	Precios regulados y tarifas eléctricas.....	579
82.5.	Intercambios intracomunitarios.	579
82.6.	Régimen Especial.	580
82.7.	Costos de Transición a la Competencia.	581
82.8.	Moratoria nuclear.....	582

83. Ley del Sector Eléctrico 24/2013.....	582
83.1. Conexión con la Ley 57/1997.....	583
83.2. Necesidad de un nuevo marco normativo.....	584
83.3. Alcances y objetivos generales de la Ley.	584
83.4. Ámbito competencial.....	586
83.5. Planificación Electricidad.	586
83.6. Garantía de Suministro. Funcionamiento del sistema.....	587
83.7. Autoconsumo de energía eléctrica.	587
83.8. Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad.	588
83.9. Sostenibilidad Económica y Financiera del Sistema.....	589
83.10. Retribución de las actividades.	590
83.11. Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica.	591
84. Sector Gasista. Liberalización	592
84.1. El escenario político de la UE.	592
84.2. El marco legislativo de España.	593
CAPITULO II. ENERGIAS RENOVABLES.....	596
85. Energías Renovables en España 1975-1984.....	596
85.1. Inicios de las Energías Renovables en España.....	596
85.2. Las Energías Renovables a partir del RD 2366/1994.....	597
85.3. Real Decreto 2818/1998	598
86. Expansión de las Energías Renovables. 1999-2007	602
86.1. Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.....	602
86.2. Plan de Energías Renovables PER 2005-2010.	611
86.3. RD 661/2007 Régimen especial. Regulación de la actividad de producción.....	620
CAPITULO III. EFECTOS DEL PROCESO DE LIBERALIZACION ENERGÉTICA	622
87. Efectos del proceso liberalización del sector eléctrico.	622
87.1. Costos de Transición a la Competencia. CTC. Efectos en el mercado.....	623
87.2. Garantía de potencia. Efectos en el Mercado.....	625
87.3. Sobrerretribucion del mercado.....	630
87.4. Déficit de Tarifa sector eléctrico.	631
87.5. Nuevo modelo energético.	636
87.6. Tarifa Último Recurso.	639
88. Efectos de Liberalización del Sector Gas.....	641
88.1. Determinación de los Precios del Gas.....	644
88.2. Evolución de los precios de gas en España.	646
88.3. Déficit del Sector del Gas.	646
89. Freno al desarrollo de las Energías Renovables.	648
89.1. Retribución de actividad fotovoltaica. Real Decreto 1578/2008.....	649

89.2.	Medidas en el sector energético RD Ley 6/2009.	650
89.3.	RD 1614/2010, de 7 de diciembre. Solar termoeléctrica y eólica.....	652
89.4.	Medidas Urgentes contención del déficit tarifario.	654
89.5.	Otras Disposiciones.....	656
89.6.	Nuevo Marco Regulatorio. Real Decreto 413/2014.....	658
CAPITULO IV. EFICIENCIA ENERGÉTICA		661
90.	Antecedentes.....	661
91.	Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012. E4.....	662
91.1.	Escenarios.	663
91.2.	Medidas e instrumentos.....	666
91.3.	Objetivos.....	669
92.	Plan de Eficiencia Energética 2008-2012.....	669
92.1.	Orientación estratégica.....	669
92.2.	Escenarios.	671
92.3.	Inversiones.....	671
92.4.	Objetivos.....	672
CAPITULO V. OPERACIÓN DEL SISTEMA ENERGETICO.....		673
93.	Sistema Eléctrico.....	673
93.1.	Capacidad de Generación.	673
93.2.	Redes eléctricas de transmisión e Interconexión.	675
93.3.	El funcionamiento del Mercado Eléctrico.....	676
94.	Sistema Gas	680
94.1.	Mercado de Gas.....	680
94.2.	Hub de Gas.....	681
CAPITULO VI. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO.....		683
95.	Programas de Investigación y Desarrollo en Energía y Eficiencia Energética. ...	683
95.1.	El cambio climático como motor de la Investigación y Desarrollo.	683
95.2.	Estrategia de Ciencia y Tecnología.....	684
96.3.	Programas de I+D+i.....	685
96.	Centros Tecnológicos especializados en Energías Renovables.....	687
97.	Coordinación de actividades de I+D+i en orden a las Estrategias Europeas.....	689
97.1.	Nueva Estrategia Tecnológica.....	689
CAPÍTULO VII. ESTRATEGIA ENERGÉTICA 2020.....		691
98.	Ley de la Economía Sostenible 2020.....	691

99.	Plan de Energías Renovables 2011-2020.....	694
99.1.	Visión Estratégica del Plan.....	694
99.2.	Cumplimiento Objetivos PER 2005-2010.....	694
99.3.	Efecto de los precios energéticos.....	702
99.4.	Escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero.....	702
99.5.	Potencial de las Energías Renovables.....	703
99.6.	Costos de generación.....	704
99.7.	Objetivos energéticos generales.....	705
99.8.	Objetivos reducción de emisiones.....	707
99.9.	Seguimiento y Control.....	708
100.	Plan Eficiencia Energética 2011-2020	708
100.1.	Descripción.....	708
100.2.	Análisis de la situación energética 2010.....	709
100.3.	Mecanismos de actuación.....	710
100.4.	Objetivos del Plan.....	711
100.5.	Beneficios económicos.....	714
100.6.	Fondo de Eficiencia Energética.....	715
CAPITULO VIII. SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA.....		715
101.	Consideraciones previas.....	715
102.	Análisis de resultados de las Políticas de Eficiencia Energética	717
102.1.	Valoración de ahorros de las Estrategias de Eficiencia Energética.....	717
102.2.	Evaluación de la Estrategia E4. Plan 2004-2012.....	719
102.3.	Indicador de Eficiencia en la transformación de energía.....	721
102.4.	Inversiones.....	724
102.5.	Dependencia Energética.....	725
102.6.	Intensidad energética.....	727
102.7.	Emisiones de CO ₂ y otros gases GHG.....	729
102.8.	Consideraciones finales.....	731
103.	Indicadores energéticos.....	735
103.1.	Consumos de EP y EF.....	735
103.2.	Indicadores Energéticos, Climáticos y Económicos	738
103.3.	Efectos de la Política Energética en los precios de la energía eléctrica.....	739
103.4.	La visión de la CNE sobre el efecto de las ER en los precios.....	743
104.	El plano social y económico de la energía.....	744
104.1.	Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables.....	745
104.2.	Pobreza Energética	747
CAPÍTULO IX. CONCLUSIONES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN ESPAÑA.....		749
105.	Influencia del Proceso de Liberalización en la Sostenibilidad energética.....	749

106. Crisis de la Reforma Energética.	751
107. Sostenibilidad Energética.	752
108. Nuevo Modelo Energético.	754
ANEXO I.	757
ANEXO II. TARIFAS DE RD 661/2007.	758
ANEXO. TARIFAS ORDEN ITC/3353/2010.	761

QUINTA PARTE

POLÍTICA DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA EN EL PAÍS VASCO

INTRODUCCION.	769
CAPITULO I. SITUACION ENERGETICA.	770
109. Situación Energía 2015.	770
109.1. Demanda de Energía Primaria y Final.	770
109.2. Capacidad instalada y Generación.	772
109.3. Infraestructuras eléctricas y gasísticas.	774
109.4. Gas Shale.	776
CAPITULO II. MARCO COMPETENCIAL Y REGULATORIO.	777
110. La distribución competencial nacional en materia energética.	777
111. Dimensión competencial del País Vasco en materia de energía.	779
111.1. Estatutos de autonomía. País Vasco.	779
111.2. Marco Regulatorio del Estado.	781
CAPITULO III. ESTRATEGIAS ENERGÉTICAS 2020 Y 2030.	786
112. Estrategia 2020.	786
112.1. Planteamiento de la Estrategia 2020.	786
112.2. Objetivos de la Estrategia 2020.	787
112.3. Líneas de Actuación e Inversiones.	788
112.4. Seguimiento de la Estrategia 2020. Indicadores y Tendencias.	788
113. Estrategia Energética 2030.	790
113.1. Objetivos de la Estrategia Energética 2030.	794

113.1.	Comentarios acerca de la Estrategia Energética 2030.	795
CAPITULO IV. MODELO DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA PAIS VASCO.		796
114.	Visión de la Situación Energética.	796
115.	Cambio de Modelo Energético.	798
116.	Ejes principales de un nuevo modelo.	800
116.1.	Mecanismo de operación de la oferta y la demanda.	800
116.2.	Generación.	801
116.3.	Plan de desarrollo de Energías Renovables.	801
116.4.	Transporte de Energía y Distribución.	802
116.5.	Distribución y Comercialización.	802
117.	Objetivos de una Política de Sostenibilidad Energética.	803
CAPITULO V. CONCLUSIONES POLITICA ENERGETICA PAIS VASCO.		804
CONCLUSIONES FINALES.		808
BIBLIOGRAFIA.		833
1.-	POLITICA ENERGETICA UNION EUROPEA.	833
2.-	POLITICA ENERGÉTICA DINAMARCA.	837
3.-	POLITICA ENERGÉTICA ALEMANIA.	842
4.-	POLITICA ENERGÉTICA ESPAÑA Y PAIS VASCO.	849
TEXTOS LEGISLATIVOS Y NORMATIVOS.		857
1.-	UNION EUROPEA.	857
2.-	DINAMARCA.	865
3.-	ALEMANIA.	870
4.-	ESPAÑA.	874

GLOSARIO DE TERMINOS.

ACA	Asociación de Ciencias Ambientales
ACER	<i>Agency for the Cooperation of the Energy Regulators</i>
AIE	Agencia Internacional de la Energía
APPA	Asociación de Energías Renovables
Barril petróleo	Medida de volumen equivalente en USA a 148,98 litros de petróleo y en Reino Unido a 159,11 litros.
BDEW	Asociación Federal de la Industria de Energía y Agua. Alemania
Billion	Mil millones
Biogás	Gas procedente de la digestión o fermentación de residuos vegetales
Biogás Up grade	Rectificación del gas para hacerlo apto para su inyección en red.
BMU	Federal Ministry for the Environment, Nature Protection and Reactor Safety. Germany
BMWI	Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía, Alemania
BNetzA	Bundesnetzagentur
BTU	<i>British thermal unit</i>
BWR	<i>Boiling Water Reactor. Nuclear</i>
CAC	Captura y Almacenamiento de Carbono
CE	Comunidad Europea.
CECA	Comunidad del Carbón y del Acero
CEE	Comunidad Económica Europea
CEEA EURATOM	Comunidad Europea de la Energía Atómica,
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
CFC	Compuestos clorofluorocarbonados
CH ₄	Metano
CHP	<i>Combined heating and power production</i>
CIEMAT	Centro de Investigación en Energía, Medio Ambiente y Tecnología
CO ₂	Anhídrido Carbónico. Dióxido de Carbono
Cok	Combustible sólido de alto contenido en Carbón que se utiliza en la obtención del hierro en altos hornos.
CREST	<i>Scientific and Technical Research Committee</i>
CRTDE	Comisión Parlamentaria de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Energía.
CVCE	<i>Centre Virtual de la Connaissance Européen</i>
DAFO	Ejercicio de análisis de Debilidades, Amenazas, Fortalezas y

	Oportunidades
DEA	Agencia Danesa de la Energía
DENA	Agencia Federal de Energía. Alemania
DERA	Agencia Danesa de Regulación de Energía,
District Heating	Sistema colectivo de suministro de calor, frío, y electricidad.
DKK	Unidad Monetaria. Corona Danesa
ECU	Unidad de cuenta en la CEE y en la Unión Europea anterior al Euro
EEA	<i>European Economic Area.</i>
EEG	<i>Erneuerbare-Energien-Gesetz</i>
EEO	Esquema de Obligación en Eficiencia Energética
EERE	Organismo Evaluador del Primer y Segundo Programa Marco de IDT
EERE US	<i>Energy Efficiency and Renewable Energy. US</i>
EETE Plan	Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética.
EKF	Empresa estatal danesa de créditos a la exportación.
EKKC	Energy Research Knowledge Center. Alemania
ELENA	Asistencia Energética Local Europea
Energía Final	Energía obtenida por transformación de energía primaria
Energía Primaria	Fuente de energía de origen natural antes de ser transformada
Energinet.dk	Operador red eléctrica de 400 kV y red de transporte de gas. Dinamarca
ENTSO-E	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz,
Eólica Offshore	Eólica marina
ER	Energías Renovables
ETS	<i>Emission Trading Scheme</i>
EUROSTAT	Servicios Estadísticos de la UE
Feed-in tariff	Incentivos a las energías renovables
Gas de Hulla	Gas obtenido de la destilación de la hulla para su uso en el siglo XIX en alumbrado público formado principalmente por H ₂ y CH ₄ .
Gasomotor	Generador de electricidad a partir de la combustión interna en un motor de gas
GHG	Gases de Efecto Invernadero; acrónimo del inglés <i>Greenhouse Gases</i>
GJ	Giga Julio
GNL	Gas Natural Licuado.
GRECE +	Red Europea de Reguladores Independientes
GtCO ₂	Giga Tonelada de Dióxido de Carbono. 10 ³ toneladas

GWe	Unidad de potencia eléctrica equivalente a 10^3 MWe o 10^6 kWe
GWp	Unidad de Potencia fotovoltaica equivalente a 10^6 kWe
GWth	Unidad de energía térmica equivalente a 10^6 kW/h térmicos
I+D	Investigación y Desarrollo
I+D+d	Investigación y Desarrollo y Demostración
I+D+i	Investigación y Desarrollo e Innovación
ICT	Innovación y Competitividad Tecnológica
IDAE	Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía.
IDT	Investigación y Desarrollo Tecnológico
Intensidad energética	Ratio de la energía consumida por unidad de PIB
IPCC	<i>Intergovernmental Panel Climate Change</i>
IRENA	International Renewable Energy Agency
ITRE	Comisión de Industria, Investigación y Energía. Parlamento Europeo
JRC	<i>Joint Research Center</i> . Organismo de Investigación de la UE
ktoe	Miles de toneladas equivalentes de petróleo
KVA	Kilo Volt Amperio. Unidad de Potencia Electrica
LED	Acrónimo de <i>Light-Emitting Diode</i> .
Libro Blanco	Documento oficial publicado por un gobierno o una organización internacional.
Libro Verde	Ejercicio de estudio y análisis consultas a entidades, organismos y expertos en la materia.
LULUF	Land use and land use changes and forestry.
Market Premium	Prima o inventivo adicional al precio del mercado
Millardos	Mil millones. Equivalente al <i>billion</i> sajón
Mix energético	Composición de la cesta de las distintas energías primarias o secundarias de un país o región.
Mtep	Mtoe
Mtm	Millones de toneladas métricas
Mtoe	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MW	Unidad de Potencia equivalente a 10^3 kw
MWe	Unidad de Potencia eléctrica equivalente a 10^3 kWe
MWh	Unidad de Energía equivalente a 10^3 kWh
NEEAP	<i>Nacional Efficiency Energy Action Plan</i> ,
NOx	Conjunto de distintos óxidos de nitrógeno
OCDE	Organización Cooperación y Desarrollo Económico
OMM	Organización Meteorológica Mundial

OPEC	Organización de países exportadores de petróleo
OPEP	OPEC.
OTC	Contrato bilateral
Outlook	Ejercicio de análisis.
PAC	Política Agraria Comunitaria
PANER	Plan de Asignación de Energías Renovables
PEN	Plan energético Nacional. España
PEN.	Plan Energético Nacional
PER	Plan de Energías Renovables
PESC	Política exterior y de seguridad común.
PIB	Producto Industrial Bruto
PJ	Peta Julio. Unidad de Energía
PNUMA	Programa de Naciones Unidas en Medio Ambiente
PPA	Power Purchase Agreement.
ppm	Partes por millón
ppmm	Partes por miles de millones
PWR	Pressurized Water Reactor. Nuclear
SET Plan	“Strategic Energy Technology Plan”, Plan Estratégico de Tecnologías de Europa,
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz für Erneuerbare Energien
TCE	Tratado de la Comunidad Europea
tCO ₂	Tonelada de CO ₂ equivalente
tec	Tonelada equivalente de carbón
TFUE.	Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea
toe	Tonelada equivalente de petróleo= 41,8 millones de joules
TSO	Sistema de Operación del Transporte de Electricidad.
TUE	Tratado de la Unión Europea.
TWh	Terawat hora. Unidad de Energía equivalente a 10 ⁹ kWh
UE	Unión Europea
USD	Dólares de Estados Unidos
VESTAS	Compañía Danesa fabricante de aerogeneradores

INTRODUCCION GENERAL.

La situación energética en el mundo está cambiando. El mundo occidental ha conocido un desarrollo sin precedentes a partir de la invención de la máquina de vapor y la utilización como fuente de energía de los combustibles fósiles, lo que supuso el inicio de la primera Revolución Industrial de mediados del siglo XVIII.

Desde entonces, y con creciente intensidad, ha aumentado la demanda en Europa de los combustibles fósiles, inicialmente carbón y petróleo. Siendo el petróleo una fuente de energía fácilmente extraíble, transportable y almacenable, pronto fue el combustible más utilizado. Su propiedad y explotación generó tensiones geopolíticas que dieron lugar a un diseño estratégico de la configuración de Oriente Medio, nuevas fronteras, estados y gobernantes que garantizaran un suministro estable de petróleo, haciéndoles indirectamente partícipes de la propiedad a través de compañías europeas. Hoy vivimos aún las dramáticas consecuencias de esta organización artificial impulsada y dirigida por las potencias europeas de acuerdo a sus propios intereses.

Estados Unidos vivía una situación muy distinta a la de Europa, puesto que contaba con yacimientos de petróleo. Sin embargo su creciente demanda y sus mayores costos de explotación, obligaron a poner la vista en los yacimientos de los países árabes, sosteniendo regímenes políticos no democráticos que conculcaban todos los derechos humanos con absoluta impunidad, amparados además por una particular visión y práctica de sus creencias religiosas islámicas.

Tras la Segunda Guerra Mundial, los países contendientes que ganaron la guerra se disputaban el carbón y el hierro, materias primas fundamentales para la reconstrucción. Ante el temor a un nuevo enfrentamiento y conscientes de que era necesario evitar los errores cometidos tras la Primera Guerra Mundial (al exigir a Alemania el pago de una deuda de guerra que arruinó al país lo que fue el germen de un nacional socialismo que condujo al país a una nueva contienda mundial), nace la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, que puso orden en las disputas, y sirvió de substrato para la creación de una Comunidad Europea que sirviera de freno a las ambiciones de los Estados, compartiendo intereses políticos, comerciales y sociales.

Como veremos a lo largo de esta tesis, la gran preocupación de Europa, era y es, el suministro de energía, preocupación agravada por las dos crisis del Petróleo y las tensiones soberanistas y religiosas en los países del Oriente medio que se saldaron con serios conflictos militares.

Un nuevo fenómeno pone en cuestión, a escala mundial, el uso de los combustibles fósiles. A finales del siglo XIX, Svante Arrhenius, Premio Nobel de Química en 1903,

ya había descubierto que un aumento del CO₂ en la atmósfera podía originar un calentamiento global. La demostración de este efecto de calentamiento global se puso de manifiesto en la Conferencia de Rio de Janeiro en 1992, en la que 192 Estados firmaron la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Convención que dio paso al Protocolo de Kioto en 1997 por el cual los países industrializados se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático.

En paralelo, y ya desde finales de los años 80 del pasado siglo, se desarrollaron las tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables eólica y solar a escala industrial, que abrieron la perspectiva de un nuevo modelo energético que prescindía de los combustibles fósiles y que, en consecuencia, disminuía las emisiones causantes del cambio climático. Como era esperable tanto el origen del cambio climático, como la necesidad de un nuevo modelo energético a escala global fue duramente criticada por muchos científicos, muchos con el máximo rigor intelectual e independencia, pero algunos otros movidos por los intereses de las multinacionales del petróleo.

Tan solo una década después, se inicia el desarrollo tecnológico e industrial para la utilización de fuentes renovables de energía, lo que mueve a la Unión Europea a crear un marco regulatorio específico. La Política Energética de la Unión Europea tuvo que dar un giro, desde las posiciones de garantía de suministro y de un modelo energético soportado por la energía nuclear, hasta un modelo energético sostenible que garantizase el suministro sin participación de la energía nuclear, modelo que incorporase medidas de desarrollo de las energías renovables y de eficiencia energética y como medio de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta Política Energética Sostenible ha desembocado en la formulación de estrategias a largo plazo para limitar el incremento de la temperatura global, trasladando a los Estados miembros programas de desarrollo de las energías renovables y de eficiencia energética y el planteamiento de objetivos de emisiones.

Mi inquietud en la defensa del medioambiente, me llevó a principio de los años 70 a la organización, desde la Sociedad de Ciencias Aranzadi, de estudios y conferencias sobre la energía nuclear en el País Vasco y sobre los efectos medioambientales y económicos de las plantaciones del *pinus insignis*. Más tarde, en 2002, fui seleccionado para crear y dirigir el Centro Nacional de Energías Renovables, centro tecnológico de I+D+i, desde el que actué como asesor del Ministerio de Industria en la redacción de la Estrategia de Energía 2030. Posteriormente fui promovido por el Gobierno de España como candidato a la Dirección General de la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA, dependiente de la ONU y actué como asesor en políticas en energías renovables en distintos países.

Siempre me he planteado la alineación de la Política Energética de la UE con las necesidades derivadas del Cambio Climático y cómo contribuye a la expansión de un modelo energético sostenible. Como Trabajo de fin del “Master Universitario de Integración Política y Visión Económica de la Unión Europea”, (línea “Economía y Empresa de la Unión Europea”), de la Universidad del País Vasco, abordé el análisis y estudio de la Política Energética de la Unión Europea desde 1946 hasta nuestros días, trabajo que ha terminado configurándose como punto de inicio de esta tesis doctoral.

La hipótesis de partida es que la Política Energética de la UE es el instrumento adecuado para un desarrollo sostenible compatible con las exigencias en la lucha contra el cambio climático. La tesis que realizo y presento, con la finalidad de demostrar esta hipótesis de partida, será el resultado del trabajo de investigación acerca de la aplicabilidad, puesta en marcha y resultados de esta Política Energética de la UE en tres Estados miembros, Dinamarca, Alemania y España. He dedicado una Quinta Parte para hacer un análisis y reflexión de la Estrategia Energética en el País Vasco, lo que permite a esta tesis una mayor visión de la dimensión energética sostenible al abarcar tanto el ámbito de la UE, como el estatal y el regional.

La razón para analizar las políticas estatales de estos tres estados miembros en el estudio objeto de esta tesis, es la aportación de sus dilatadas experiencias en el nuevo modelo energético sostenible, partiendo de supuestos y circunstancias distintas en cada caso, que permitan evaluar la adecuación de la Política Energética Sostenible de la Unión Europea al momento energético y climático que vivimos, y su proyección hacia el año 2050. Estos tres Estados miembros han sido los precursores en Europa, y por tanto en el mundo, en la incorporación de programas activos de desarrollo tecnológico e implantación de las energías renovables, eficiencia energética y reducción de emisiones, a partir de las directrices de la UE incorporadas en sus propios marcos regulatorios nacionales.

La Tesis está dividida en cinco Partes. Una Parte I para la UE, Partes II, III, y IV para cada uno de los Estados miembros, Dinamarca, Alemania y España respectivamente. Finalmente, se contempla una Parte V para la Comunidad Autónoma del País Vasco, obviamente de menor dimensión, pero sin duda interesante al tratarse de una Región con un elevado nivel industrial, tecnológico y económico-social, que puede ser considerado como exponente de la aplicación y adecuación de las políticas estatales a las regiones en el marco de futuros modelos energéticos menos centralizados y más distribuidos.

A su vez cada parte se subdivide en Capítulos, que se abren con una Introducción al tema objeto de estudio, tras lo que, en función de la dimensión e interés de lo estudiado, se hace un resumen del tema. De todo el conjunto estudiado, las cinco

distintas Partes, se hace una reflexión general en un apartado de Conclusiones para tratar de demostrar la validez de la hipótesis planteada.

Salvando las particularidades intrínsecas de cada Estado miembro estudiado, se ha seguido un esquema de análisis similar en todos ellos. Se parte del proceso de liberalización del sector de la energía, en aplicación de las directivas de mercado interior de la energía, al considerar que, a partir de esa reforma del sector energético que lo hace más abierto y competitivo, es cuando toman particular relevancia las iniciativas regulatorias, la sensibilización y compromiso de las empresas, de la Universidad, del mundo de la Investigación y Desarrollo y de la sociedad en su conjunto, para converger hacia un nuevo modelo energético.

A partir de este punto, se estudia la translación de las Políticas de la UE al propio marco legislativo-regulatorio nacional, en materia de energía en general y en particular en materia de energías renovables y eficiencia energética, las líneas estratégicas en Investigación y Desarrollo, la creación y construcción de infraestructuras, la operación de los mercados, los criterios de formación de precios y los propios precios en los sectores doméstico e industrial, haciendo una reflexión general sobre el efecto de las nuevas energías en la competitividad de los Estados.

Creo conveniente precisar que esta Tesis no se ha planteado como metodología de trabajo el hacer un estudio o análisis legislativo, ni de un análisis de legislación comparada o de la doctrina jurídica, todo ello más propio de otras disciplinas y conocimientos que los de este doctorando. Se plantea un estudio multidisciplinar y poliédrico, como es en sí mismo el mundo de la energía, en el que, aceptando en su literalidad las leyes y reglamentos que conforman el marco regulatorio, se contemplan aspectos diversos tanto de la ingeniería, como la tecnología, el cambio climático, la reducción de emisiones, la eficiencia energética, el funcionamiento de los mercados, la investigación y desarrollo, la economía y los aspectos sociales, entre otros. Todo ello con la finalidad de obtener un valoración objetiva, mediante indicadores, de la Política Energética de la Unión Europea y las subordinadas de los propios Estados miembros, en cuanto a su adecuación para alcanzar en Europa un modelo de Energía Sostenible en 2050.

Dada la extensión temporal del estudio y la trascendencia económica, climática y social de la energía en el mundo, la bibliografía es extensísima, lo que no significa que toda ella esté siempre disponible. Una buena parte de esta documentación e informes procede de organismos públicos nacionales, de la UE y de organismos multilaterales. En el espectro bibliográfico quedan segmentadas con claridad distintas visiones, las opiniones, análisis, etc., lo que conforma y enriquece el análisis. He tratado de recoger el material bibliográfico que más aporta al debate energético en cada punto analizado, consciente de que para los lectores interesados no será difícil ampliar la información

bibliográfica a partir de las fuentes citadas. Toda esta bibliografía recogida en esta Tesis ha sido consultada para conformar una visión amplia de la situación energética desde el año 1946 hasta hoy.

Principalmente he pretendido con este trabajo poner de manifiesto, de una manera documentada, la gravedad de la situación climática generada por las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes del uso de combustibles fósiles. Pero también hacer una valoración de cómo se está afrontando por la UE esta situación en el horizonte 2050, aportando una información, un enfoque y una documentación accesible para los futuros investigadores y analistas, en una materia de tanta trascendencia. Aún quedan muchas preguntas sin respuesta, han de abrirse nuevas visiones y oportunidades de análisis y acometer la puesta en práctica de medidas y acciones regulatorias, tecnológicas y sociales, algunas de las cuales destaco a lo largo del texto.

La Union Europea asume el liderazgo de un nuevo modelo energético sostenible. La conjunción de una elevada dependencia energética de fuentes energéticas y los efectos del cambio climático, ya percibidos, son los elementos tructores de lo que se ha dado en llamar la “revolución energética”, que utiliza recursos sostenibles y que a su vez propicia un elevado nivel de conocimiento transferible a otros lugares. Aún hoy en día muchos pueblos del mundo no tienen acceso a la energía y en consecuencia se ve lastrado su desarrollo económico, social y cultural; su propia razón de ser. Mi esperanza es que un nuevo modelo energético contribuya a movilizar a las nuevas generaciones para que sean capaces de mantener un mundo habitable, más sostenible, en el que todos tengan acceso por igual al aprovechamiento de los recursos naturales.

Primera Parte

LA POLITICA ENERGÉTICA EUROPEA 1946-2016

INTRODUCCIÓN

Esta Primera Parte de la Tesis Doctoral se centra en obtener una visión de la evolución de las estrategias y políticas energéticas de la CECA, de la Comunidad Económica Europea, CEE, y de la CEEA-Euroatom, surgidas del Tratado de Roma, y posteriormente de la Unión Europea, así como de los instrumentos que las acompañan, siempre desde la perspectiva de las instituciones de la Unión Europea en su conjunto, sin entrar en el análisis de las propias políticas nacionales de los Estados miembros.

Las políticas y estrategias comunitarias parten de una amplia visión de la energía en los aspectos regulatorios y tecnológicos, visión que permita reducir la dependencia energética del conjunto de la UE, asegurando el suministro energético, la creación de un mercado único de energía con precios competitivos y medioambientalmente sostenible, su uso eficiente y la creación de las infraestructuras necesarias de generación, transmisión y acumulación, teniendo siempre presentes los retos planteados por la amenaza global de un cambio climático como consecuencia de la utilización energética de los combustibles fósiles. Todo ello configura un marco político regulatorio que determina las líneas de actuación de cada uno de los estados miembros y del conjunto de la UE.

Desde una visión retrospectiva, se realiza un análisis sobre las relaciones entre las instituciones de la Comunidad y los Estados miembros en el campo de la energía, mediante el estudio de los distintas estrategias y políticas, aportando indicadores económicos y técnicos de su progreso. Y, como resultado, obtener reflexiones, consecuencias y pautas de actuación a partir de las lecciones aprendidas de los distintos procesos, a lo largo de la vida de la Comunidad, conocer la situación actual y entender si las líneas de actuación y los ritmos son adecuados para cumplir con los objetivos de la UE en su estrategia de sostenibilidad energética y lucha contra el cambio climático.

En esencia, la cuestión que me planteo es conocer si las instituciones de la Unión Europea han tenido, y siguen teniendo, la visión política y los instrumentos necesarios para la construcción de un nuevo modelo energético más sostenible, que se proyecte al año 2050.

Esta Primera Parte de la Tesis se ha estructurado en cinco capítulos que abarcan un primer periodo desde la creación de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, CECA, al Tratado de Maastricht, un segundo periodo que nos lleva al Tratado Constitucional de la Unión, continuando con el análisis de la Política Energética desde Lisboa a la actualidad. Se concluye con el análisis y prospectiva de la energía en

Europa y un último capítulo a modo de resumen y en el que se recogen las conclusiones.

Todos ellos representan periodos muy significativos y distintos en la arquitectura comunitaria tanto por la mayor dimensión de la Unión Europea tras las sucesivas incorporaciones de nuevos Estados, como por los factores externos globales derivados del nacimiento de nuevas economías emergentes. En cada Capítulo se analiza los estudios preliminares a la definición de las estrategias y Políticas Energéticas, los libros Verdes y libros Blancos, las estrategias, políticas y herramientas horizontales, los programas marco de investigación, innovación y desarrollo, etc., teniendo en cuenta los hitos históricos más destacados que han contribuido y conformado las propias políticas energéticas, no solamente europeas sino de la mayoría de los países y regiones del mundo.

En lo geográfico el contenido de esta Primera Parte se limita al ámbito de la Unión Europea según su distinta dimensión en cada momento histórico. Teniendo siempre en cuenta, en lo material, las causas y efectos colaterales, las situaciones geopolíticas y estratégicas, la evolución de los recursos, la visión política de la propia UE, etc.

Y en lo relativo a los planteamientos y limitaciones, el estudio se realiza con fuentes originarias de información recogidas en las distintas comunicaciones, resoluciones, directivas, etc., de las instituciones de la UE, así como datos de Eurostat, IEA, IRENA, etc. con la inevitable limitación en estas fuentes de documentos que no fueron recogidos de una forma sistemática en los primeros años de la Comunidad. Además se aportan otras fuentes, como las académicas o determinados *outlooks* que, aun no siendo oficiales, aportan información con criterios rigurosos.

CAPITULO I. POLÍTICA ENERGÉTICA EN EUROPA 1946-1992

1. La fundacion de las Comunidades Europeas y la energía.

1.1. Orígenes.

Tanto la Primera como la Segunda Guerra mundial tuvieron como origen conflictos territoriales y el deseo de la hegemonía económica, cultural y política de los países en contienda. La escasez de recursos, en especial las fuentes de petróleo, condicionó muchas de las estrategias militares. Así, en la Segunda Guerra mundial la decisión alemana de entrar en guerra con Rusia y los países del Este se debió, además de por la locura de la expansión territorial, a la necesidad de hacerse con los yacimientos del petróleo del Caspio para obtener una fuente de suministro que les permitiera continuar con la contienda. El serio revés de los ejércitos alemanes en Stalingrado fue de hecho el inicio del fin de las ambiciones alemanas de invadir Rusia, lo que tuvo repercusiones en las batallas en el frente occidental contra los aliados y muy especialmente en la batalla de Inglaterra. Los alemanes desarrollaron tecnologías para la producción de combustibles sintéticos aunque no pudieron alcanzar los niveles necesarios. Estas tecnologías, aún hoy, siguen siendo utilizadas en el campo de los biocombustibles.

Superado el enfrentamiento, Francia y Alemania se vieron en la necesidad de llegar a acuerdos en la explotación de los yacimientos de hierro y de carbón¹ de las regiones de la Cuenca del Rhur y del Sarre. Había un temor general a que Alemania recuperara el dominio del acero en Europa, necesario para la reconstrucción europea². Mientras los aliados avanzaban en la ocupación de Alemania, la International Rhur Authority regulaba la producción y el suministro, pero una vez acabada la guerra, en 1949, era claro que los Estados Unidos planeaban una Alemania soberana libre de la supervisión y controles internacionales.³

Como indica Gurutz Jauregui⁴, en 1947, la Unión Europea de Federalistas defendió en su congreso de Montreux la creación de una Europa federal siguiendo el modelo de los Estados Unidos de América, modelo federal por el que se transfiere soberanía económica y política desde los Estados integrados a instituciones comunes: una Asamblea Europea, un Consejo de Europa, una carta de Derechos Humanos. Esta

¹ GILLINGHAM, J. (1991), "Coal, steel, and the rebirth of Europe, 1945-1955: the Germans and French from Ruhr conflict to Economic Community". *Cambridge University Press*, pp. 228 y ss.

² ALTER, K. J., & STEINBERG, D. (2007), "The Theory and Reality of the European Coal and Steel Community". *Buffet Center. Northwestern University*.

³ MILWARD, A. S. (1984), *The Reconstruction of Western Europe 1945-1951*. Ed. Methuen & Co. London 1984.

⁴ JAUREGUI, G. (2013), "El proceso constituyente de la UE: Democracia y Soberanía en la Europa Constitucional". *Master de Integración Política y Unión Europea de la EHU. Lección 1. San Sebastián. EHU*.

posición para la configuración de una Europa Federal, un Tribunal de Justicia Europeo, un Gobierno Europeo, etc., se trasladó al Congreso de Europa de La Haya de 1948.⁵

Ante la oposición de los EEUU y Rusia, que veían en este embrión federal la configuración de una tercera potencia alternativa en Europa, y en consecuencia una amenaza para sus intereses, los gobernantes europeos abandonaron el modelo federalista y se decantaron por un sistema de integración basado en la cooperación intergubernamental⁶ que respetaba la soberanía de los estados, facilitando la libre circulación de los factores y orientándose hacia una unión aduanera y monetaria, lo que se conoce como modelo funcionalista.⁷

Del mencionado Congreso surgirá, también, la creación del Consejo de Europa en 1949.

Jean Monnet⁸, ante la preocupación general en el acceso a las materias primas, desarrolló una idea basada en una integración funcional, modelo funcionalista, un modelo de puesta en común de determinadas actividades sectoriales mediante el libre movimiento de personas y mercancías logrando así, con el tiempo, una unión aduanera y monetaria. Esto permitiría hacer participar a Francia en la reconstrucción de Europa mediante una estrategia de acuerdos con Alemania en materia de carbón y acero, y que desembocara más adelante en una unión política. La mayoría de los países, observadores del proyecto de Monnet, consideraban que, más allá de la integración para el desarrollo comercial del Carbón y del Acero, el documento sentaba las bases políticas de una necesaria unión política de Europa. No obstante el verdadero impulso al proyecto europeo se atribuye a Schuman.

⁵ BUHIGUES, J. L. I. (1976), "Federalismo y soberanía en la historia de la construcción de la Europa comunitaria". *Revista de Instituciones Europeas*, 3(3), 657-678.

⁶ CROISAT, M., & QUERMONNE, J. L. (1996), *L'Europe et le fédéralisme: contribution à l'émergence d'un fédéralisme intergouvernemental*. Ed. Montchrestien. Paris.

⁷ *In extenso* sobre el funcionalismo como teoría de integración europea, (junto al intergubernamentalismo y el federalismo) *vid.* ,por ejemplo, SARMIENTO, D. (2016), *El derecho de la Unión Europea* .Ed.: Marcial Pons Ediciones Jurídicas y Fiscales. Madrid.

⁸ Jean Monnet fue nombrado en 1939 miembro del British Supply Council y asesor del Presidente Franklin D. Roosevelt en el programa de suministros a Gran Bretaña y Francia. Influyó decisivamente en el desarrollo del Plan Victoria. En 1943 fue nombrado miembro del Comité de Libération National. Terminada la Segunda Guerra Mundial propuso un plan de participación de Francia en la recuperación de Europa dibujando el proyecto de integración europeo. Jean Monnet había sido asistente en la Conferencia de Paz de París de 1919 del Ministro de Comercio de Francia, Etienne Clemantel, quien propuso un nuevo orden económico basado en la cooperación europea. En 1919 fue nombrado Secretario General Adjunto de la Liga de las Naciones.

1.2. La Declaración Schuman.

La Declaración Schuman, Ministro de Asuntos Exteriores de Francia, el 9 de Mayo de 1950⁹, elaborada conjuntamente con Jean Monnet, puso el acento en la reconstrucción de Europa y en la conveniencia de armonizar la elevada capacidad de producción de productos siderúrgicos que hacía pensar en una crisis de superproducción. Un primer objetivo era la contribución que una Europa organizada puede aportar a la paz mundial y, como ministro de Asuntos Exteriores, alude a la defensa realizada por Francia, durante más de veinte años de la necesidad de una Europa unida que tuviese como objetivo la paz.

Es importante resaltar cómo Schuman percibe el proceso de integración de Europa cuando dice en su declaración que: *“Europa no se hará de una vez ni en una obra de conjunto: se hará gracias a realizaciones concretas, que creen en primer lugar una solidaridad de hecho”*, lo que hace ver que el proceso de integración es una tarea ilusionante pero compleja, basada en la solidaridad de los Estados.

En esta declaración, y en representación del Gobierno francés, propone que el conjunto de la producción de Alemania y Francia del carbono y del acero se someta, cediendo soberanía en materias específicas a una Alta Autoridad común, a una organización abierta a los demás países europeos, lo que creará las bases del desarrollo económico. Con ello deja abierto el camino a la participación de otros Estados europeos en lo que el mismo denomina como la primera etapa de la federación europea.

En su declaración avanzó también en las tareas encomendadas a la Alta Autoridad común en cuanto al garantizar *“la modernización de la producción y la mejora de su calidad; el suministro, en condiciones idénticas, del carbón y del acero en el mercado francés y en el mercado alemán, así como en los de los países adherentes; el desarrollo de la exportación común hacia los demás países; la equiparación y mejora de las condiciones de vida de los trabajadores de esas industrias”*, mediante la aplicación de determinadas disposiciones que *“establezcan la aplicación de un plan de producción y de inversiones, la creación de mecanismos de estabilidad de los precios y la creación de un fondo de reconversión que facilite la racionalización de la producción”*.

Al mismo tiempo aportó la visión de que un mercado de producción del carbón y del acero no puede construirse sin que exista una libre circulación de las mercancías, lo que supuso anticipar medidas que más tarde se extenderían a la Comunidad Europea, y cita textualmente *“La circulación del carbón y del acero entre los países adherentes*

⁹Puede verse, por ejemplo, en: <http://www.eppgroup.eu/Activities/docs/divers/schuman-es.pdf>

quedará liberada inmediatamente de cualquier derecho de aduanas y no podrá verse afectada por tarifas de transporte diferenciales”.

La declaración de Schuman no hace, sin embargo, una alusión expresa a la consideración del carbón como materia energética relacionada con la producción de energía eléctrica. Como es sabido el carbón es una materia prima fundamental para la fabricación de aceros y también lo fue como combustible para la producción de gas de hulla utilizado en muchas ciudades en alumbrado público hasta bien avanzados los años 50, y para generación de energía eléctrica mediante gasomotores y para usos domésticos¹⁰.

En todo caso, parece claro que en el discurso de Schuman la energía y los recursos energéticos “se erigieron en los cimientos de la Comunidad Europea”, y a la postre de lo que hoy es la UE¹¹. Como veremos, la Unión Europea, ya desde sus inicios, se ha fraguado al calor de la necesidad y los avatares relativos a adoptar un enfoque común en los problemas de la energía, pero, sin embargo, paradójicamente, la política energética común no ha tenido un papel relevante en el proyecto de integración europea.¹² Tanto es así, que en la UE no ha habido una competencia para una Política Energética común, hasta el año 2007.

1.3. Tratado de París. CECA. 1951.

Francia, Alemania, Italia, Bélgica, Holanda y Luxemburgo, aceptaron la propuesta política recogida en la Declaración Schuman y aportaron una visión menos tecnocrática ampliando la visión hacia un proyecto de integración europea¹³. El 18 de Abril de 1951 se firmó el Tratado de París, por el que se constituirá la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA), que entró en vigor el 23 de julio de 1952. El mercado común del carbón se inició en febrero de 1953 y el del acero en mayo de 1953¹⁴.

Es en el primer discurso de inauguración de la Alta Autoridad Europea de su Presidente Jean Monnet del 10 de Agosto de 1952, en Luxemburgo, cuando se hace,

¹⁰ Una cantidad importante del carbón se destinaba a la obtención de energía eléctrica en plantas térmicas de generación. Hay que entender que en el escenario energético de los años 50, la energía eléctrica se obtenía principalmente en instalaciones hidráulicas, grandes presas o de plantas térmicas de carbón. Países como Francia tenían en estos años un mix de producción de energía eléctrica proveniente en un 50% de energía hidráulica y un 50% de energía térmica.

¹¹ MORAN BLANCO, S. (2015), *Seguridad Energética y Medio Ambiente; dos caras de la misma moneda*. Ed. Aranzadi, Cizur Menor. 2015.

¹² MORÁN BLANCO, S. (2015), *ibídem*.

¹³ URWIN, D. W. (2014), *The community of Europe: A history of European integration since 1945*. Routledge.

¹⁴ SCHUMAN, R. (1963), *Pour l'Europe*, Ed, Nagel Paris.

entre consideraciones de corte más político e institucional sobre el futuro de la Comunidad Europea del Carbon y del Acero, CECA, (*European Commission of Steel and Coal (ECSC)*), una mención a la utilización del carbón en diferentes productos y servicios:

“¿Cómo será este mercado único para 155 millones consumidores y que significa en la vida cotidiana de los ciudadanos de nuestros seis países? Sin duda, se dirá que pocos de ellos compran carbón y del acero en grandes cantidades. Pero el carbón y el acero entra en la fabricación de todo lo que el hombre moderno necesita: gas, electricidad, herramientas, máquinas, y automóviles. A través del arado y la tractor, equipos textiles, máquinas de coser, y acero estructural, desempeñan un importante parte, incluso en nuestras casas, nuestra ropa y nuestros alimentos. Carbón y acero más abundante, de mejor calidad, y de bajos precios significa la oportunidad para todos a comprar más y para todas las familias para lograr un mejor nivel de vida. El tamaño y la libertad del mercado único hacen posible el desarrollo de la producción en masa, que es la única forma de obtener costos más bajos, ampliar los mercados y una mayor producción.”

En los años posteriores a la firma del Tratado de París los yacimientos carboníferos daban signos de agotamiento, lo que hizo que los gobiernos de los países firmantes y la propia Alta Autoridad de la CECA se plantearan la forma de asegurar el suministro de combustibles que garantizaran la producción de energía¹⁵.

En la Sesión Extraordinaria de la Asamblea del 23 de noviembre de 1955, el Presidente de la Alta Autoridad, Rene Mayer, ya hizo mención a las crecientes necesidades de energía¹⁶. Y en su discurso en la Sesión Ordinaria de la Asamblea del 8 de Mayo de 1956 puso de manifiesto que la producción de carbón se incrementó en 1955 solamente un 2% lo que no era suficiente para los usos domésticos e industriales. Señaló además que *“la escala y la rapidez de las fluctuaciones de la demanda del principal consumidor de la Comunidad, la industria del hierro y el acero, amplió la brecha aceptable entre las necesidades de carbón y la capacidad de suministro en ocho millones de toneladas, es decir un 24 %, absorbiendo así ocho millones de toneladas adicionales de coque. Estas fluctuaciones han supuesto un considerable cambio en los flujos de comercio, que llegan a millones de toneladas”*.

¹⁵ La política en Oriente próximo complicó la situación energética en Europa. Tras el derrocamiento del Rey Faruck de Egipto, y la llegada al poder de Nasser, Egipto se convierte en República y se instala un movimiento panarabista opuesto a las políticas occidentales. Este distanciamiento llevó a Nasser a nacionalizar el Canal de Suez en Julio de 1956 y al bloqueo del estrecho de Tiran lo que dejó a Israel sin salida al mar.

¹⁶ EU Commission (1959) Document 3024/59 f. CECA *«Premier Rapport sur une politique coordonnée dans le domaine de l'énergie»* Working Document. Comité Mixte Conseil de Ministres - Haute Autorité. Avril 1959.

1.4. La Energía en los Tratados de Roma. CEE y CEEAC. 1957.

En este contexto, la Asamblea propuso la ampliación de la CECA para contemplar nuevas fuentes de energía en particular la energía nuclear sobre la que se elaboró un estudio de prospectiva que concluyó en la necesidad del desarrollo de la energía nuclear para atender al objetivo de la independencia energética. Tras las conferencias de Messina¹⁷ y Venecia, en la que se dieron pasos en el proceso de integración europea, y la posterior Conferencia de Val Duchesse en 1956 se firmaron los Tratados de Roma el 25 de Marzo de 1957 por los que se constituyó la Comunidad Económica Europea (CEE) y la Comunidad Europea de la Energía Atómica, CEEEA o (EURATOM).

El Tratado por el que se constituye la Comunidad Económica Europea, estableció en su primera parte, titulada “Los Principios”, en el artículo 2, un mercado común europeo para el acercamiento progresivo de las políticas económicas de los Estados miembros, para promover un desarrollo armónico de las actividades económicas en el seno de la Comunidad, una expansión continua y equilibrada, una estabilidad acrecentada, mejorar el nivel de vida de los ciudadanos y reforzar los lazos entre los Estados miembros.

El artículo 3 de dichos Principios expone las actuaciones para su desarrollo, entre otras las que destacan la eliminación de las barreras comerciales, la libre circulación de las personas, servicios y capitales, la instauración de una política común agraria y de transportes la creación de un Banco Europeo y de un Fondo social europeo. En todo el Tratado no se hizo sin embargo ninguna alusión expresa a la necesidad de una política común energética, posiblemente porque se pensaba que todas las incertidumbres en esta materia obtendrían su respuesta en el Tratado de la Energía Atómica CEEA (Euratom)¹⁸.

El Tratado por el que se crea la Comunidad Europea de la Energía Atómica CEEA (Euratom)¹⁹, nació con la misión de desarrollar la energía nuclear con fines pacíficos para elevar el nivel de vida en los Estado miembros, dado que Europa tenía una alta dependencia energética del petróleo que se incrementaba año tras año y en una situación geopolítica que empezaba a dar las primeras señales de las dificultades venideras para garantizar un suministro regular.

¹⁷ Centre Virtual de la Connaissance Européen 2008 CVCE. Luxembourg. « *Les ministres des Six acceptent d'envisager l'extension de l'intégration européenne à tous les secteurs de l'économie et chargent immédiatement un comité d'experts d'élaborer, sous la présidence de Paul-Henri Spaak et avant la fin de l'année, un rapport circonstancié sur les possibilités d'une union économique générale et d'une union dans le domaine nucléaire* ».

¹⁸ PRIETO SERRANO, N. (2015), “Euratom, origin and contents of Community European of the energy atomic”. *Estratos*, 113, 16-21.

¹⁹ El texto original del Tratado de la Energía Atómica CEEA (Euratom) puede consultarse en la pagina [http://www.boe.es/legislacion/enlaces/documentos/ue/Tratados\(0476-0576\).pdf](http://www.boe.es/legislacion/enlaces/documentos/ue/Tratados(0476-0576).pdf).

Así, en el preámbulo del Tratado los signatarios, representantes de Francia, Alemania, Italia, Bélgica, Holanda y Luxemburgo, se declaran:

- *Conscientes de que la energía nuclear constituye un recurso esencial para el desarrollo y la renovación de la producción y el progreso de las acciones en favor de la paz,*
- *Convencidos de que sólo un esfuerzo común emprendido sin demora puede conducir a realizaciones proporcionadas a la capacidad creadora de sus países,*
- *Resueltos a crear las condiciones para el desarrollo de una potente industria nuclear, fuente de grandes disponibilidades de energía y de una modernización de la tecnología,*
- *Preocupados por establecer condiciones de seguridad que eviten todo riesgo para la vida y la salud de las poblaciones,*
- *Deseosos de asociar otros países a su acción y de cooperar con las organizaciones internacionales interesadas en el desarrollo pacífico de la energía atómica.*

En el artículo 2 del Título Primero del Tratado, se plantearon las misiones y condiciones necesarias para ello, que pasan por el desarrollo de la investigación, el establecimiento de normas de seguridad para la protección de la población, facilitar las inversiones, velar por el abastecimiento de minerales y combustibles nucleares, el control de los materiales fisionables, y la creación de un mercado común de materiales y equipos especializados y la libre circulación de los capitales²⁰.

Es de destacar la indudable preocupación que los Estados miembros tenían por la protección de la población y el control de los materiales fisionables, aspectos a los que dedicaron especial atención en el texto del tratado. Se constituye una Agencia Europea de la Energía Atómica²¹, que dispone de un derecho de opción sobre los minerales, materiales básicos y materiales fisionables especiales producidos en los territorios de los Estados miembros, así como del derecho exclusivo de celebrar contratos relativos al suministro de minerales, materiales básicos o materiales fisionables especiales procedentes del interior o del exterior de la Comunidad²².

²⁰ Las instituciones asignadas para impulsar y tutelar el desarrollo del Tratado fueron el Consejo de Ministros, la Comisión Euratom. Además para asistir al Consejo y a la Comisión se creó un Comité Económico y Social con funciones consultivas y un Comité Científico y Técnico. En el Tratado de Fusión de Bruselas de 1965 se unificaron los ejecutivos de la CEE y de Euratom creando un Consejo y una Comisión común.

²¹ La agencia Europea de la Energía Atómica se creó en Diciembre de 1957 como órgano de la OEEC (Organización Europea de Cooperación Económica), en virtud de una Convención internacional firmada en abril de 1948 por Austria, Bélgica, Dinamarca, Francia, Grecia, Irlanda, Islandia, Italia, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos, Portugal, el Reino Unido, la República Federal de Alemania, Suecia, Suiza y Turquía. España se hizo Miembro en 1959.

²² Es significativo que, ya en 1978, la central nuclear de Lemóniz no contase con un plan de protección y evacuación de la población. Así lo pudo constatar el Dr. Weinberg con quien

Estos aspectos eran, y siguen siendo, los grandes retos que aún hoy quedan por resolver en lo relacionado con la producción de energía eléctrica por centrales nucleares y los que mayor rechazo genera en los ciudadanos.

1.5. La Energía en la CEE tras los Tratados de Roma.

Ésta decidida apuesta de los Estados fundadores de las comunidades por la energía nuclear, como solución a las necesidades crecientes de energía y como vía hacia la independencia energética, requería de unos largos plazos de tiempo para su implementación, puesto que era evidente que todo el desarrollo de la estructura organizativa derivada del Tratado, la generación de conocimiento y la puesta en marcha de las infraestructuras e instalaciones exigía rigurosos, complejos y largos procesos. Además, no se quería depender de los Estados Unidos, ni tecnológicamente ni en materiales nucleares fisionables, en beneficio de las tecnologías propias avanzadas, particularmente las de Francia, lo que dificultaba un inicio del plan a corto plazo.

Es quizás por eso que en el discurso a la Asamblea del 14 de mayo de 1957 el Presidente de la Alta Autoridad, Rene Mayer, expresó su preocupación por la situación energética, sin declinar su apuesta por la energía nuclear, con las siguientes palabras:

“1956-57, Mr. President and gentlemen, will stand out as the year of the Suez crisis, overshadowed by the problem of Europe's dependence on others for energy. In the space of a few months, the people of our six Countries have come to realize what a problem it is. And already they have been showing both their interest in what can be done to deal with it and their anxiety that there should be a regular flow of supplies. The events of recent months²³ have also demonstrated that the energy problem is a single indivisible one — a point to which the High Authority has never ceased to draw the attention of the Governments. When it was instructed to publish a second version of the General Objectives of the Community, it proceeded as a matter of course, with the assistance of the Governments and the experts, to draw up estimates for energy supplies and energy consumption, without which it would be impossible to outline any realistic objectives for the coalmining industry.

It was an advantage to the High Authority in this connection that one of its Members, Vice-President Etzel, was, by a happy choice, appointed as one of the « Three Wise Men » to whom the Foreign Ministers of our six Countries entrusted the task of drafting the first common objectives for the production of nuclear energy on an industrial basis”.

estuve visitando la planta en construcción, previamente al debate nuclear con el Dr. Arrhenius de Oak Ridge Laboratory US, organizado por la Sociedad de Ciencias Aranzadi en San Sebastián.

²³ Se refería sin duda a la nacionalización por Egipto del canal de Suez y el estallido de la Guerra del Sinaí.

En su discurso a la Sociedad Luxemburguesa “Pro Energía”, el 9 de Diciembre de 1958, François Vink²⁴ Director General de Asuntos Sociales de la Alta Autoridad de la CECA, bajo el título de “*L’avenir du charbon et la concurrence energetique dans la communauté*”, plantea la preocupación sobre el futuro del carbón como fuente de suministro de energético necesario para el desarrollo social, económico y político y dice con crudeza que la materia a tratar es tan negra como el carbón. Expone la importante contribución energética del petróleo, que en 1957 ya supuso el 16,8% del total de energía primaria, y la incipiente pero creciente participación del gas que contribuía con el 1,8% del total del consumo, y la cada vez menor participación en la matriz energética de la energía hidráulica debido a la fuerte inversión requerida y a la dificultad de encontrar emplazamientos adecuados.

Introduce la necesidad de explorar diversas fuentes y formas de energía, en un entorno social y económico, entre 1957 y 1975, presidido por un aumento del 10% de la población, un 124% de la producción industrial y, en consecuencia, un aumento de las necesidades de energía primaria en el periodo indicado del 84%, frente a un crecimiento de los recursos propios de la CECA del 37%. Propone el desarrollo de nuevas fuentes y formas de energía y se muestra muy convencido del futuro de la energía atómica.

En 1959 el Comité Mixto Consejo de Ministros-Alta Autoridad Europea publica el Primer Informe sobre una Política Coordinada en el campo de la Energía²⁵. El objetivo de la Política Coordinada de Energía, es decir de la coordinación de las distintas políticas de los seis Estados miembros, es “*adecuar los suministros a las necesidades, en las condiciones más económicas, con la mayor regularidad y seguridad, lo que conlleva una utilización juiciosa de las limitadas reservas disponibles*”.

En las conclusiones del informe se hace referencia a los nuevos yacimientos en explotación como consecuencia de la crisis de Suez lo que permite ver una seguridad de abastecimiento más allá del proporcionado por los recursos internos, y termina diciendo “*estos hechos no disminuyen la necesidad para Europa de un fuerte desarrollo de la energía nuclear; ello permitirá la investigación en las más favorables condiciones técnicas y económicas y no como un medio de urgencia para responder a la penuria energética*”.

En 1961 había en la CECA una opinión muy compartida de la necesidad de poner en marcha una política energética común a partir de la coordinación de las políticas

²⁴ VINCK, F. (1958), “The future of coal and energy competition in the Community”. *Speech to the “Luxembourg Pro-Energy Society*”. 9 December 1958. EU Speech.

²⁵ EU Commission (1959) Document 3024/59 f. CECA «*Premier Rapport sur une politique coordonnée dans le domaine de l’énergie*» Working. Comité Mixte Conseil de Ministres - Haute Autorité. Avril 1959.

energéticas de los seis, con una visión más amplia del estricto sentido energético, como un instrumento de política social y económica. Es muy ilustrativa la conferencia del Director General de Asuntos Económicos y Energía de la CECA, S. Nora, en la Universidad Europea de Nancy en Abril de 1961²⁶, en la que como conclusión expuso que el mercado común de la energía no era, por sí mismo, una solución definitiva al problema energético, sino que era necesario alcanzar una política energética común, bajo la forma de tratados o acuerdos intergubernamentales.

El 25 de junio de 1962, la Alta Autoridad Europea del Carbón y del Acero, la Comisión de la CCE y la Comisión Europea de la Energía Atómica, publican el “Memorándum sobre la Política Energética” en el que defienden un mercado común de la energía.²⁷

Podemos por tanto concluir que en estos años los líderes de la Comunidad del Carbón y del Acero tenían una preocupación generalizada por el tema de la dependencia energética europea y el agotamiento de los yacimientos de carbón en un escenario interno de constante crecimiento de la demanda energética y con las incertidumbres generadas por un conflicto bélico en los países productores de petróleo del próximo Oriente cuya resolución estaba lejos de ser satisfactoria para los intereses europeos. Se seguía confiando en buena parte en el abastecimiento de carbón, y se esperaba que el petróleo y el gas fuesen incrementando su participación en la energía primaria. Y al mismo tiempo, todas las estrategias a medio plazo para contingentar estas amenazas se centraban en el desarrollo pacífico de la energía nuclear en el marco de una Política Energética de la Comunidad Europea.

1.6. Perspectivas Energéticas a Largo Plazo en la CE. 1964.

En 1964 se publica en Luxemburgo el «Estudio sobre las perspectivas energéticas a largo plazo de la Comunidad Europea» en el escenario 1964-1975²⁸. Este escenario suponía una proyección temporalmente corta, posiblemente porque se tenía en cuenta la situación económica y energética internacional del momento. Estudios más recientes de Prospectiva Energética²⁹ se hacen con un horizonte temporal de al menos 20 años.

El estudio estuvo dirigido a la Alta Autoridad de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, la Comisión de la Comunidad Económica Europea y la Comisión de la

²⁶ NORA, S. (1961), “Toward a single energy policy. Individual national policies vs. a concerted European Policy”. *Lecture at the European Université de Nancy*.

²⁷ EU Commission (1962). Working Document “Memorandum sur la politique energetique (25 june 1962). Bulletin de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier. Bruselas, 25.06.1962.

²⁸ EU Commission (1964). Working Document “Study on the long-term energy outlook for the European Community”.

²⁹ El ejercicio de Prospectiva Energética del Ministerio de Industria en 2008, en el que participe como miembro del Consejo Asesor, se proyectaba al 2030.

Comunidad Europea de la Energía Atómica y recogió las hipótesis de base esquematizadas en el memorándum sobre la política energética transmitidas al consejo Especial de Ministros del CECA el 25 de Junio de 1962. En su presentación, P.O Lapie, Director General de Asuntos Sociales miembro de la Alta Autoridad, y Presidente del grupo Pro-Energie de trabajos interejecutivos, expuso en su introducción el doble propósito del estudio.

Se dibujaban los escenarios del progresivo aumento de las necesidades de energía y se resaltó la reevaluación de las reservas del yacimiento de Groningen, descubierto en 1964, que tras nuevos estudios se concluía que las reservas alcanzaban los 10.000 millardos (miles de millones) de metros cúbicos. A pesar de ello, se consideraba que este importante yacimiento, cuya puesta en servicio sería progresiva, en nada haría cambiar los pronósticos estudiados de las demandas de importación de combustibles líquidos y gaseosos.

En cuanto al alcance del Estudio, se hacía en su introducción una referencia muy concreta a que se trataba de analizar perspectivas y no tanto de hacer previsiones. El Estudio estaba dividido en cuatro apartados:

- Análisis de los datos del mercado energético, desarrollo económico en el marco del mercado de la energía.
- Elementos de la oferta y la demanda, análisis económico de costos y precios en términos cuantitativos.
- Mecanismos que rigen en el mercado de la energía.
- Conexión entre la oferta y la demanda, delimitando los espacios reales de concurrencia entre las diferentes fuentes de energía y los límites entre los cuales se ejercen realmente las opciones políticas.

Este «Estudio sobre las perspectivas energéticas a largo plazo de la Comunidad Europea» sentó las bases de futuros ejercicios realizados por la Comunidad Económica Europea y por diferentes estados europeos aún no vinculados a la CEE. Por ello me parece interesante, a los efectos de futuros ejercicios, entrar en su análisis, pero dada la extensión del Estudio de cerca de 650 páginas, me limitaré a destacar los aspectos metodológicos y comentar aspectos relevantes de los indicadores manejados.

El Estudio está metodológicamente estructurado en las siguientes áreas de trabajo:

1.- Cuadro económico general de la CEE.

En este apartado se analizan las perspectivas económicas globales que constituyen el cuadro general para las estimaciones de la evolución futura de los sectores de

energía. Y se plantean dos hipótesis de trabajo por las cuales han de ser analizadas las perspectivas energéticas;

- una primera hipótesis, en la que las previsiones de la demanda energética son condicionales y por tanto válidas en tanto se mantengan las perspectivas económicas globales;
- una segunda hipótesis, en la que las previsiones energéticas puedan ser consideradas coherentes con la expansión económica global.

Como fuente del análisis de perspectivas económicas se tomaron como base los datos que ofrecía el “Informe sobre perspectivas de desarrollo económico en la CEE 1960 y 1970”, a partir de los cuales se realizaron estimaciones para el periodo 1970-1975 con datos sectoriales, y en especial de los sectores de la actividad industrial general y de la actividad siderúrgica. Además se consideraron dos escenarios distintos:

- escenario A, que consideraba los resultados con un crecimiento moderado;
- escenario B, como escenario más probable³⁰.

También se tuvo en cuenta si las tendencias actuales se mantendrían sin cambios o, si por el contrario, podría haber en el horizonte temporal del Estudio un punto de inflexión; y en este sentido se consideró que 1965 podía suponer un punto intermedio en la senda del crecimiento.

Se manejaron tres tipos de indicadores:

- Indicadores macroeconómicos
 - El informe elaboró unas tablas con los conocidos hasta 1964 y las estimaciones en el periodo siguiente hasta 1975, con fuentes internas de expertos de la CEE y de la Alta Autoridad Europea, en aspectos como Evolución del Producto Nacional Bruto, Evolución de la Producción Industrial y los índices de estas evoluciones con relación a 1962, aportando además información y visión perspectiva a 1975 de la participación relativa de cada Estado miembro en el conjunto de la CEE.
- Perspectivas demográficas.
 - En las que se analizó la estructura de la población total a tasas de actividad constante, corrigiendo los efectos de la escolaridad, el empleo femenino, a la edad de retiro y a las migraciones
- Indicadores económicos de productividad.
 - En términos de Producto Nacional Bruto por habitante, por persona ocupada, los elementos de valor por habitante en unidades de cuenta, y en relación al año 1960, en términos de producto nacional bruto, y

³⁰ En análisis prospectivos actuales se considera, además, un tercer escenario BAU *business as usual*.

consumo privado. El estudio puso de manifiesto las perspectivas de la CEE con un importante nivel de crecimiento tanto del Producto Nacional Bruto como el de la Producción Industrial, consecuencia del proceso de reconstrucción europea.

En una primera valoración de los indicadores de productividad y su interpretación por cada país de la CEE, se observaron aspectos diferenciados en función de las políticas de desarrollo y de ayudas a las inversiones seguidas, así como de las adecuaciones de las jornadas laborales en un nuevo marco de negociación colectiva, que como en el caso de Alemania, tenía como efecto estimular el aumento de la productividad. Es significativo el caso de Francia en donde las previsiones se ajustan al Plan Cuatrienal del Gobierno, la mejora de la coyuntura económica en Bélgica, y la alta tasa de incremento de la productividad alcanzada y esperada en Italia.

En los aspectos demográficos se apreciaba la existencia de importantes diferencias en la evolución de la mano de obra entre los distintos países. Destacaba el aumento de la población activa y ocupada en Alemania, debido a la fuerte inmigración procedente principalmente de Italia, España y Turquía y por un efecto de llamada a las reservas de mano de obra, factores ambos que en el momento de la redacción del informe estaban siguiendo una evolución desfavorable; algo similar ocurría en Italia. Sin embargo, en Francia y Bélgica las perspectivas anunciaban un rápido desarrollo de la población ocupada. En el conjunto de la Comunidad se vislumbraba en el marco temporal del estudio un decrecimiento de la mano de obra. En tal situación la productividad se convertía en un factor importante.

2.- Perspectivas de las necesidades de energía.

En este apartado del Estudio, se hace, en primer lugar, alusión a la metodología seguida para el análisis de las necesidades de energía, indicando el carácter de *perspectivas condicionales*, en tanto que están estudiadas de acuerdo a las perspectivas macroeconómicas generales. Y en consecuencia, si estas perspectivas no se cumplieran, sería necesario modificar las cifras de energía. Además, se indica que las cifras de necesidades de energía se han obtenido en unas condiciones de coyuntura económica media y en condiciones media de clima e hidraulicidad. Es por tanto un esquema de prudencia que ha sido seguido en otros recientes estudios de prospectiva.

Los autores del Estudio indicaron que la relación de las necesidades de energía y los aspectos económicos era, obviamente, muy estrecha. En una situación en la que el nivel de detalle de los datos de la economía y sus perspectivas es bastante globalizado, es difícil hacer análisis detallados por los distintos sectores de actividad (siderurgia, metalurgia, química, cemento, textil, etc.). Se puso de manifiesto que salvo en ciertos sectores, como la siderurgia y centrales térmicas, hay una *penuria* de

información, que pone limitaciones a las perspectivas de las necesidades de energía. Por tanto se inclinan por seguir una metodología que permita hacer el mejor aprovechamiento de las fuentes analizadas y hacer retoques puntuales a través de todas las informaciones directamente disponibles.

En esta línea de trabajo se realizaron dos análisis en paralelo:

- necesidades de la energía en su conjunto (haciendo una distinción entre electricidad y combustibles);
- sectores de grandes consumos.

Del cruce de informaciones, y tras los necesarios ejercicios de ajustes, se obtuvo una estimación única para el consumo global expresado en unidades de energía primaria que permitía un análisis más homogéneo en una unidad común *tec* (tonelada equivalente de carbón)³¹, y que permite la adición de las informaciones obtenidas. La evaluación se hizo, en primer lugar, en términos de CEE y se abre en mayor detalle a los países integrantes.

3.- Necesidades Globales de Energía

Son sorprendentes los datos de las necesidades globales de energía. Frente a los 461 millones de *tec* de 1960, las necesidades globales de la CEE ascendían en 1970 a 700 millones de *tec* y en 1975 a 850 millones de *tec*, lo que suponía un incremento del 50 % en 10 años y del 85 % en 15 años con una tasa anual de crecimiento de las necesidades de energía en torno al 4%³².

Los autores consideraban que el descenso de la tasa anual del crecimiento de energía del 4,8% en la década 1950-1960 al 4,3% entre 1960 y 1970 ponía de manifiesto la ralentización del ritmo de la economía. Pero en este análisis no se tuvo en cuenta la reducción de la intensidad energética (unidades de energía/ PIB); en efecto, el consumo de energía total crecía por debajo del PIB y sin embargo el consumo de electricidad estaba por encima del PIB.

En términos de consumo de energía por habitante el consumo previsto en el estudio crece en un 40% entre diez años; en 1960 en el conjunto de la CEE era de 2,7 *tec*, estimándose alcanzar un consumo de 3,8 *tec* por habitante en 1970, consumo todavía inferior a los 4,8 *tec*/habitante de Gran Bretaña en 1960 y muy alejado a los 7,5 *tec* por

³¹ Actualmente en términos de energía primaria se utiliza la unidad *tep* tonelada equivalente de petróleo. Esta forma de expresar la energía primaria refleja en sí misma la importancia del carbón en el panorama energético del momento.

³² La tasa anual de crecimiento de energía primaria en el periodo entre 1950 y 1960 fue del 4,8%, mientras que en el periodo entre 1960 y 1970 se estimaba del 4,3%. Esta disminución era debida, según los autores, a una ralentización de la actividad económica. En mi opinión pudo estar debida también a una mejora de la intensidad energética (energía/PIB) parámetro que no se utiliza en el estudio (solamente se hace alusión al ritmo de progreso técnico).

habitante en US en el mismo año 1960. La reconstrucción industrial y urbana de Europa continental estaba aún lejos de alcanzarse en su totalidad.

De cualquier forma estos datos aportan una visión del importante momento de desarrollo económico que se vivía en la CEE, originado en gran medida por el proceso de reconstrucción; y no es por tanto nada extraño que en 1967 tanto Inglaterra, Irlanda y Dinamarca, como después Noruega, solicitaran su ingreso en la CEE.

4.- Necesidades de Energía por Sectores.

El Estudio analiza además el consumo de energía en los grandes sectores de la actividad industrial, siderurgia, transportes y plantas térmicas de generación de energía:

- En el sector siderúrgico el consumo de energía estaba directamente relacionado con la producción de acero y fundición, estimándose un crecimiento de la producción de acero entre 1960 y 1970 del 51% y del 48% de fundición en el mismo periodo. El consumo de energía no eléctrica, principalmente carbón, coke y productos del petróleo se ve reducido en el periodo de referencia en un 1% anual debido a la incorporación de nuevas técnicas y procesos, pero sin embargo el consumo de electricidad se verá incrementado en más de un 28%³³ en este sector.
- En el sector industrial el estudio de prospectiva considera un aumento del 2,4 % anual en el periodo de referencia inferior al crecimiento en el periodo 1950 a 1960. Destaca el sector de transportes en el que se contempla un fuerte desarrollo del parque de automóviles y un cambio de energía en el sector de transporte ferroviario, debido a la electrificación y dieselización de numerosas líneas, lo que lleva a una reducción importante del consumo de energía en términos relativos (tonelada/kilómetro). En conjunto el sector transportes verá incrementado su consumo entre 1960 y 1975 en más de un 200% pasando de 59 millones de tec en 1960 a 128 millones de tec en 1975.

La prospectiva del consumo de electricidad³⁴ en la CEE indicaba las dificultades para el análisis en un indicador tan estrechamente ligado al desarrollo de la actividad económica general. El consumo de electricidad en 1960 fue de 285 TWh³⁵ y se estimaba un consumo en 1970 de 574 TWh y de 790 TWh en 1975 lo que significaba un crecimiento de la demanda en torno al 7% anual.

³³ Incluye el consumo de electricidad para la obtención de coque.

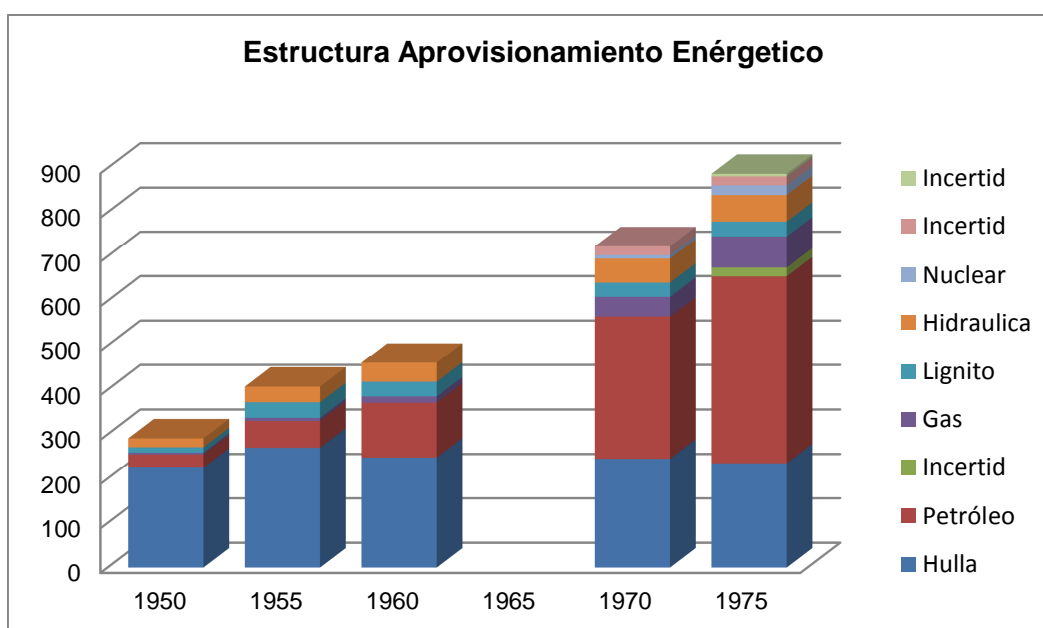
³⁴ El consumo de energía incluye la energía necesaria de combustibles sólidos, generalmente procedentes del carbón y petróleo para la generación de electricidad. El dato de consumo de electricidad no contempla la fuente de la que procede.

³⁵ TWh. Unidad de energía eléctrica equivalente a 10⁹ kWh (kilovatio hora).

La conclusión más clara que aportaba el análisis de los distintos escenarios, dibujados por el significativo ejercicio de prospectiva de 1964, se centró en poner de manifiesto las dificultades para la garantía de suministro en la CEE, que sin duda eran extensibles a Europa en su conjunto. Las fuentes de suministro internas de la CEE se mostraban insuficientes para atender la demanda. Así, el agotamiento de los yacimientos de carbón y las limitadas posibilidades de incrementar las instalaciones de producción de la energía hidroeléctrica y geotérmica hacían necesario la diversificación hacia la energía nuclear y el aumento de las importaciones. Para el año 1970 se consideraba que la dependencia energética del exterior³⁶ sería superior al 60%, alcanzando en 1975 el 65% de las necesidades totales de energía.

En el gráfico adjunto se puede observar en la matriz energética de la CEE el creciente peso del petróleo y del gas y el avance de la energía nuclear hasta un 5-7% del total de la energía. En contraposición se reduce el peso de la hulla y del lignito mientras la energía hidráulica se mantenía prácticamente constante.

Gráfico 1. Fuente CEE. Elaboración propia.



Aparece por primera vez en la CEE la proyección de la participación de la energía nuclear en el mix energético en los años 1970 y 1975 con un peso aún reducido y se considera que la energía nuclear debe constituir un *“elemento determinante en la política energética de la CEE”*, expresión que recoge el término y el concepto de Política Energética más allá de la coordinación de las políticas de los Estados miembros.

³⁶ Los países europeos eran suministradores de energía a la CEE, pero en muy pequeña cantidad. La mayoría de los recursos se encontraban en países del bloque soviético.

En 1968 se crea la Dirección General de Energía de la Comunidad Europea.

1.7. Energía Nuclear.

Como ya he comentado la preocupación de la Alta Autoridad de la CECA por el suministro de energía estaba muy interiorizada hasta el punto que se consideraba un problema especialmente importante, Así lo definía el Dr. Rudolph Regal de la División Económica en su informe *"The atom and Europe's energy gap"* de 1958³⁷, en el que defendía la necesidad de afrontar el problema basándose en la tendencia del consumo de energía y cuestionándose cómo la energía nuclear puede ayudar a facilitar a Europa el suministro de energía.

En el Estudio sobre las perspectivas energéticas a largo plazo de la Comunidad Europea, se analizaron los costos de producción de las centrales nucleares en función de las distintas tecnologías utilizadas en Europa, PWR (Pressurized Water Reactor), BWR (Boiling Water Reactor), y Grafito Gas y en base a tres parámetros de costos para diferentes factores de capacidad, costos financieros de amortización de las inversiones con distintos periodos de amortización y los costos del ciclo de combustible en base a los precios de recompra del plutonio fijados por la Comisión de Energía Atómica de USA y los costos O&M, operación y mantenimiento³⁸.

Compara los costos de producción de energía eléctrica de origen nuclear con la de origen térmico, adecuando la eficiencia energética a las innovaciones tecnológicas que permitían reducir el consumo de carbón por MW. No se hace un análisis de los costos de desmantelamiento de las centrales nucleares ni de los costos sociales y costos externos en general, conceptos que durante décadas no se incorporaron a los costos reales de producción y son asumidos por los estados. De este análisis comparativo de costos se dedujo que las centrales nucleares serían competitivas en varias regiones de la Comunidad en el periodo 1968 a 1970 y a partir de esta fecha en la totalidad de los países que integran la CEE. El único factor que se considera limitante para su desarrollo es la falta de capacidad de fabricación de la industria nuclear para mantener el ritmo requerido de las instalaciones de doblar la potencia instalada cada 3 años.

En las conclusiones relativas a la contribución de la energía nuclear en la seguridad del abastecimiento, el informe destaca las reservas de uranio existentes en países estables, el aprovisionamiento de uranio enriquecido por Estados Unidos y la consideración de que, gracias a los avances tecnológicos, la energía nuclear será una

³⁷ REGUL, R. (1958), "The atom and Europe's energy gap", *Speech European Coal and Steel Community*.

³⁸ En 1962 estaban en funcionamiento centrales nucleares de pequeño tamaño (15-37 MW) en la República Federal Alemana y en Francia, con una potencia instalada de 57 MW. Se encontraban en construcción 10 centrales con una potencia instalada de 1.750 MW, la mayoría en Francia, y otro 840 MW en proyecto o en fase de toma de decisiones. Este parque de centrales nucleares tenía previsto su total puesta en marcha antes de 1967.

fuerza inagotable de energía que contribuirá a la seguridad de abastecimiento de energía en la Comunidad.

En Marzo de 1965, se publica por la Comunidad Europea de Energía Atómica el Primer Programa Indicativo para la Comunidad Europea³⁹, PINC, que respondía a la obligación de la Comisión de Euratom de publicar periódicamente programas de carácter indicativo para definir los objetivos de producción de energía nuclear y planificar las inversiones necesarias para su realización. Estos objetivos responden a una política común de la energía encargado al grupo inter ejecutivo “Energy” en la que participaron la Alta Autoridad de la CECA, la Comisión de la Comunidad y la Comisión de Euratom.

El programa consideraba tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, en el periodo 1965-1980, entre el 7,5% y 6,5%, lo que representaba un consumo de energía en 1965 de 409 millones de MWh, de 789 millones MWh en 1975 y de 1.080 millones de MW en 1980, previsiones consideradas como prudentes. Se entendía que la energía nuclear podría participar en esta demanda de energía aportando, como hipótesis mínima, los dos tercios de las nuevas centrales térmicas necesarias en la CEE, lo que supondría tener en producción 40 GWe en 1980 y 75 GWe en 1985. Es muy destacable la visión optimista del programa a largo plazo, estimando en el año 2000 una potencia instalada de 370 GWe con una producción de electricidad de 34.000 millones de GWh⁴⁰.

Cabe concluir que la carencia más seria del ejercicio de prospectiva es no haber considerado los riesgos asociados al almacenamiento de los residuos radiactivos de larga vida media, ni esbozar criterios de implantación y planes de evacuación de la población afectable. No es extraño, por tanto, que en España, país con menor rigor y acervo tecnológico que los que integraban la CEE, el programa nuclear tomara en la segunda mitad de la década de los 70 la disparatada dimensión que suponía en su conjunto la llamada Costa Vasca nuclear.

³⁹ EU Commission (1965). Working Document “*First indicative program for the European Atomic Energy Community. Symposium on the direction of long-term orientation of nuclear energy in the European Community*”. Venice 12-14 April 1965. EUR/C/1000/65 f.

⁴⁰ A la luz de los graves accidentes de Chernóbil en 1986 y en Fukushima en 2011 y de la consideración de que la seguridad nuclear necesita constantemente de sistemas y procedimientos más seguros, hoy nos sorprende la falta de rigor con la que se tomaron las decisiones en el proceso de desarrollo de la energía nuclear en los años 60 y 70 del pasado siglo XX en la CEE y en el resto de Europa. Y ello, a pesar de que en Europa ya habían ocurrido en 1957 dos accidentes en Inglaterra, en Windscale y en Dumfries and Galloway, dos explosiones en 1959 en el reactor experimental de Idaho con fusión parcial del núcleo del reactor y otro en 1961 en Simi Valley en California.

1. Europa de los nueve. Crisis del Petróleo 1973

2.1. Orígenes Económicos de la Crisis.

En 1961 el Reino Unido, Dinamarca e Irlanda solicitaron el ingreso en la Comunidad Europea, y en 1962 lo hizo Noruega, todos ellos atraídos por una economía que crecía a unas tasas superiores a las de sus países y con un muy dinámico mercado común. Las sucesivas negativas del Presidente de la República Francesa Charles de Gaulle al ingreso del Reino Unido, con un distinto concepto de la integración europea y la pérdida de ascendencia político militar de Francia en el escenario de la guerra fría entre la URSS y Estados Unidos, motivaron una nueva solicitud de adhesión de los cuatro países en 1967. La dimisión como Presidente de Charles de Gaulle en 1969 facilitó que, en Enero de 1972, se firmaran los Tratados de Adhesión que fueron ratificados en referéndum por Reino Unido, Irlanda y Dinamarca, pero no por Noruega. El 1 de Enero de 1973, Dinamarca, Irlanda y Reino Unido ingresan en las Comunidades. Se crea así la Europa de los nueve.

Europa y la CEE vivían una situación económica que había generado altas tasas de inflación y en la que los tipos de cambio jugaban un papel fundamental. Como consecuencia de una economía acelerada en la CEE, en el periodo entre 1968 y 1973 los precios habían subido un 6,8%, lo que presagiaba una disminución del crecimiento económico que había sido del 4,9 % en el mismo periodo citado⁴¹. Pero la visión de los Estados miembros de las políticas económicas de la CEE eran diferentes y Alemania puso en marcha medidas para luchar contra la inflación, mientras Francia seguía un política expansionista. A todo ello se unía el hecho de que la PAC consumía el 60% del presupuesto comunitario y que la fluctuación de los tipos de cambio creaba tensiones entre los Estados Miembros en el reparto y la percepción de las exenciones y restituciones a la exportación. La serpiente monetaria se diseñó en 1972 para estabilizar los tipos de cambio internos y la flotación conjunta de todas las monedas de la CEE⁴².

Mientras tanto, también en EEUU se pasaba por una situación inflacionista con constantes subidas de precios y un estancamiento de la economía. En 1971 el presidente Nixon suspendió la convertibilidad del dólar del patrón oro, que había regido desde los acuerdos de Bretton Woods, y devaluó el dólar en un 8%. Esta devaluación generó una gran incertidumbre política y económica, y supuso una caída del precio de las materias primas en general y del precio en dólares del petróleo, lo

⁴¹ FRIEDMAN, M. (1968), "The Role of Monetary Policy." *American Economic Review*. March, 58:1, pp. 1-17. Pittsburgh.

⁴² GORDON, Robert J. (1984), "Supply Shocks and Monetary Policy Revisited." *American Economic Review*. May, 74:2, pp. 38-43. Pittsburgh US.

que produjo una reacción de los productores de petróleo agrupados en la OPEC⁴³ (*Organization of Petroleum Exporting Countries*), OPEP en español, que veían que los pagos del petróleo tenían menos valor debido a su devaluación y a la pérdida de su consideración como patrón monetario. En consecuencia se reinició un ajuste de los precios para compensar la devaluación del dólar.

La OPEP se fundó como defensa a la presión de las compañías en los precios occidentales (“*siete hermanas*”). British Petroleum redujo los precios en un 10% en 1959. Desde sus inicios la OPEP tuvo como objetivo una política de mantenimiento de los precios de mercado y de ajuste de la oferta haciendo frente al cartel de las grandes compañías anglo-americanas que dominaban y controlaban el mercado en toda la cadena de valor y en consecuencia los precios. Los países de la CEE y en general todos los países europeos, ante una demanda creciente y recursos limitados, aumentaron su consumo al mismo tiempo que los EEUU mantenían en reserva sus stocks, incrementando sus consumos del petróleo de los países árabes, a la vez que desarrollaban su economía con los impuestos a la importación.

Sin embargo, en los primeros años la OPEP no consiguió estabilizar los precios. La entrada en producción de Libia, (que encontró enormes reservas de petróleo de alta calidad y bajo en azufre), y la consiguiente reducción de los costos de transporte frente al petróleo de los países árabes⁴⁴ supuso una caída del precio de petróleo de más del 20%. En 1969 el 30 % del petróleo consumido por Europa procedía de Libia. En 1963 la OPEC creó un centro de intercambio de información y comenzó a establecer políticas de intervención de precios y planes de producción, medidas de indexación de precios a productos industriales y el establecimiento de un impuesto del 55 % a las compañías productoras.

Es interesante el punto de vista retrospectivo del profesor del MIT Morris Adelman⁴⁵ en la revista *Regulation*, en 2004, diciendo que “nos enfrentamos en las fechas de petróleo a partir de 1970 a un monopolio fuerte pero torpe de los exportadores de Oriente Medio en su mayoría cooperantes con la OPEP, que han actuado de manera concertada para limitar la oferta y por lo tanto aumentar el precio del petróleo, posiblemente demasiado alto incluso para su propio bien. La OPEP ha dañado la economía mundial, no por malicia, sino porque sus miembros no pueden dejar de hacerlo. En 1979 y nuevamente en 2003, los países consumidores hicieron una rendición incondicional del sector público al cártel actual”.

⁴³ La OPEP se creó en 1960 por Arabia Saudí, Irán, Iraq, Kuwait y Venezuela a los que se fueron uniendo otros 9 en diferentes años. Tiene como objetivo coordinar y unificar las políticas del petróleo entre sus miembros y asegurar los precios del petróleo. Su sede está en Viena.

⁴⁴ En 1968, Egipto cerró el Canal de Suez obligando a los petroleros a seguir la ruta de suministro a Europa por el sur de África.

⁴⁵ ADELMAN, M.A. (2004), “The real oil problem”. *Regulation*, 27, 16 (2004-2005).

Y continuaba diciendo que "todos los Presidentes, empezando por Richard Nixon en el embargo petrolero de 1973, se han comprometido a reducir el apetito voraz de petróleo de EE.UU., haciendo grandes inversiones en nuevas fuentes de energía."⁴⁶

2.2. Guerra de Yom Kippur.

En medio de esta difícil situación económica en el mundo occidental agravada por las tensiones monetarias y los precios de las materias primas y del petróleo, estalla en 1973 la Guerra del Yom Kippur como inevitable continuación de los sucesivos conflictos territoriales y militares entre Israel y los Países Árabes que habían desencadenado la Guerra de Suez en 1956, a la que hemos hecho referencia anteriormente, y la Guerra de los Seis días en 1967, que supuso la expansión territorial de Israel por conquista de la península del Sinaí, de los Altos de Golam, la franja de Gaza, Cisjordania y Jerusalén.

La Resolución 242 de la ONU, en 1968, obligaba a Israel a replegarse a sus fronteras originales, a lo que se opuso. El 6 de octubre de 1973 Egipto y Siria iniciaron los ataques contra posiciones israelíes tanto en los altos de Golam como en la península de Sinaí. La intervención diplomática de los EEUU y de la URSS y sendas resoluciones del consejo de Seguridad de la ONU lograron que las partes declararan un alto al fuego el 27 de Octubre y la posterior intervención de fuerzas de la ONU. Sin embargo, la paz no se alcanzaría hasta la firma del Convenio de Ginebra en 1975 que, entre otros acuerdos, permitió el desbloqueo por Egipto del Canal de Suez.

Durante la guerra de Yom Kippur el mundo árabe embargó el suministro de petróleo a los países enemigos de la causa árabe, Estados Unidos, Europa Occidental y Japón, lo que desencadenó una crisis energética y económica de magnitudes desconocidas desde el fin de la Segunda Guerra Mundial. Los países árabes recortaron su producción en 5 millones de barriles día y se llegó a alcanzar, en 1974, el precio de 11 dólares/barril, lo que significó una subida del 400% con respecto a los precios anteriores al estallido de la guerra.

2.3. Agencia Internacional de la Energía.

En plena crisis del petróleo, en 1974, los países importadores organizaron la Agencia Internacional de Energía⁴⁷ en el marco de la OCDE, en defensa de los intereses de

⁴⁶ Véase también el análisis sobre el origen y las medidas necesarias para evitar las sucesivas crisis de suministro de petróleo en AKINS, J.E. (1973), "The Oil crisis: This time the wolf is there". *Foreign Affairs*, 51(3), 1973.

⁴⁷ Los países participantes en la creación de la Agencia fueron Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, Suecia, Suiza, Reino Unido y Turquía. La Comisión de la Comunidad Europea toma parte en los grupos de trabajo de la Agencia.

sus miembros en mantener las importaciones y los precios, y como respuesta coordinada de los países importadores a la articulación que conformaron los países productores a través de la OPEP y los previsibles efectos en la estabilidad de los precios y en la garantía del suministro de petróleo.

La Junta de Gobierno decidió llevar a cabo un Programa Internacional de la Energía para la cooperación en el campo de la energía, cuyos objetivos eran:

- el desarrollo de un nivel común de emergencia y autosuficiencia en el suministro de petróleo;
- el establecimiento de medidas de restricción de la demanda común en caso de emergencia;
- el establecimiento y aplicación de medidas para la asignación de los recursos disponibles de petróleo en caso de emergencia;
- desarrollo de un sistema de información sobre el mercado petrolero internacional y un marco de concertación con las empresas petroleras internacionales;
- el desarrollo e implementación del programa a largo plazo de cooperación para reducir la dependencia del petróleo importado, que incluye: la conservación de la energía, el desarrollo de fuentes alternativas de investigación de la energía, y el desarrollo y suministro de los recursos naturales y uranio enriquecido;
- la promoción de relaciones de cooperación con los países productores de petróleo y con otros los países consumidores de petróleo, en particular los de los países en desarrollo.

Los países miembros se comprometieron a tomar medidas en caso de emergencias en el suministro del petróleo, a compartir información en torno a la energía, coordinar sus políticas energéticas y cooperar en el desarrollo racional de programas de energía. También adquieren el compromiso de mantener reservas de petróleo, equivalentes a 90 días de las importaciones del año anterior, para atender las necesidades en las crisis de suministro y como un elemento disuasorio en las oscilaciones de los precios del mercado. Los Estados de los países miembros de la Agencia podían mantener estas reservas en compañías públicas, empresas privadas o agencias nacionales.

2.4. Efectos de la Crisis de Petróleo 1973.

Como consecuencia de la inicial escasez de suministro y de la subida de los precios, los países europeos pusieron en marcha una intensa campaña de ahorro de energía, con medidas más de imagen que efectivas, con normativas para la reducción de energía en la industria, en el transporte, recortando la iluminación pública en ciudades y autopistas, etc. El embargo no fue uniforme en los países miembros de la CEE, siendo Holanda el más penalizado, mientras que Francia y el Reino Unido apenas se

vieron afectados por el corte de suministro. El resto sufrió cortes parciales de suministro.

Pero el efecto causado por el embargo fue enorme y puso de manifiesto en toda Europa la necesidad de abordar una línea de acción geoestratégica uniforme y una política energética en la que los hidrocarburos vieran reducida su participación. La inflación sufrida por la CEE, en el periodo entre la crisis de 1973 y el inicio de la crisis de 1978, se manifestó con tasas anuales del 11%. Pero hubo diferencias importantes en los países de la CEE; así mientras Alemania tuvo tasas anuales del 4,8%, Italia, Irlanda y Reino Unido vivieron tasas anuales del 15-20%.

Por otro lado, los países de la OPEP tuvieron fuertes superávits en sus balanzas de pagos. En el periodo entre 1973 y 1978 el superávit de los países de la OPEP alcanzó la cifra de 168.000 millones de dólares y solo en 1979 este superávit se incrementó en 50.000 millones de dólares. Este desequilibrio en la balanza de pagos supuso, además de graves fluctuaciones monetarias, una caída del mercado mundial de cerca de un 4% entre 1974 y 1975⁴⁸.

La Comisión Económica Europea siempre tuvo una visión de la debilidad energética de Europa y de la necesidad de fortalecer las relaciones con los países árabes para la defensa de sus intereses económicos, principalmente para garantizar el suministro de petróleo. En aquellos momentos el intercambio comercial era muy dinámico: la CEE importaba el 70% de su energía de los Países Árabes y más del 40% de las importaciones de los países árabes procedían de la CEE.

2.5. Declaración de los Nueve. Cumbre de Copenhague. Diálogo Euro Árabe.

El Consejo de Ministros de la CEE estudió en 1972 la propuesta de la Comisión de celebrar acuerdos con los países árabes exportadores de petróleo para su desarrollo económico y para garantizar el suministro. No obstante la guerra de Yom Kippur puso de manifiesto las distintas posiciones de cada Estado miembro con relación al conflicto, y en particular Holanda, que hizo responsables a los países árabes del conflicto árabe israelí.

En la comunicación de la Comisión al Consejo del 27 de abril de 1973 "*Guidelines and priority actions under the Community energy policy*"⁴⁹ se destaca que el gran problema para definir una política energética en la CEE era la garantía a largo plazo del

⁴⁸ BERNANKE, B.S. & GERTLER, M. & WATSON, M.W. (1997), "Systematic Monetary Policy and the Effects of Oil Price Shocks". (with discussion) Brookings Papers on "Economic Activity", 1, pp. 91-148. Washington D.C. US.

⁴⁹ EU Commission (1973). SEC Document (1973) "*Guidelines and Priority Actions under the Community Energy Policy*". SEC (73) 1481 final, 19 April 1973. Bulletin of the European Communities, Supplement 6/73.

suministro bajo condiciones económicas aceptables. Planteaba la necesidad de una reflexión sobre el desarrollo de tecnologías alternativas para el gradual replazamiento de los hidrocarburos. Y consideró “*que el beneficio más inmediato y el más urgente objetivo de la cooperación entre los países importadores es evitar, por medio de un intercambio continuo de información y concertación el costoso e innecesario ejercicio de puja del crudo petróleo*”. Se entendía que la mejor forma para garantizar la estabilidad del suministro sería el crear un clima de confianza mutua entre la Comunidad y los países exportadores de energía y recordaba que las relaciones con algunos de estos países estaban enmarcadas en el “*overall approach*” que la Comunidad estaba adoptando vis a vis con los países mediterráneos.

Desatada la Guerra de Yom Kippur, estos planteamientos fueron reforzados en noviembre de 1973, por el Vicepresidente de la Comisión⁵⁰ Mr. Simonet en su presentación al Parlamento Europeo, insistiendo en la necesidad del desarrollo de nuevas tecnologías particularmente la energía nuclear.

La Declaración de los Nueve, que tuvo lugar en noviembre de 1973, supuso la toma de una postura oficial de la CEE en su relación con los países árabes y la necesidad del fortalecimiento de sus relaciones, haciendo énfasis en una resolución pacífica del conflicto en torno a cuatro puntos:

- el respeto de la soberanía, de la integridad territorial y de la independencia de todos los Estados de la región, y su derecho a vivir en paz dentro de fronteras seguras y reconocidas;
- la inadmisibilidad de la adquisición de territorios por la fuerza;
- la necesidad para Israel de poner fin a la ocupación territorial que mantiene desde 1967;
- el reconocimiento de los legítimos derechos de los palestinos, que deberá tenerse en cuenta en el establecimiento de una paz justa y duradera.

A la reunión del Consejo Europeo de Diciembre de 1973, cumbre de Copenhague, asistieron delegaciones de 5 países árabes. En ella no se tomó ninguna decisión sobre la cooperación con los países árabes debido a los distintos intereses económicos y políticos de los Estados miembros de la CEE. En Julio de 1974 tuvo lugar en París la primera reunión del dialogo Euro-Árabe^{51,52} que estaba orientada a que los Países Árabes obtuviesen de la CEE el apoyo político y su participación en la solución del

⁵⁰ SIMONET, H. (1973), “Summary of a statement made by Mr. Simonet, Vice-President of the Commission, to the European Parliament on petroleum supplies”. *Strasbourg*, 13 November 1973. EU Speech.

⁵¹ GONZÁLEZ FERRÁN, E. (1997), “Documento Diálogo Euro-Árabe”, *Universidad de Sevilla. Secretariado de Publicaciones*.

⁵² MUNICH i GASA, J. (1989), “El diálogo Euro-Arabe” *Revista CIDOB d'Afers Internacionals*, nº 16, pg. 33. Barcelona.

conflicto árabe israelí en el que consideraban a Europa y en especial al Reino Unido como responsables directos y al mismo tiempo como interlocutores necesarios en su resolución. El embargo del petróleo finalizó en 17 de marzo de 1974.

2.6. Política Energética Común 1974.

La preocupación de la CEE en materia de energía propició la necesaria definición y puesta en marcha de una política energética proyectada al año 1985, cuyos objetivos fueron planteados a finales de 1974 en el documento de Comunicación de la Comisión al Consejo "Community Energy Policy Objectives for 1985"⁵³.

En su exposición, la Comunicación⁵⁴ planteaba la conveniencia del compromiso de los Estados miembros consigo mismo y con la Comisión en la definición y aceptación de las líneas generales de la estructura de suministro porque sus intereses eran coincidentes y los beneficios derivados de un alto grado de auto abastecimiento y economía en el consumo eran importantes para cada Estado⁵⁵. Pero se pone el acento "en que asegurar la seguridad de suministro a largo plazo no debe ser confundida con el ilusorio deseo de la autosuficiencia", idea ésta preconizada en EEUU por Henry Kissinger y que determinados sectores en Europa, como el de la energía nuclear, habían tomado como bandera. Además señala que "alcanzar la autosuficiencia no solo parece imposible, sino que, sobre todo, podría generar conflictos con la comunidad internacional y los principios en los que la Comunidad está basada".

No obstante en el Programa de la CEE de Uso Racional de la Energía⁵⁶ se plantea una disminución de la dependencia energética, desde el 63% en 1974 hasta el 45% en 1985, objetivo realmente agresivo en un escenario de importante crecimiento de la demanda. En 1976 se inició el reporte anual de la Comisión en materia de eficiencia y ahorro de energía⁵⁷.

La Comunicación pone el acento, además, en el riesgo de que cada Estado miembro se viese afectado en materia energética de una manera desigual, lo que agrandaba los peligros de extensión de los riesgos a la cohesión interna y su capacidad de progreso

⁵³ EU Commission (1974). COM (74) 1960 final. Communication from the Commission to the Council (1974). "Community energy policy. Objectives for 1985". Bruselas, 27.11.1974.

⁵⁴ EU Commission (1975). COM (75) 535 final. Communication from the Commission to the Council (1975) "Objectives, priorities and resources for a common research and development policy". Bulletin of the European Communities, Supplement 4/76. Bruselas, 29.10.1975.

⁵⁵ Nótese que se habla ya claramente de ahorro y eficiencia energética, concepto que preside estos objetivos y que hasta entonces no había sido expuesto con tal claridad.

⁵⁶ EU Commission (1974). Brochure. "Energy Community programme for rational use of energy. Information", 75/74.

⁵⁷ EU Commission (1976). COM (76) 10 (1976). "First periodical report on the Community action programme for the rational use of energy and draft recommendations of the Council". Annexes. Bruselas, 16.01.1976.

mediante políticas comunes. Reclama por tanto una CEE unida ante la situación energética mundial y cuyos efectos económicos y sociales se vivían con dureza. Destaca, además, la conexión entre la solución de los problemas de suministro con otras políticas comunitarias en los campos del medioambiente, la investigación científica y técnica, el transporte, la política industrial, la política social, la cooperación con los países desarrollados. Se podría decir que esta visión más amplia de la política energética europea es precursora de las sucesivas actualizaciones que la Comisión ha planteado hasta hoy.

En líneas generales los objetivos fueron:

Demanda de energía:

- reducción del tasa crecimiento anual de la demanda del 5% al 3,5%, basándose en medidas de ahorro energético;
- desarrollo de la energía nuclear promoviendo un consumo intensivo de electricidad de forma que la energía eléctrica supusiera un 35% del consumo de energía en 1985 (25% en 1973).
- Suministro de Energía:
- combustibles sólidos. Mantenimiento del nivel de producción de carbón e incrementar las importaciones de países europeos no miembros;
- gas natural. Incremento de la producción de gas natural de yacimientos terrestres y marinos hasta 225 Mtoe. Incremento de las importaciones de importaciones de países no miembros;
- energía nuclear. Instalación de plantas con una potencia total de 200 GWe en 1985⁵⁸;
- hidroeléctrica y geotermia. Aumento a 43 Mtoe en 1985;
- incremento de la capacidad de producción de petróleo en el Mar del Norte hasta 180 Mtoe en 1985. Reducción de las importaciones en 1985 al 30% del total de las necesidades de energía.

2.7. Investigación y Desarrollo en Energía 1975.

Al mismo tiempo, en Febrero de 1975, el parlamentario Guido Brunner⁵⁹, en su alocución al Parlamento Europeo, destacaba la importancia de que la CEE avanzase en la coordinación de la común investigación para el desarrollo de nuevas fuentes de energía, de la fusión y del hidrógeno como vector de energía, tecnologías en la que la CEE ostentaba un liderazgo mundial, así como el tratamiento de residuos nucleares.

⁵⁸ A efectos dimensionales, es interesante conocer que la Central Nuclear de Ascó I tiene una potencia instalada de 1.032,5 MW. La potencia nuclear prevista en el plan significaba la construcción de 194 centrales nucleares tipo Asco I en los 9 Estados miembros en 10 años, una media de 21 centrales por Estado.

⁵⁹ Guido Brunner fue nombrado Comisario Europeo de Energía en enero de 1977.

Por primera vez se habla abiertamente de las energías renovables como la energía solar térmica, la geotermia y de la eficiencia y ahorro de energía. Europa interiorizó tras la crisis del petróleo la importancia de la investigación en energía como el camino a la disminución de la dependencia energética de los inestables países del Medio Oriente.

En Octubre de 1975 la Comisión envió al Consejo⁶⁰ una comunicación acerca de “Objetivos, prioridades y recursos para una común actividad en la investigación y desarrollo” en la que indicaban las líneas de actuación de la Resolución aprobadas en la reunión de Jefes de Estado o de Gobierno, de París, 20 de octubre de 1972, en la que se estableció la creación del “*Scientific and Technical Research Committee*” CREST, con la misión de definir los objetivos y prioridades de la CEE a corto y medio plazo. En esta Comunicación se proponía al Consejo tomar como líneas de I+D tres sectores: energía, agricultura y materias primas.

En energía los subsectores propuestos fueron: Economía de la Energía, Producción y uso del Hidrógeno, Energía solar, Energía Geotérmica. Sistemas y construcción de modelos, Termonuclear, Protección contra las radiaciones, Seguridad de los reactores, Energía nuclear (residuos radiactivos, supervisión de materiales fisibles, uso del Plutonio) Minería del Carbón e Hidrocarburos. Además potenció y abrió el campo de actividades del organismo de investigación de la CEE “*Joint Research Center*”, JRC, creado en 1958 al amparo del Tratado Euratom, orientándolo ahora a la investigación y desarrollo de la energía en general.

El Consejo Europeo, en la reunión en Roma de Diciembre de 1975, a propuesta de la Comisión, decidió establecer mecanismos para proteger y asegurar el desarrollo en condiciones económicas razonables de fuentes de energía alternativas y de animar a la reducción en el uso de la energía. En Febrero de 1976 la Comisión propuso las líneas generales de actuación⁶¹ en relación al mandato del Consejo y sus procedimientos de revisión del cumplimiento por los Estados miembros de los objetivos de la Política Energética de la CEE. Es de destacar la propuesta de la Comisión al Consejo en octubre de 1978 para la regulación de ayudas y financiación de proyectos para explotar fuentes de energía alternativa en energía solar térmica, fotovoltaica, fotoquímica, fotosíntesis y radiación solar.

⁶⁰ EU Commission (1975). COM (75) 535 final. Communication from the Commission to the Council (1975) “*Objectives, priorities and resources for a common research and development policy*”. Bulletin of the European Communities, Supplement 4/76. Bruselas, 29.10.1975.

⁶¹ EU Commission (1976). COM (76) 20 final. Communication from the Commission to the Council. (1976). “*Implementation of the energy policy guidelines drawn up by the European Council at its meeting in Rome on 1 and 2 December 1975*”. Bruselas, 16.01.1976.

EU Commission (1976). COM (76) 10 (1976). “*First periodical report on the Community action programme for the rational use of energy and draft recommendations of the Council*”. Annexes. Bruselas, 16 .01.1976.

3. Segunda Crisis de Petróleo 1979

3.1. Origen de la Crisis.

La crisis política de Irán surgida en 1978 tuvo su punto más crítico en el asesinato por el ejército iraní de más de cien manifestantes opuestos al régimen dictatorial del Sha de Persia, opresión que se extendió a otras ciudades. Se considera que hubo más de 3.000 muertos en estas acciones⁶². Como consecuencia de esta masacre al ayatolá Jomeini convocó una huelga de los trabajadores de la industria del petróleo, produciéndose una fuerte caída de la producción y de la exportación de petróleo en un 80%, que se incrementó a partir de la toma de poder de Jomeini. La producción antes de la crisis política estaba en torno a 5,8 millones de barriles día quedando reducida a menos de 200.000 barriles día.

3.2. Reducción del Suministro.

Esta situación provocó un déficit de suministro importante a los países occidentales en torno a los 2 millones de barriles diarios, pese al esfuerzo de Arabia Saudí en el incremento de su producción. Las regiones más afectadas fueron Europa y Japón. Irán suministraba a los países de la CEE el 16% de sus necesidades. En consecuencia los precios stock del petróleo alcanzaron los 45 dólares por barril cuando en el momento anterior de la crisis no llegaban a los 14 dólares/barril. Pese a ello los efectos económicos en la CEE fueron en cierta manera amortiguados debido a las medidas de ahorro energético puestas en marcha como consecuencia de la crisis de 1973 y por la devaluación del dólar, que hacía que los precios del petróleo en 1978, en términos reales, fueran en el momento del estallido de la crisis iguales o inferiores a los de la crisis de 1974, pero sin duda más elevados que las cotizaciones en los días previos al comienzo de la crisis.

3.3. Efectos de la Crisis.

Las compañías petroleras y los Estados miembros habían acumulado importantes reservas de petróleo, en previsión de una subida de precios^{63, 64} debida a la tensión en Irán, y por tanto el problema de suministro no se sintió como en la crisis del petróleo de 1973. Además los yacimientos de gas y petróleo del mar del Norte entraron en explotación, y ya en 1976 producían 23 millones de toe. Se puede decir por tanto que la CEE no sufrió una crisis de suministro como la de 1979, lo cual no quiere decir que en algunos momentos el suministro fluyera de la misma manera que antes de la crisis, sino que el principal efecto percibido fue un alza de los precios de los combustibles en

⁶² BILL, J. A. (1978), "Iran and the Crisis of 78". *Foreign Affairs*, 57,978, pp. 323-342.

⁶³ BOHI, D.R. (1989), *Energy Price Shocks and Macroeconomic Performance*. Resources for the Future", Washington, D.C.

⁶⁴ BOHI, D.R. (1991), "On the Macroeconomic Effects of Energy Price Shocks." *Resources and Energy*, June, 13:2, pp. 145-162.

un mercado muy distorsionado por los distintos precios a los que los países productores cotizaban sus productos petrolíferos⁶⁵.

El aumento de los precios⁶⁶ tuvo un impacto en las economías de los países consumidores de la OCDE con un efecto en el PIB de cerca de un 3%, lo que generó un despunte de la inflación y el crecimiento del paro. Japón sufrió también efectos importantes en la crisis ya que su dependencia energética superaba el 80% de sus necesidades. Los países que, como Alemania, pusieron en marcha medidas anti inflacionistas sortearon mejor la crisis, a medio plazo, que los que las evitaron como Francia e Italia y en menor medida Reino Unido, que optaron para no repercutir en los ciudadanos sus efectos y no ralentizar sus economías.

3.4. Acciones de la CEE contra la Crisis.

Esto supuso en la CEE, y en general en toda Europa, el reforzamiento de las medidas de ahorro y eficiencia energética que ya se estaban poniendo en marcha como consecuencia de la estrategia energética de 1975 y que en estos momentos se centraban en la reducción de la intensidad energética en los sectores industrial y transporte, extendiéndose las acciones al sector residencial. Las medidas tomadas en el sector industrial se orientaron hacia los sistemas de recuperación de energía, la instalación de equipos energéticamente más eficientes y la modificación de procesos productivos.

En el transporte, la electrificación de los ferrocarriles, los sistemas de inyección en los vehículos junto a los diseños aerodinámicos más eficientes y la reducción del peso de los vehículos fueron las grandes líneas seguidas a las que se unieron el diseño de nuevas turbinas de propulsión en aviación. En el sector residencial los sistemas de calefacción se descentralizaron y el gas se introdujo como fuente de energía en las viviendas a las que ya se aplicaban sistemas de aislamientos térmicos efectivos.

4. Estrategias de la CEE post crisis

4.1. Política Energética común. Objetivos 1985.

En 1980 la Comisión Europea publicó el informe titulado *The European Community and the energy problem. European Documentation 2/1980*⁶⁷, en el que su introducción hace una lectura de alta política de la situación de la CEE en relación a la crisis de

⁶⁵ BERNANKE, B.S. & GERTLER, M. & WATSON, M.W. (1997), "Systematic Monetary Policy and the Effects of Oil Price Shocks". (with discussion) Brookings Papers on "Economic Activity", 1, pp. 91-148. Washington D.C. US. .

⁶⁶ BANERJEE, N. (2001), "Oil Prices in Flux as OPEC Decides Against Cut in Output." *The New York Times*, November 15, C1. 2001.

⁶⁷ EU Commission (1980). Brochure "*The European Community and the energy problema*". European Documentation 2/1980. .

1979 y los efectos causados, la recurrente situación de dependencia energética, y en consecuencia, las estrategias políticas y tecnológicas para superar situaciones que podrían volver a reproducirse en cualquier momento⁶⁸.

4.2. Reflexiones.

Una primera reflexión que se plantea en el informe es que la energía es el factor determinante en la operación y desarrollo de una economía moderna. A pesar de que la Comunidad intentaba ser autosuficiente en materia energética, en los últimos 30 años se había aumentado gradualmente la dependencia de las importaciones hasta alcanzar un 55 %. El objetivo de desarrollar la economía y por tanto el progreso social con importaciones regulares de petróleo a bajos precios no se podía alcanzar.

Las crisis de energía, dice el informe, están poniendo en evidencia la vulnerabilidad de la economía europea a las restricciones de suministro y a la subida de los precios. A ello se suma la falta de coordinación de los países consumidores con respecto a los países productores. Y se resaltaba la necesidad de incidir en las políticas de desarrollo tecnológico en nuevas fuentes de energía, distinguiéndose entre:

- tecnologías que pueden contribuir a largo plazo a la resolución del problema, como la solar y la fusión termonuclear;
- tecnologías en fase de desarrollo que tienen una contribución limitada a corto y medio plazo, como la geotermia;
- la energía nuclear de fisión que pueden tener una contribución substancial a la resolución del problema a corto plazo.

La clave del futuro, según dice el informe, descansa en la diversificación técnica y geográfica de las fuentes de suministro. Ya en aquel momento se destacaba que los factores económicos y sociales que determinan una Política Energética Común deben converger gradualmente para respetar un Mercado Común y alcanzar una unión monetaria y económica. O dicho de otra manera, las medidas a tomar deben ser compatibles con las políticas comunes desarrolladas por la Comunidad Europea. Y apunta un reflexión, que sigue siendo un aspecto clave en los críticos momentos por los que actualmente transita el proyecto de la Unión Europea, en el sentido de que considera necesaria la solidaridad entre los Estados Miembros para hacer frente a los problemas, más allá de sus capacidades individuales, reduciendo al máximo la duplicación de los esfuerzos en investigación y desarrollo, y compartiendo los costos en ciertas operaciones de gran escala.

⁶⁸ De alguna forma este documento supuso una relectura de la comunicación al Consejo "Community Energy Policy Objectives for 1985" a la luz de los acontecimientos surgidos en la crisis del petróleo de 1979, aportando un actualización de las necesidades y de los objetivos a cumplir.

El documento analiza la situación en el periodo ente 1950 y 1973 en aspectos de volumen, precios y estructura de suministro. Es de reseñar el importante incremento del consumo de energía de más del 100% en el periodo analizado, que en 1973 era de 1.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe), siendo la proyección de consumo en 1985 de 1.800 Mtoe. El consumo de petróleo, que en 1950 suponía menos del 20% del total de la demanda, ascendió al 59% en 1973 y se estimaba que en 1985 alcanzaría el 64% del total del consumo, mientras que el gas participaría en el mix de suministro con un 15% en 1985. Es decir que el 79% del consumo energético previsto procedía del gas y petróleo lo que sin duda suponía, además de un fortísimo incremento de la demanda, una mayor dependencia energética del gas y petróleo.

4.3. Propuesta CEE nueva Política Energética.

Las líneas generales enunciadas en la propuesta de la Comisión para una Política Energética estaban basadas en determinadas opciones.

- Reconocer que asegurar el suministro a medio largo plazo constituye el mayor problema, que no puede resolverse simplemente por autoimponerse limitaciones en el consumo.
- Es claro que las legítimas aspiraciones de los ciudadanos en alcanzar una mejora en la “calidad de vida” no se ven acompañadas por la intención de renunciar a la “cantidad” de bienes y servicios.
- El deseo de asegurar un suministro de energía que permita el desarrollo social y económico no debe ser incompatible con el objetivo de reducción de la diferencia entre la energía primaria introducida en el sistema económico y las cantidades de energía utilizable puestas a disposición del consumidor.
- Es esencial hacer no solo un importante ejercicio de ahorro y eficiencia de energía sino desarrollar nuevas fuentes de energía o nuevas técnicas de extracción, recuperación, conservación, etc.
- Debe aceptarse la idea de que ninguna investigación o proceso existente está exento de riesgos, que no pueden ser predecibles, en sus aspectos técnicos económicos, ecológicos o financieros.
- La sociedad es capaz de aceptar la gradual disociación entre crecimiento económico y el crecimiento en consumo de energía sin menoscabo de los valores, tradiciones, bienestar y progreso social.
- La energía debe ser suministrada en cantidad suficiente y con precios asumibles y estables. Es sin embargo necesario alcanzar un alto grado de independencia energética a precios aceptables.
- Deben evitarse dos actitudes opuestas. Confiar ciegamente en la capacidad de la ciencia para encontrar una solución satisfactoria a corto plazo y mantener una oposición a las nuevas técnicas hasta tanto las incertidumbres hayan sido disipadas y los riesgos enteramente evitados.

- La única actitud aceptable es hacer un esfuerzo constante en investigación y promoción de las tecnologías más prometedoras, que presenten menos riesgos y que consuman la menor cantidad de recursos para su puesta en marcha. Esta investigación debe abordar también la identificación de los riesgos y peligros a corto y largo plazo y encontrar las soluciones para evitarlos.
- La Política Energética debe tener en cuenta la protección del medioambiente y la conservación de los recursos.

El documento analiza los objetivos ya plasmados en la comunicación al Consejo “*Community Energy Policy Objectives for 1985*” y plantea nuevos objetivos de reducción de la dependencia. Finalmente estudia los instrumentos para la definición de Política Energética.

4.4. Programas de Investigación y Desarrollo en Energía 1975-1985.

Como consecuencia de las crisis de petróleo, y sus efectos en los precios y en la seguridad del suministro, se pusieron en marcha acciones específicas alineadas con las políticas energéticas de 1975 y 1980. En 1975 se lanzó el Primer Programa de I+D en el campo de la Energía, de cuatro años de duración, que tuvo su continuación en el Segundo Programa de 1979. Ambos programas ponían el acento en la economía de la energía (lo que hoy llamamos eficiencia energética) y en las posibilidades de desarrollo de las fuentes de energía renovables. En paralelo se apoyaron proyectos de demostración a gran escala, así como la ampliación del proyecto de fusión termonuclear proyecto JET con financiación específica.

Según lo indicado en el documento Resultados del Primer Programa Energético de I+D de la Comunidad Europea⁶⁹, los programas fueron diseñados por un Subcomité de Energía de CREST (Comité de la Recherche Scientifique et Technique) y puestos en marcha por los Comités Consultivos de Gestión de Programas. Subvencionaban a fondo perdido los proyectos en los que la participación de la iniciativa privada suponía un porcentaje muy elevado de costo total de cada proyecto. El presupuesto total del Primer Programa fue de 59 millones de ecus⁷⁰, equivalente a 72,5 millones de dólares, y el del Segundo Programa fue de 105 millones de ecus.

Las líneas principales del Primer Programa fueron:

⁶⁹ Mc. MULLAN, J. & STRUB, A.S. (1982), EU COMMISSION. Working Document « Résultats du 1er programme énergétique de recherche et de développement de la Communauté européenne » *Editions du Moniteur, Paris.*

⁷⁰ 1 ECU equivalía en el año 1981 a 1,23 US Dólares.

	I Programa		II Programa	
	M Ecu	Proyectos	M Ecu	Proyectos
Economía de la Energía	11,38	117	27,00	160
Producción y Utilización del Hidrógeno	13,24	83	8,00	35
Energía Solar	17,50	289	46,00	186
Energía Geotérmica	13,00	140	18,00	63
Análisis de Sistemas y Estudios Estratégicos	3,88	54	6,00	32

Es de destacar el elevado número de proyectos en Energía Solar y de Energía Geotérmica en el Primer Programa, que se redujeron sensiblemente en el Segundo Programa, lo que significaba que los proyectos eran muy intensivos en capital. Por otro lado sorprende que la Energía Eólica, que hoy es la primera tecnología en potencia instalada en energía renovable, no apareciese en los programas.

Los proyectos que se aprobaron abordaban los siguientes temas:

- Economía de la Energía: El ahorro de energía en edificios, uso de bombas de calor, transporte urbano, recuperación de calor de desechos, reciclaje de materiales, energía de los residuos procesos industriales, desarrollo de métodos de almacenamiento de energía secundaria.
- Producción y utilización del Hidrógeno: Producción térmica del hidrógeno, producción electrolítica, su utilización, transporte y almacenamiento.
- Energía Solar: Aplicación de la energía solar a la vivienda, centrales solares termomecánicas, conversión fotovoltaica, procedimientos foto-electroquímicos, fotoquímicos y fotobiológicos, energía de la biomasa, datos relativos a la radiación solar.
- Energía geotérmica: Adquisición de datos geotérmicos, métodos de prospección, utilización de fuentes de agua caliente, utilización de fuentes de vapor, rocas secas cálidas

Las conclusiones del informe recogían dos aspectos importantes. En primer lugar la colaboración entre los laboratorios universitarios e industriales en todos los Estados miembros y en segundo lugar la dedicación y el esfuerzo inversor de la industria que había sido muy importante, más allá de lo inicialmente previsto. La evaluación realizada por la el organismo EERE (*Energy Efficiency and Renewable Energy*) del Departamento de Energía de US, por encargo de la Comisión, hacía una valoración

muy positiva de los proyectos realizados. El segundo programa, también evaluado por EERE, obtuvo una valoración muy positiva⁷¹.

En junio de 1983 la Comisión presentó una comunicación⁷² al Consejo Europeo en la que planteaba un nuevo programa de acción en energía e investigación en energía, y su financiación. En dicho programa⁷³ reclamaba la cooperación de los Estados miembros que dedicaban cantidades importantes a la investigación, con el fin de evitar duplicar esfuerzos y evitar los riesgos y hacer más eficiente el proceso.

Por otra parte, señalaba que la Comisión no esperaba ser un sustituto de los operadores económicos dado que su papel era establecer unas reglas y un marco de trabajo que anime a los operadores a la correcta toma de decisiones a largo plazo. Finalmente indicaba que no había ninguna razón para que un programa de esta naturaleza tuviese una duración indefinida, más allá de los cinco años planteados. La Comisión, explicaba, intentaba construir un puente a medio plazo para evitar los riesgos de una nueva situación de crisis como la vivida en la última década.

El programa propuesto tenía como ejes principales. Un primer eje fue el “uso racional de la energía”. El segundo eje estaba relacionado con la prospección petrolífera, especialmente en el Mar del Norte, (reclamando en este campo una mayor inclinación de las empresas petrolíferas al desarrollo de nuevas tecnologías) y también con la prospección de uranio, del que se era dependiente en un 80%, dando por supuesto que la generación de energía eléctrica nuclear será del 35% en 1990. Un tercer eje era alcanzar un mayor equilibrio en las fuentes de suministro de energía aumentando el consumo de carbón y la energía nuclear, lo que no dejaba de ser, cuando menos, sorprendente.

En 1984 se aprueba por el Consejo Europeo el Primer Programa Marco de Investigación y Desarrollo y Demostración para el periodo 1984-1987⁷⁴. Una de las

⁷¹ Con perspectiva histórica, podemos decir hoy de estos primeros programas que ciertas líneas de investigación, por ejemplo en hidrógeno y geotérmica, no han alcanzado el esperado desarrollo que haya hecho posible su industrialización y comercialización. No obstante el hidrógeno sigue considerándose como un vector energético con muchas posibilidades de desarrollo en el sector del transporte.

⁷² EU Commission (1983). COM (83) 315 final. Communication from the Commission. “*Energy and energy research in the Community: a five-year programme of action and its financing*”. Bulletin of the European Communities. Bruselas, 15.06.1983.

⁷³ El programa tenía un costo estimado de entre 1.500-2.000 millones de ecus, de los cuales la Comisión proponía dedicar 769 millones de su propio presupuesto. Planteó que los Estados miembros redujeran sus programas nacionales en aras de programas comunitarios y que instituyesen una tasa en los propios recursos, estimando que la factura de energía era de 230.000 millones ecus por año y que la incidencia de la tasa suponía menos de 1% anual.

⁷⁴ EU Commission (1983). Working Document. “*Prospects for the development of new policies: research and development, energy and new technologies*”. Bulletin of the European Communities, - Supplement 5/83.

grandes líneas fue la “Mejora de la Gestión de los Recursos Energéticos” que abarcaba el desarrollo de la energía nuclear de fisión y fusión, el desarrollo de las fuentes de energías renovables y el uso racional de la energía. Esta línea de investigación estaba dotada con 1.770 millones de ecus de un presupuesto total de 3.750 millones de ecus, lo que significaba un asignación del 47.2%.

4.5. Energía Nuclear como respuesta a las necesidades de energía.

En 1978, Leonard Williams, Director-General para Energía de la Comisión de la CEE, en un informe preparatorio para la Conferencia Anual de la Asociación Nuclear Canadiense de Junio de 1978, aludía al incumplimiento de los objetivos de la Comunidad para 1985⁷⁵ en cuanto a la capacidad nuclear instalada que se cifraba en 200 GWe⁷⁶ (con un mínimo de 160 GWe), y que se estaba lejos de alcanzar dado que para esa fecha solo estaba prevista una potencia instalada de 80-90 GWe. En 1978 la potencia instalada era 23 GWe. que solo atendía al 3% de las necesidades.

Consideraba que las causas de esta menor potencia instalada eran múltiples, tales como la estimación de la demanda de energía a la baja, la oposición pública a la construcción de plantas nucleares, el aumento de los debates políticos y en algunos casos lentitud en la planificación de los proyectos.

Hacía una crítica a los actores principales en el desarrollo de la Energía nuclear que eran los Estados miembros y la industria nuclear, a los que pedía que no estuviesen de espaldas a las demandas sociales. Aconsejaba a los Gobiernos que hicieran una labor de presentación y clarificación a sus electores, tan objetivamente como fuese posible, de los aspectos más críticos de la tecnología⁷⁷.

En 1984 Euratom publica el Tercer Programa Nuclear Indicativo 1984⁷⁸ e indicaba que la participación de la energía nuclear en la demanda de la CEE de energía eléctrica suponía un 25% y considera razonable pensar que la participación en el mix de energía eléctrica alcanzase el 35%, con una potencia instalada próxima a 100 GWe. Es optimista al considerar que en 1990 el 70% de la energía eléctrica sería de origen nuclear. Estos importantes incrementos de la capacidad instalada en la Europa de los diez se deben a las políticas seguidas principalmente por Francia, y en menor medida Alemania, que en el momento de redacción de este programa ya estaban en el

⁷⁵ LEONARD, W. (1978), EU Speech. “Energy requirements and nuclear power in Europe”. *18th Annual Conference of the Canadian Nuclear Association*. Ottawa.

⁷⁶ En el primer programa indicativo de 1964 la previsión de potencia instalada en 1980 era de 75 GWe. Esta dato pone en evidencia la dificultad que en aquellos años tenían las autoridades energéticas para obtener prospectivas energéticas válidas a medio plazo.

⁷⁷ SOUTOU, G (1993), « Les accords de 1957 et 1958 : vers une communauté stratégique nucléaire entre la France, l'Allemagne et l'Italie? » - *article ; n°1 ; vol .31, pp. 1-12. Matériaux pour l'histoire de notre temps - Année 1993. Portal de Revistes Scientifiques.*

⁷⁸ DO C 169 de 8.7.1985.

proceso de construcción de centrales nucleares que en 1990 alcanzaría una potencia instalada de 54,8 GWe en Francia y de 21,7 GWe en Alemania.

Se mantenía como argumento a favor del desarrollo de la energía nuclear el menor costo de producción de la energía nuclear respecto a las energías convencionales. Así por ejemplo, frente al carbón, los costos en Francia eran un 88% más bajos, en Alemania un 74%⁷⁹. Por otro lado, como comentaba al analizar la Energía Nuclear en los años 60, en estos costos de producción no se tenían en cuenta la externalidades de costos, como por ejemplo el procesado de los residuos radiactivos, los programas de emergencias y el costo de desmantelamiento de las instalaciones terminado su ciclo de vida.

Cabe pensar, por tanto, que la industria nuclear, en defensa de sus posiciones, se refugiaba en dos de los aspectos críticos de la política energética de la CEE: la garantía de suministro y el mantenimiento de los precios de la energía eléctrica. Y por tanto se entienden mejor los argumentos esgrimidos realizados por muchas personalidades políticas europeas, abogando por la energía nuclear, en oposición en muchas ocasiones, a los más serios y rigurosos informes técnicos y ambientales que emitía la Dirección General de Energía de la CEE.

5. Proyecto de Reforma de Tratado de la CEE

5.1. Declaración de Stuttgart. Plan Genscher-Colombo.

El funcionamiento de la CEE distaba de alcanzar la eficiencia necesaria para avanzar en su desarrollo sin duda debido, como era percibido por muchos intelectuales, a los intereses de los Estados miembros en defender su soberanía y en consecuencia a la propia debilidad del proyecto, alejado de la idea original de la construcción europea inspirada en la integración plena. Grecia había ingresado en la CEE el 1 de Enero de 1981, y ya se estaba en el proceso de negociación para la entrada de España y Portugal, cuya solicitud fue aceptada por el Consejo Europeo en Marzo de 1985 y que entraron a formar parte de las Comunidades el 1 de Enero de 1986.

En 1983 se presentó el Plan que aportaba bases y criterios para una reforma de la CEE. Este Plan fue asumido por el Consejo Europeo en su reunión en Stuttgart el 19 de junio de 1983 en la que se realizó una declaración solemne conocida como la declaración de Stuttgart⁸⁰.

⁷⁹ Llama a la atención que el diferencial entre los costos de producción de la electricidad de origen nuclear, en Italia, Holanda y Reino Unido, y la generada a partir del carbón, lo que significaba que, o bien en estos países el carbón era más barato, (que no lo era ya que la mayoría se importaba), o que su eficiencia productiva era mayor, algo poco probable ya que Alemania era líder tecnológico en plantas térmicas de carbón.

⁸⁰ <http://repositori.uji.es/xmlui/bitstream/handle/10234/29433/stuttgart.pdf?sequence=1>

En su introducción, el Consejo Europeo cita textualmente: “A une époque où la Communauté européenne se trouve confrontée à des défis sociaux et économiques énormes et est engagée dans la négociation d'un troisième élargissement dix ans après la première adhésion, le Conseil européen a décidé d'entreprendre une action d'envergure pour assurer la relance de la Communauté européenne. Au cours des six prochains mois, une importante négociation aura lieu pour faire face aux problèmes les plus pressants auxquels la Communauté se trouve confrontée, afin d'établir une base solide pour la poursuite dynamique de son développement pendant le reste de l'actuelle décennie”.

Tras el Preámbulo de la Declaración solemne sobre la Unión Europea se indican los campos de actuación que has de ser analizados previamente a la reunión de Atenas, entre los que se hace una escueta mención a la energía. “Le développement d'une stratégie industrielle au niveau communautaire afin de renforcer l'industrie, de la rendre compétitive et de créer des emplois productifs en Europe, en particulier par l'encouragement de l'investissement et de l'innovation. Les efforts menés par l'industrie et les gouvernements dans les domaines de l'énergie et de la recherche seront complètes par une coordination et des actions appropriées au niveau communautaire”

5.2. Propuesta del Parlamento Europeo. Informe Spinelli.

Altiero Spinelli fue un firme europeísta que abogó durante toda su vida por la unión política de Europa. Estuvo encarcelado durante el régimen de Mussolini en 1927 por su oposición al fascismo y recluso durante seis años más en las islas Ponza y Ventonete. En 1970 fue propuesto por el Gobierno de Italia como miembro de la Comisión, ocupando la Comisaría de Asuntos Industriales. En 1979 concurrió a las elecciones del Parlamento Europeo, el primero que elegía a sus miembros por elección directa, como independiente en las listas del partido comunista liderado por Enrico Berlinguer. Propició la reforma en profundidad la Comunidad Económica Europea que devino en la propuesta de proyecto de un nuevo tratado de la Unión.

En su introducción, el Proyecto de Tratado de la Unión Europea, proyecto Spinelli⁸¹, refleja la situación del proyecto de integración europea, y entre otras consideraciones, el Parlamento declara. “Convencido de que, ante las presentes dificultades, es urgente e indispensable una reactivación de la construcción europea que conlleve la profundización de las políticas existentes, la puesta en marcha de nuevas políticas y el establecimiento de un nuevo equilibrio internacional” El 14 de Febrero de 1984 el Parlamento Europeo aprobó por amplia mayoría de 237 votos el “Proyecto de Tratado para la Fundación de una Unión Europea”.

⁸¹ Vease el proyecto de Tratado de Unión Europea y su aprobación por el Parlamento en: <http://www.ub.edu/ciudadania/hipertexto/europa/introduccion/spinelli.htm>.

En su articulado hace mención expresa a las políticas sectoriales y al sector energético, en lo que considero es una de las primeras alusiones específica a las energías renovables⁸² y su relación con el medioambiente.

1.- Políticas Sectoriales

“53. Para responder a las necesidades específicas de organización, promoción o coordinación propias de ciertos sectores de la actividad económica, la Unión dispondrá de competencias concurrentes a las de los Estados miembros para realizar políticas sectoriales adaptadas a nivel de la Unión. En los campos arriba mencionados, estas políticas perseguirán, en particular, el objetivo de facilitar, mediante la creación de condiciones marco estables, las decisiones que las empresas deban adoptar en un contexto competitivo en materia de inversión e innovación.”

“f) En el sector energético, la intervención de la Unión tendrá por objetivo garantizar la seguridad de los aprovisionamientos, la estabilidad del mercado de la Unión y, en la medida en que estén reglamentados, una política armonizada de los precios compatible con prácticas leales de competencia. Igualmente, tiene por objetivo promover el desarrollo de energías alternativas y renovables, instaurar normas técnicas comunes en materia de eficacia, de seguridad y de protección de las poblaciones y del medioambiente, y estimular la explotación de las fuentes de energía europeas”

2.- Política Medioambiental

“59. En el sector del medioambiente, la Unión tiene por objetivo garantizar la prevención, teniendo en cuenta el principio: “el que contamina paga” la reparación de los daños que superen el marco de un Estado miembro o reclamen una solución Colectiva. Además estimulará una Política de utilización racional de los recursos naturales, de explotación de las materias primas renovables y de reciclaje de los residuos, que tenga en cuenta las necesidades de protección del Medioambiente.”

6. Acta Única Europea 1986

Como resultado de las diferentes líneas de entendimiento de la realidad y futuro de la Comunidad Europea, de la situación internacional derivada del desarrollo de economías emergentes y de las perspectivas interiores de ampliación, y teniendo presente la propia expresión del Consejo Europeo en su Declaración de Stuttgart y la aceptación por el parlamento Europeo de la propuesta Spinelli, se firmó el Tratado de Reforma de la CEE, Acta Única Europea, el 17 y 18 de febrero de 1986 en Luxemburgo. El 1 de enero Portugal y España se incorporaron a las Comunidades Europeas.

⁸² EU Commission (1983). Working Document “Renewable energy sources. Evaluation of projects in the developing countries.” VIII/1156/83-EN.

En su declaración preliminar recogía muchas de las ideas expresadas en los declarativos del informe Spinelli y de la propia Declaración de Stuttgart, lo que ponía de manifiesto un alto grado de entendimiento de las necesidades, retos y oportunidades de las Comunidades.

El Acta Única Europea (AUE)⁸³ según recoge Euro-Lex, revisa los Tratados de Roma para reactivar la integración europea y llevar a cabo la realización del mercado interior. Modifica las normas de funcionamiento de las instituciones europeas y amplía las competencias comunitarias, en particular, en el ámbito de la investigación y el desarrollo, el medioambiente y la política exterior común.

Es destacable el interés de dotar al Parlamento Europeo de un papel más activo en la gestión y tramitación de las Políticas Generales. Así se expresa en varios puntos del Capítulo II en el que se modifican textos de varios artículos del Tratado de la CEE por los que las propuestas del Consejo requieren no solamente la comunicación a la Comisión y la consulta al Consejo Económico y Social sino que busca la " *cooperación con el Parlamento Europeo*" mediante sus dictámenes. A pesar de ello se arbitra un procedimiento en el Artículo 7.2 para resolver los casos en los que el Parlamento tiene una opinión contraria al Consejo, procedimiento laborioso pero que decanta en el Consejo la capacidad de resolver estas discrepancias.

En relación con lo comentado, destaco tres aspectos importantes en el camino de un futuro energético sostenible basado en las fuentes de energías renovables.

1.- Se introduce la figura del Mercado Interior mediante modificación del Artículo 8 A del Tratado de la CEE por la que se establece la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales en un mercado único garantizado por este Tratado. En el Artículo 16 se modifican varios artículos del Tratado de la CEE introduciéndose los conceptos de " *mayorías cualificadas*" en las decisiones del Consejo en diferentes aspectos relacionados con la libre circulación de los factores.

2.- El Título VI del Tratado de la CEE, relativo a Investigación y Desarrollo tecnológico con los siguientes puntos:

- *fortalecimiento de las bases científicas y tecnológicas de la industria Europea;*
- *esfuerzos de cooperación entre los actores del sistema ciencia-tecnología-empresa;*
- *énfasis en la ejecución en políticas comunes en investigación y desarrollo, en los que la comunidad completará los esfuerzos realizados por los Estados miembros;*

⁸³ Euro-Lex publicó una información del alcance y contenidos del Acta Única Europea en el sitio: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=URISERV:xy0027>

- *aplicación de programas de investigación y desarrollo y demostración;*
- *cooperación con terceros países en materia de investigación y desarrollo tecnológico;*
- *difusión y explotación de los resultados de I+D;*
- *creación de programas marcos plurianuales en los que se establecen las grandes líneas generales y los recursos destinados a cada actividad.*

3.- El título VIII relativo al medioambiente indica que la acción de la Comunidad en este campo tendrá por objeto:

- *conservar, proteger y mejorar la calidad del medio medioambiente;*
- *contribuir a la protección de la salud de los ciudadanos;*
- *garantizar una utilización racional y prudente de los recursos naturales.*

Por el contrario no se hace ninguna mención concreta al tema de la dependencia energética tal como había recogido la Declaración de Stuttgart y en especial el informe Spinelli aprobado por el Parlamento, que consideraron la energía como un aspecto fundamental en el desarrollo económico y progreso social.

7. Las políticas energéticas y estrategias tecnológicas. 1986-1992

7.1. Políticas y Tendencias 1986-1987.

En 1986 la Dirección General de la Comisión Europea publicó en su revista “La Energía en Europa, el artículo “Políticas y Tendencias de la Energía en la Comunidad. Efectos de la caída de los precios del Petróleo en la Comunidad”⁸⁴.

En 1986 los precios del petróleo habían sufrido una caída del 20% en origen, y por efecto de la devaluación del dólar el descenso en términos reales era de un 45% lo que contrastaba enormemente con lo vivido en el periodo 1979-1981 en el que el ascenso de los precios del petróleo supuso una pérdida para los países industrializados de un billón de dólares. Esta nueva situación ponía en cuestión toda la política de ahorro y eficiencia energética, el esfuerzo inversor en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías de producción de energía, la diversificación energética, etc., todo ello postulado hacía muy pocos años. Con lógica la DG de Energía se preguntaba si la caída del precio del petróleo tendría aspectos favorables para la Comunidad Europea.

La Dirección General de Asuntos Económicos y Financieros planteaba, en un escenario de precios de 20 dólares por barril, una reducción de la tasa de inflación al 3,3%, una presión a la baja de los tipos de interés, un aumento del PIB en un 2,8% y

⁸⁴ EU Commision (1986-1997).Dirección General de Energía. Revista “La Energía en Europa. Política y tendencias de la Energía en la Comunidad Europea”. DGE.

una reducción del desempleo del 10,9 %. Pero los efectos positivos en la Comunidad tenían su lado negativo para el Reino Unido y Holanda como productores de gas y petróleo, cuyos ingresos representaban una muy importante parte de su PIB (6% en Reino Unido).

Se planteaban cuatro cuestiones importantes en el caso de una reducción de precios sostenida en el medio plazo, que debían de ser objeto de estudio:

- mantenimiento de la inversión en ahorro y eficiencia;
- disminución de la inversión en centrales nucleares;
- pérdida de interés de la industria y los gobiernos en el desarrollo tecnológico;
- efecto sobre las exploraciones de nuevos yacimientos en el Mar del Norte.

Y la respuesta se la daban a sí mismos. Una situación del mercado con precios reducidos habría de servir para reforzar una Política Energética Común que preparase a la Comunidad Europea para poder afrontar en el futuro una nueva escalada de precios.

7.2. Orientación Comunitaria: Desarrollo de las Energías Renovables.1986.

Con fecha 20 de enero de 1986, la Comisión aprobó una Comunicación al Consejo relativa a una orientación comunitaria para el desarrollo de las fuentes de energía nuevas y renovables⁸⁵. La Dirección de Energía entendía que las energías renovables podrían jugar un importante papel en la reducción de la dependencia energética, diversificando las fuentes de suministro. Son fuentes de energía bien aceptadas por los ciudadanos al ser consideradas como poco contaminantes. Se aludía al esfuerzo ya realizado en la financiación en los programas de I+D de 1973 y 1979 asumiendo un papel tractor, pero se mostraba preocupada porque la actual situación de precios de los combustibles fósiles les hiciera perder presencia en el mix energético. Se calculó que a finales de siglo las energías renovables aportarían un 5% de la energía demandada por la Comunidad.

La orientación de la Comunidad se articuló con medidas de carácter general complementadas con otras de carácter sectorial, basándose principalmente en estudios realizados por los servicios de la Comisión o de los Estados miembros, creando grupos de expertos compuestos por personalidades del mundo científico y técnico, impulsando el programa de demostración, y haciendo un seguimiento de las medidas Comunitarias.

Las medidas de carácter general previstas fueron.

⁸⁵ EU COMMISSION (1986). Dirección General Energía. "La Energía en Europa". nº 4, abril 1986, pp 19-22.

- *Censo, examen y comparación de las leyes y medidas de estímulo nacionales para favorecer la explotación de las ER. Estudio de elaboración en ciertos campos de un marco normativo comunitario.*
- *Estudio de la conveniencia de crear, en los Estados miembros que todavía no los tengan, organismos para la aplicación de las ER que faciliten las negociaciones con la administraciones nacionales y locales en aspectos técnicos, jurídicos y financieros.*
- *Estudio de las posibles medidas para favorecer la comercialización de las técnicas de explotación de las ER. Difusión del avance tecnológico, acciones de demostración y transferencia de tecnología.*
- *Elaboración de un sistema de censo y difusión de la información relativa a las Energías Renovables. Favorecer la realización de proyectos de I+D a través de la convocatoria ampliada para el periodo 1986-1989.*

Las acciones de carácter sectorial propuestas eran:

- *Energía Solar: Métodos comparativos de equipos de energía solar para la selección de las instalaciones más eficientes.*
- *Biomasa. Mecanismos de participación en las inversiones de plantas que utilicen biomasa o residuos de biomasa.*
- *Energía Geotérmica. Evaluación de recursos. Sistemas de predicción a largo plazo.*
- *Energía Eólica y mini hidráulica. Coordinación de los centros nacionales de ensayos. Criterios para el establecimiento de contratos distribuidor productor. Mecanismos financieros para promover la explotación.*

La Comisión Europea publicó en 1987 un documento titulado “Política Energética en Europa”⁸⁶ en el que consideraba que no era descartable que se produjesen nuevas tensiones de los productos petrolíferos tanto en precio como en suministro y se planteó la necesidad de tomar decisiones para acometer la instalación de nuevas actividades de producción de aquí al año 2000.

El documento indicaba que se habían hecho muchos progresos en la reducción de la dependencia energética en el Comunidad de los Doce. En 1985 el suministro total de energía supuso más del 44% del total consumido (en EEUU era el 12%), y ello pese al importante esfuerzo realizado en los 10 años anteriores en los que se redujeron las importaciones en la mitad. Pero este nivel de dependencia no era homogéneo en los Estados miembros; Holanda y Reino Unido contaban con importantes recursos de gas y petróleo. Se reconocía que la centralización de decisiones y políticas no era factible ni deseable, teniendo que ser muy respetuoso con las consideraciones específicas

⁸⁶ EU COMMISSION (1987) “The European energy policy”. Brochure. European File 2/87, January 1987.

nacionales aunque todos los Estados tenían un interés en que sus propias políticas energéticas produjesen resultados coherentes para toda la Comunidad.

La Comunidad utilizó instrumentos que complementaban las acciones de los Estados miembros para incrementar su eficiencia y entre ellos destacaban los programas de la Comunidad en investigación y desarrollo y demostración, en aspectos legislativos, armonización de precios, coordinación de relaciones con socios externos, etc.⁸⁷

Concedores el grado de desarrollo alcanzado hoy por las energías renovables, tanto en el plano tecnológico como en el de su participación en la demanda de energía, no se puede decir que estas orientaciones contribuyesen de una forma decisiva al éxito obtenido. El principal motor del desarrollo, como veremos más adelante, fue el cambio climático y el nuevo paradigma energético que representan las energías renovables capaces de atender las demandas energéticas de la Comunidad. Los mecanismos de retribución de la energía producida permitieron a los inversionistas obtener elevadas e “inadecuadas” rentabilidades que estimularon su implantación, pero que no permitieron el necesario avance en las tecnologías.

7.3. Desarrollo de las Energías Renovables.

En Septiembre de 1987 la Comisión realiza una “Propuesta de Recomendación del Consejo a los Estados miembros sobre el desarrollo de la explotación de energías renovables en la Comunidad”⁸⁸ en la que recuerda que el objetivo principal de la Resolución del Consejo de 16 de Septiembre de 1986, sobre nuevos objetivos en política energética comunitaria para 1995, es seguir desarrollando las energías nuevas y renovables y aumentar su contribución al balance energético total.

Considera que estas fuentes tienen un carácter autóctono y que su explotación tiene efectos favorables en la diversificación y seguridad de abastecimiento energético comunitario y en el desarrollo de las regiones desfavorecidas y que se necesitan para ello actuaciones en los campos legislativo, administrativo y financiero, facilitando la cooperación entre las empresas y la ampliación de los mercados.

Recomienda al Consejo que se continúe con los programas de investigación y demostración, que se realicen y se difundan estudios de los recursos naturales de cada país y que procuren que las condiciones contractuales que regulan el suministro

⁸⁷ Especialmente relevante fue el esfuerzo crediticio a través de instituciones como el Banco Europeo de Inversiones que habían financiado proyectos en 1985 por valor de 3.500 millones de ecus.

⁸⁸ EU Commission, (1987). COM (87) 432 final “Propuesta de Recomendación del Consejo a los Estados miembros sobre el desarrollo de la explotación de energías renovables en la Comunidad”. Bruselas, 16.09.1986.

a las empresas de distribución de electricidad producida por productores privados a partir de energías renovables fomenten la explotación de estas energías.

La Comisión en su comentario sobre la comunicación en la revista *Energía en Europa* (nº 9 de 1987) señala que las energías renovables que se consideran en fase de desarrollo, pero que ofrecen perspectivas para un aumento de su participación en el mercado energético, son la energía solar y fotovoltaica, la energía eólica, la energía hidroeléctrica de baja potencia y la biomasa. Reclama para su explotación la creación de nuevos marcos normativos y regulatorios ya que los existentes suponen obstáculos a la libre circulación de equipos y no contemplan la comercialización de la energía producida.

La Comisión estima que en el año 2000 las energías renovables podrían suministrar un 5% de las necesidades en energía eléctrica de la Comunidad.

7.4. Programas Marco. Investigación Tecnológica y Desarrollo 1984-1994.

1.- Creación de la Estrategia Común en Ciencia y Tecnología.

Por resolución del Consejo de las Comunidades Europeas del 25 de Julio de 1983⁸⁹ se crea la estrategia común de ciencia y tecnología definida, según el artículo 2, en programas marco que presentan los objetivos científicos y técnicos a realizar a nivel de las Comunidades y los criterios de selección de actividades, las prioridades relativas y las indicaciones financieras. Se aprueba el principio de los Programas Marco que cubren un periodo de cuatro años, siendo revisables cada dos años.

2.- Primer Programa Marco.

Al mismo tiempo se aprueban los objetivos científicos y tecnológicos del Primer Programa Marco para el periodo 1984-1987, con los objetivos científicos y técnicos en materia de energía siguientes:

• Mejora de la gestión de los recursos energéticos	1.770 M Ecus	47,2%
• Desarrollo de la energía nuclear de fisión.	460 M Ecus	
• Fusión termonuclear controlada	480 M Ecus	
• Desarrollo de energías renovables	310 M Ecus	
• Uso eficiente de la energía	520 M Ecus	

La distribución del presupuesto de I+D+i de la Comunidad en materia de energía, que absorbe una parte prioritaria del total de los recursos dispuestos, pone de manifiesto la importancia que se concedía a la gestión de los recursos. Su distribución interna en

⁸⁹ EU Council (1985). DECISION de 12 de marzo de 1985 "Plan de estímulo de las cooperaciones y de los intercambios científicos y técnicos europeos" (1985-1988) (85/197/CEE)

cuanto a presupuesto indica el interés por el desarrollo las energías renovables, que también podían acceder a las partidas de nuevas tecnologías, y por la eficiencia energética, manteniendo su apoyo al proyecto de fusión nuclear.

3.- Segundo Programa Marco. 1987-1991

El 17 de marzo de 1986, la Comisión presenta la Comunicación al Consejo “Ciencia y Tecnología. Líneas generales para un nuevo Programa Marco en Investigación Tecnológica y Desarrollo”.⁹⁰

Entre otras muchas consideraciones, realiza un análisis de las tendencias observadas en la última década con respecto al gasto público en I+D y muestra que la Comunidad de los 12 Estados miembros deberían dedicar alrededor de 230.000 millones de ecus de fondos públicos para I+D+d durante el período 1987-1991, mientras que el gasto interior bruto de estos países en investigación y desarrollo se estimaba en 460.000 millones de ecus.⁹¹

Durante el mismo período, la estimación del gasto interno en Estados Unidos en I+D era de alrededor de 1.000.000 millones de ecus y 330. 000 millones de ecus en Japón (estimación basada en una extrapolación de la OCDE las cifras de los últimos diez años). En cuanto a I+D considera que la Comunidad se situaba entre Japón y los EE.UU.⁹².

La Comisión considera que debe llevar a cabo sus actividades simultáneamente en tres frentes, lo que implica:

- a) realización del mercado interior, que deberá ser efectivo en 1992. La creación de este mercado debería permitir a los Estados miembros a combinar, en el campo de la tecnología avanzada, la apertura de sus mercados de sector público, con acceso al correspondiente nivel de conocimientos científicos y técnicos. Se ha de considerar así de forma conjunta una política innovadora de contratación pública y una estrategia común de I+D+d;
- b) la adopción de nuevos mecanismos financieros, que deben hacer posible garantizar la sinergia entre la financiación pública y privada;

⁹⁰ EU Commision (1987). COM (87) 439 final “Comunicación al Consejo Ciencia y Tecnología. Líneas generales para un nuevo Programa marco en Investigación Tecnológica y Desarrollo”

⁹¹ Por gasto interior bruto de RD se entiende la suma del gasto público más el gasto privado. Lo que la Comisión quiso poner de manifiesto era la baja participación del sector privado en la investigación y desarrollo.

⁹² Esta posición también debe ser considerada a la luz de la comparativa de estatus económico de cada una de las tres regiones. Con respecto al PIB, los de la Comunidad y los EE.UU, son más o menos idénticos, mientras que la de Japón es de alrededor de 50% menos. Aunque esto no es un argumento impecable, prueba la validez de una estrategia dinámica adoptada por Japón y Estados Unidos en lo que respecta futuro de I+D.

c) la continuación y el desarrollo de una investigación y desarrollo tecnológico, estrategia que en los próximos años debe implicar una respuesta fundamental a los siguientes objetivos principales:

- El fortalecimiento de los objetivos de la base científica y tecnológica de la industria europea y el desarrollo de su competitividad internacional.
- El fortalecimiento de la cohesión económica y social de la Comunidad.
- La mejora general de la calidad de vida dentro de la Comunidad.

En la Comunicación se recogen las acciones dedicadas a la “Gestión de los recursos energéticos”:

- La fusión termonuclear es uno de los campos de actividad en el que la integración de las actividades europeas está más avanzada; los resultados de esta larga y rigurosa investigación podrían ser determinantes para garantizar los suministros de energía de la Comunidad. Por lo tanto, exige un esfuerzo sostenido y constante financiado por los recursos públicos, ya que es imperativo que los éxitos actuales no sean enturbiados por una falta de financiación adecuada.
- En el campo de la fisión nuclear, se hará hincapié en los aspectos de la seguridad en la introducción de esta fuente de energía, la gestión y almacenamiento de residuos radiactivos, los aspectos reglamentarios de seguridad de los reactores y las garantías para el material fisible, que son temas respecto de los cuales debe apreciarse a nivel comunitario el valor total de esta actividad.
- En el caso de las fuentes fósiles de energías nuevas y renovables, y del uso racional de la energía, debe tenerse en cuenta el desarrollo de las tecnologías más relevantes, con particular referencia a la maduración de algunas de ellas, lo que como consecuencia de la ampliación comunitaria implicará una reorganización relativamente importante de actividades. Las tendencias actuales, e impredecibles aún, en cuanto al precio del petróleo no deberían conducir a un abandono de estas acciones que se presentan como un factor importante en relación a la diversificación de las fuentes y la eficiencia energética.

No obstante lo recogido, el Segundo Programa Marco, 1987-1994, redujo sustancialmente los fondos para las energías renovables y la eficiencia energética a tan solo 162 millones de Ecus⁹³. En 1989 se adoptó en el Segundo Programa Marco, el Programa Joule.

4.- Tercer Programa Marco 1990-1994.

⁹³ EU Commission (1989). COM (89) 164 final. Communication from the Commission to the Council “*Evaluation of technological programmes in the field of energy*”. Bruselas, 20.03.1989.

El Tercer Programa Marco de Energía es sucesor del Programa Joule. La propuesta de la Comisión al Consejo fue analizada por la Comisión de Energía del Parlamento⁹⁴ En el campo de la energía no nuclear la Comisión Europea propuso cuatro acciones principales:

- una acción horizontal para definir las estrategias de investigación en energía;
- una línea de investigación y desarrollo en tecnologías de producción de energía y reducción de emisiones a través de la captura de gases;
- el desarrollo de las energías renovables, en especial eólica, solar, mareas, olas y pequeña hidráulica;
- el ahorro de energía.

Aunque el presupuesto para tales acciones dentro del Tercer Programa Marco ascendía a 157 M Ecus, los ponentes parlamentarios consideraron que no se entendía como la Comisión proponía un nuevo programa con una presentación significativamente diferente tan solo un año después de la aprobación del programa Joule en marzo de 1989. La propuesta de la Comisión fue aprobada por el Consejo con un presupuesto en acciones en energía de 1.063 M Ecus.

- Energías no nucleares: 217 M ecus
- Seguridad en Fisión Nuclear: 228 M Ecus
- Fusión Nuclear: 568 M Ecus

7.5. Mercado Interior de Energía 1990.

El Tratado Acta Única Europea, como ya comentamos al tratar este punto, no hizo ninguna indicación específica sobre energía como tampoco se había hecho en el Libro Blanco del Mercado Interior en 1985. Sin embargo, un mercado interior de energía se consideraba necesario no solo porque el Acta Única impulsó el mercado único al modificar del Artículo 8 A del Tratado de la CEE, por la que se estableció la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales en un mercado único garantizado por este Tratado. Era, y es, una necesidad ineludible que permite una mayor garantía de suministro, unos precios más homogéneos y una más coherente y efectiva aplicación de las distintas políticas energéticas, incluso en momentos de dificultades de suministro⁹⁵.

Además el mercado único de energía se sustenta en la realidad física de los sistemas de transporte de energía, de gas y combustibles de la Unión Europea, aun cuando las políticas nacionales en energía eran en la época muy poco favorables en la práctica a estas tendencias por una falta de visión y el interés en el mantenimiento del *statu quo*

⁹⁴ El ponente del informe fue Mr. Carles-Alfred Gasoliba y Bohm.

⁹⁵ PARRA, R.J. (2013), «*La política energética de la Unión Europea: la construcción del mercado interior de la electricidad*» Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza.

de cada Estado empujados por las compañías nacionales y los oligopolios existentes.⁹⁶

No es extraño por tanto que el nuevo Comisario de Energía en 1989, el portugués Antonio Cardoso, plantease el tema en el Consejo de Energía de Luxemburgo de 1989, y posteriormente en la reunión de Rodas, en términos de oportunidad y en términos de costo, puesto que se calculaba que las barreras al libre comercio de energía tenían un costo entre el 0,5% y el 1% del PIB de la Comunidad de los 12 según se recogía en el informe “Europa 1992 un Desafío Global”⁹⁷.

La Comisión preparó un documento titulado “El mercado interior de energía” que fue objeto de la Comunicación, COM (88) 238 final⁹⁸, en la que se proponían una serie de medidas para eliminar progresivamente los obstáculos.

La primera medida estaba relacionada con las disposiciones del Libro Blanco, en lo que se refería a la armonización de las legislaciones y de las normativas técnicas, la convergencia del IVA y la apertura de las adquisiciones públicas a la libre competencia. Una segunda medida se orientaba a la necesidad de poner en aplicación con rigor la legislación comunitaria. Dimanando del Acta Única Europea, la tercera medida hacía referencia a una mayor protección del medioambiente y a la aplicación de criterios más rigurosos en las emisiones de gases en las plantas térmicas, a los criterios ecológicos en la construcción y gestión de las plantas hidráulicas y por supuesto en materia de energía nuclear, estando aún tan reciente el desastre de Chernóbil. La cuarta medida afectaba a la creación de infraestructuras de transporte y sus efectos positivos en los precios.

En 1990, la Comisión presentó un primer informe de progreso sobre el Mercado Único de Energía⁹⁹ que aportaba una lectura muy optimista de los logros alcanzados, aunque la mayoría de ellos tenían una componente muy técnica en cuanto a especificaciones de productos petrolíferos, aspectos contractuales de venta de energía, etc., en línea con algunos aspectos de la primera medida planteada; pero en lo fundamental se produjeron escasos avances.

Es una realidad que la Península Ibérica es una isla energética, con un carencia de conexión hacia el norte que imposibilita los intercambios de Energía con Europa a

⁹⁶ 1991 EU Parliament (1991). El Carbón y el mercado interior de Energía. Dirección General de Estudios.

⁹⁷ EU Commission (1989). Revista “Energy in Europe”. Special Issue, September 1989.

⁹⁸ EU Commission (1988). COM (88) 238 final. “The internal energy market”. Working document. Bruselas, 02.05.1988.

⁹⁹ EU Commission (1990). COM (90)124 final. “The internal energy market: fist progress report”. Bruselas, 18.05.1990.

través de Francia. Recientemente se ha terminado la segunda conexión con Francia para la que se ha exigido un trazado de más de 60 km subterráneo y otro tramo en túnel para obviar problemas medioambientales. La línea transportará 1.000 MW de potencia, lo que se suma a los 1.800 MW instalados en el Pirineo Oriental. En conjunto, estas líneas solo serán capaces de transportar un 3% del total de la energía producida¹⁰⁰. Se habla con frecuencia de la oposición de los ecologistas franceses a pasar más líneas aéreas por sus zonas protegidas, pero tengo por pensar que con esta actual situación de aislamiento las compañías españolas se encuentran muy cómodas.

8. Visión General de la Política Energética 1946-1992

La creación de la Comunidad Económica del Carbón y del Acero tuvo, en origen, una dimensión energética. La preocupación por el agotamiento de los yacimientos de carbón, y la situación en Oriente próximo, complicó de tal forma la situación energética en Europa, que se impuso una reflexión sobre el aseguramiento de suministro. En aquellos momentos las acciones para prevenir una situación de desabastecimiento pasaban por contemplar nuevas fuentes de energía, en particular la energía nuclear, para atender al objetivo de la independencia energética, lo que dio lugar a que, en 1957, el Tratado de Roma crease la Comunidad Europea de la Energía Atómica Euratom que nació con la misión de desarrollar la energía nuclear con fines pacíficos.

En esa situación de falta de seguridad de abastecimiento se desarrolla una Política Coordinada de Energía que tenía como finalidad adecuar los suministros a las necesidades, en las condiciones más económicas, con la mayor regularidad y seguridad, y con una utilización juiciosa de las limitadas reservas disponibles, en defensa del mercado común de la energía. La estrategia era seguir confiando una buena parte en el abastecimiento del carbón y se esperaba que el petróleo y el gas fuesen incrementando su participación en la energía primaria. Al mismo tiempo todas las estrategias a medio plazo para contingentar estas amenazas se centraban en el desarrollo pacífico de la energía nuclear.

Como indicaba Fernand Spaak¹⁰¹, Director General de Energía, Seguridad y Control de Euratom, el desarrollo de una política energética de la CEE se veía dificultada tanto por la división de responsabilidades entre la Comunidad Europea del Carbón y del Acero, Euratom y CEE, como por diferencias importantes entre las políticas y estructuras energéticas de los países miembros.

¹⁰⁰ REE en sus previsiones 2016 considera que la capacidad de intercambio eléctrico entre España y Francia crezca de los 2.800 MW actuales a 8.000 MW. Además de un proyecto submarino entre la bahía de Vizcaya y Aquitania, se proyecta una línea entre Cantegrit y Navarra o el País Vasco y otra entre Marsillon y Aragón.

¹⁰¹ SPAAK, F. (1973), "An energy policy for the European Community". *Energy Policy*, 1(1), 35-37.

Pero el consumo de energía seguía creciendo más allá de lo esperado, lo que aumentaba la dependencia energética y con ello la garantía de suministro, La Comisión realizó en 1964 un estudio sobre las “Perspectivas Energéticas a largo plazo” en el escenario 1964-1975. Los resultados de este estudio no aportaron ninguna esperanza a la resolución del tema sino que, bien al contrario, los estudios de prospectiva energética anunciaban un incremento del consumo de energía del 50% en 10 años y del 85% en 15 años, en cuya formulación el consumo de electricidad se incrementaba en un 200%.

El 1 de enero de 1973 se incorporan a la CEE Dinamarca, Reino Unido e Irlanda. La Europa de los 9. La situación de crisis energética, el recorte de suministro de petróleo y el alza de los precios supusieron un aviso muy serio de las consecuencias que podría tener un conflicto geoestratégico de iguales o mayores dimensiones a las crisis vividas. Esto aumentó en gran medida la preocupación de la CEE, lo que propició la necesaria definición y puesta en marcha de una Política Energética proyectada al año 1985, cuyos objetivos fueron planteados a finales de 1974 en el documento de comunicación al Consejo “*Community Energy Policy Objectives for 1985*”. En el mismo año se crea la Agencia Internacional de la Energía.

Todo hacía pensar que las autoridades de la CEE depositaban sus esperanzas en dar respuesta a la falta de seguridad energética a través de un gran plan de instalación de centrales nucleares. Tanto Francia, como Inglaterra, Alemania, y en menor medida Italia y Bélgica, hicieron un gran despliegue de inversiones estando previsto que la potencia eléctrica generada alcanzase en 1985 los 200 GWe, lo que significaba cerca de 200 centrales en la Europa de los nueve en tan solo 10 años, en un entorno social nada favorable a este tipo de instalaciones.

En este periodo hay que resaltar el hecho de que cada Estado miembro se veía afectado en materia energética de una manera desigual, lo que agrandaba las dificultades de cohesión interna y la capacidad de progreso mediante políticas comunes. La CEE reclamó, por tanto, una Europa unida ante la situación energética mundial y cuyos efectos económicos y sociales se vivían con dureza. Destacó además la conexión entre la solución de los problemas de suministro y las políticas Comunitarias en los campos del medioambiente, la investigación científica y técnica, el transporte, la política industrial, la política social y la cooperación con los países desarrollados.

John A. Hassan y Alan Duncan¹⁰², en su análisis del desarrollo de la política energética en el periodo hasta el Tratado de Maastricht, destacan los intentos de las

¹⁰² HASSAN, J. A., & DUNCAN, A. (1994), “Integrating Energy: the Problems of Developing an Energy Policy in the European Communities, 1945-1980”, *Journal of European Economic History*, 23(1), 159.

Comunidades Europeas en el desarrollo de una política energética común y señalan que el punto de vista, prevalente en la literatura al respecto, es el desestimar los esfuerzos en esta política energética común que no tuvo una influencia relevante sobre la política y economía de los países de la CEE, al considerados más como una reflexión sobre la evolución en el tiempo del “problema energético”.

En 1979, surge una nueva crisis de petróleo y se empiezan a considerar nuevas formas de afrontar la garantía de suministro. En primer lugar, las exploraciones de yacimientos de petróleo del Mar del Norte en 1969 contribuirían a reducir la dependencia de países en conflicto. Por otro lado, la CEE se embarcó en 1975 en un programa muy ambicioso de reducción de consumo mediante una serie de acciones para el uso más eficiente de la energía que reduciría la dependencia energética. Además, se inició el proceso de diversificación de fuentes de energía de origen fósil, con la incorporación del gas como combustible en muchos equipos y procesos, y el inicio del desarrollo tecnológico de nuevas fuentes de energías renovables. Finalmente, se pusieron en marcha el Primer Programa Energético de I+D de la CEE y el Primer Programa Marco.

Paradójicamente, en 1986 se produjo una situación de caída de los precios del petróleo que hizo cuestionarse todas las estrategias de ahorro y eficiencia energética, lo que, en consecuencia, podría conllevar efectos negativos al replantearse la realización de las inversiones previstas. Pero las autoridades comunitarias consideraron que esta nueva situación de precios tenía efectos negativos a evitar, entre ellos el que un menor precio estimulase un mayor consumo y con ello se creara una mayor dependencia de la CEE. Y continuaron con sus estrategias, incorporando en ese año una acción para el desarrollo de las energías renovables con el objeto de reducir la dependencia energética, lo que se plasmó en una propuesta al Consejo en 1987 y en un mayor apoyo también al Segundo Programa Marco de Investigación y Tecnología. Culmina esta visión estratégica con la creación de un Mercado Común de la Energía que, como veremos más adelante en el Capítulo II, no terminaba de consolidarse.

CAPITULO II. POLÍTICA ENERGÉTICA EN EUROPA 1992- 2004

9. La Energía en el Tratado de Maastricht.

El Tratado de Maastricht del 7 de Febrero de 1992 supuso una nueva etapa en la integración política europea en un contexto en el que los Estados miembros veían la necesidad y la oportunidad de reforzar y consolidar la unión política, social y económica de la Comunidad, con una nueva visión del proyecto europeo, como se había puesto de manifiesto en la Declaración de Stuttgart en 1983 y en el informe

Spinelli en 1984, que dieron paso al Acta Única Europea de 1986 ya comentados en el Capítulo I.

El Tratado de Maastricht responde a cinco objetivos esenciales¹⁰³:

- *refuerzo de la legitimidad democrática de las instituciones;*
- *mejora de la eficacia de las instituciones;*
- *instauración de una unión económica y monetaria;*
- *desarrollo de la dimensión social de la Comunidad;*
- *institución de una política exterior y de seguridad común.*

El Tratado de Maastricht crea la Unión Europea, la cual está formada por tres pilares: las Comunidades Europeas, la política exterior y de seguridad común y la cooperación policial y judicial en materia penal.

El primer pilar está constituido por la Comunidad Europea, por la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (CECA) y por Euratom y se refiere a los ámbitos en los cuales los Estados miembros ejercen conjuntamente su soberanía a través de las instituciones comunitarias. A él se aplica el proceso denominado del método comunitario, es decir, propuesta de la Comisión Europea, adopción por el Consejo y el Parlamento Europeo y control del respeto del Derecho comunitario por el Tribunal de Justicia.

El segundo pilar instaura la política exterior y de seguridad común (PESC) prevista en el Título V del Tratado de la Unión Europea, lo que sustituye a las disposiciones contenidas en el Acta Única Europea y permite a los Estados miembros emprender acciones comunes en materia de política exterior. Este pilar cuenta con un proceso de toma de decisiones intergubernamental, que recurre con frecuencia a la unanimidad. El papel de la Comisión y del Parlamento es modesto y la jurisdicción del Tribunal de Justicia no es de aplicación en este ámbito.

El tercer pilar se refiere a la cooperación en los ámbitos de justicia y asuntos de interior (JAI) prevista en el Título VI del Tratado de la Unión Europea. Se espera de la Unión que realice una acción conjunta para ofrecer a los ciudadanos un elevado nivel de protección en un espacio de libertad, seguridad y justicia. El proceso de toma de decisiones es también intergubernamental.

El Tratado, reconoce la importancia de la dimensión local y regional, e instituye el Comité de las Regiones.

¹⁰³ Véase Euro-Lex. <http://eur-lex.europa.eu/homepage.html>

Entre las acciones para cumplir los objetivos esenciales, destacamos aquellas que están relacionadas en alguna medida con el ámbito de esta tesis:

- una política comercial común;
- un mercado interior caracterizado por la supresión de obstáculos a la libre circulación de personas, mercancías, servicios y capitales;
- una política de medio medioambiente;
- el fomento de la investigación y desarrollo;
- el fomento de la creación y desarrollo de redes transeuropeas;
- medidas en el ámbito de la energía, protección civil y del turismo.

Al igual que ocurrió en el Tratado de Roma de 1957 de Constitución de la Comunidad Económica Europea, el Tratado de Maastricht tan solo hace una mención de la necesidad “*de medidas en el ámbito de energía*”, en contraste, por ejemplo, con la mención específica a la política agrícola, la política de transportes, la política de medioambiente, o del fomento de la investigación. En la declaración relativa a la protección civil, energía y turismo de la letra t) del artículo 3 se señala que la cuestión relativa a estos ámbitos mencionados se examinará con arreglo al procedimiento previsto en el artículo N, tomando en consideración un informe de la Comisión al Consejo antes de 1996.

Una posible interpretación de la ausencia en este Tratado de Maastricht de una declaración relativa a una política energética común está en las apreciaciones de Fernand Spaak¹⁰⁴, ya comentadas en el Capítulo anterior, acerca de la división de las responsabilidades de las tres Comunidades en materia de energía. Pero también a que los Estados miembros consideraron a la energía como una cuestión nacional, visión que todavía hoy en día subsiste.

10. Estrategia Comunitaria. Emisiones y Eficiencia Energética. 1990-1993

El Consejo de Energía y Medioambiente de 24 de octubre de 1990 decidió emprender acciones para estabilizar las emisiones de CO₂ en la Comunidad manteniendo los mismos niveles en el año 2000 que en 1990.

La Dirección de Energía y Medioambiente de la CE presentó en 1991 una comunicación de la Comisión titulada “Estrategia de la Comunidad para limitar de las emisiones de CO₂ emisiones y mejorar la eficiencia energética”.¹⁰⁵ En su exposición reconoce que la principal causa de las emisiones de CO₂ es el uso energético de los combustibles fósiles que originan el 61% de los gases de efecto invernadero y hace

¹⁰⁴ SPAAK, F. (1973). “An energy policy for the European Community”. *Op. Cit.*

¹⁰⁵ EU Commission (1991) COM (91) 1744 final COM Document (1992) “A Community strategy to limit carbon dioxide emissions and to improve energy efficiency”. Communication from the Commission. Bruselas, 14.10.1991.

mención a los efectos en el calentamiento global señalados en las Conclusiones del *International Panel of Climate Change* (IPCC) que fueron presentadas en su primer informe en 1990. La Comunidad emitía el 1,3% del total de las emisiones de CO₂ lo que representaba una emisión de 2,4 toneladas por habitante. (EEUU emitía 5,4 toneladas de CO₂ por habitante).

El objetivo de la Comunicación era destacar las líneas estratégicas para alcanzar el compromiso adquirido por el Consejo e invitarle a que se pronunciase si era el momento de desarrollarlas mediante objetivos concretos y específicos.

La Comisión hizo unas consideraciones en torno a las soluciones posibles. En lo relativo a la eficiencia energética entendía que el simple enunciado no era suficiente dado que había muchos factores que incidían muy negativamente en su puesta en aplicación, tales como la falta de información, los hábitos de uso, la poca disposición a hacer inversiones aun cuando estas tuvieran un *pay back* en pocos años, falta de alternativas, incertidumbre de los precios de la energía, etc. Por ello consideraba que una eficiente y efectiva política debería incorporar medidas de estímulo fiscal y a su vez medidas de coordinación entre los Estados miembros.

Una primera etapa en la reducción de emisiones de CO₂ necesitaría incluir medidas que hicieran posible más bajos costos económicos al mismo tiempo que produjeran beneficios en otros ámbitos. Un programa ambicioso en reducir las emisiones de CO₂ debería generar una mejora de la seguridad energética, de la eficiencia en el transporte, la limitación de otras emisiones de gases de efecto invernadero, y estimular la competitividad industrial.

Las energías renovables deberían jugar un papel importante en todos los sectores económicos. La Comisión estimaba que en el año 2000 las energías renovables podrían contribuir a un 5 % de la demanda, alcanzándose un 8% en el 2010, pero para ello era necesario un desarrollo de los programas de I+D que permitiese superar los obstáculos en las distintas tecnologías, eólica, fotovoltaica, solar térmica pasiva, mini hidráulica, hidrógeno, etc. La Comisión hacía un avance de las medidas específicas necesarias.

En Junio de 1992, la Comisión preparó una nueva Comunicación al Consejo: "Estrategias para limitar las emisiones de CO₂ y mejorar la Eficiencia Energética"¹⁰⁶ que incidía en las mismos argumentos que la primera Comunicación. La Comisión entendía que para estabilizar las emisiones de CO₂ era necesario reducir la demanda de energía, mejorar la eficiencia energética y una modificación en el uso de las fuentes de energía primaria. Estos objetivos no serían alcanzables sin una participación activa

¹⁰⁶ EU Commission - COM Document (1992) A Community strategy to limit carbon dioxide emissions and to improve energy efficiency. COM (92) 246 final, 1 June 1992.

y un cambio de mentalidad de los ciudadanos y empresas, estimulando el desarrollo tecnológico y las infraestructuras de transporte y energía.

En este sentido citaba los programas JOULE, THERMIE, SAVE Y ALTENER pidiendo al Consejo aprobar los paquetes económicos necesarios para su implementación efectiva.¹⁰⁷

Casi simultáneamente la CEE publica un informe¹⁰⁸ en el que se analizaba la situación de la demanda energética y el desarrollo de las infraestructuras a la luz de las orientaciones de la Comunicación de la Estrategia en estabilización de emisiones. La proyección de crecimiento de la demanda de energía para el año 1995 se reducía al 2,1% por año, cuando las previsiones en 1985 para el año 1990 eran del 3,1% anual, debido a la ralentización de la economía¹⁰⁹. Esta disminución de la demanda condujo, por otro lado, a que las inversiones en equipamiento *zero-carbon* se redujeran sensiblemente con respecto a las realizadas en el periodo comprendido entre los años 1980 y 1990 en los que se habían realizado 76 GW, cuando por otro lado las inversiones en energía en general fueron cuatro veces más altas.

11. Programas Tecnológicos y Eficiencia Energética. 1990-1995

11.1. Programa THERMIE.

La CEE lanzó en 1990 el Programa ENG-THERMIE I¹¹⁰ 1990-1994, en relación con la promoción de las tecnologías energéticas y como continuación de las medidas tomadas en el marco de los programas de Demostración de la Energía cuya finalización tuvo lugar en 1989. El objetivo fue apoyar a empresas innovadoras capaces de desarrollar, construir y/o promocionar tecnologías de carácter innovador en el campo de la energía, que comportasen un importante riesgo tecnológico y económico, y que no pudiesen desarrollarse sin un soporte financiero comunitario.

Se distinguían dos tipos de proyectos. Los proyectos de innovadores, aquellos que hubiesen finalizado la fase de desarrollo y que entrasen en la fase de demostración de su viabilidad técnica y económica mediante desarrollo de prototipos de una cierta dimensión. Se consideraron proyectos de difusión los destinados a promover las

¹⁰⁷ DEREK F. (1991), "Energy in Europe". CE. *Directorate-General for Energy. Energy in Europe Number 17. July 1991.*

¹⁰⁸ FAROSS, P. & DECKER, M. (1992), "CO₂ Emissions Stabilization. The Community Strategy. Energy and Environment Unit". *Energy in Europe*. Num. 20. Diciembre.

¹⁰⁹ Como resultado de todo ello la previsión de emisiones de CO₂ en 1990 se reduciría menos de lo esperado, un -0,2% anual. Las proyecciones de las emisiones de CO₂ en el periodo 1990-2000 podrían ser un 11 % más altas que lo previsto en el escenario base de 1990.

¹¹⁰ ENG-THERMIE 1- Programme (CEE) concernant la promotion des technologies énergétiques en Europe (THERMIE), 1990-1994. 2008/90/(CEE), L 185 de 1990-07-17, Bruselas, 26.09.1990.

modificaciones técnicas, incorporar nuevas tecnologías y/o procedimientos en proyectos que hubieran sido objeto de una primera realización pero que aún no hubiesen entrado en el mercado. El Programa abarcaba también los proyectos específicos entre, al menos, empresas de dos Estados miembros.

Los citados proyectos se enmarcaron, en función del conocimiento o tecnología en los programas comunitarios tales como JOULE en el campo de la energía nuclear, VALOREN en valorización del potencial energética, SPRINT en la innovación y transferencia tecnológica y VALUE en materia de difusión y utilización de los resultados de la investigación científica.

Las acciones de promoción reconocidas por THERMIE fueron, entre otras, los análisis de evaluación del potencial de mercado, la vigilancia y evaluación de los proyectos financiados por la Comunidad, la difusión de información y promoción de tecnologías energéticas y sus resultados.

Los campos de actividad fueron;

- uso eficiente de la energía; con el fin de reducir la demanda y mejorar la protección del medioambiente;
- fuentes de energías renovables;
- combustibles sólidos; transformación de combustibles sólidos en gaseosos o líquidos;
- hidrocarburos; exploración, transporte y almacenamiento.

Con el objetivo de alcanzar un uso eficiente de la energía y promover la innovación tecnológica en el campo de las energías renovables. Se creó la red OPETs (*Organizations for the Promotion of Energy Technology*), oficinas instaladas en todos los Estados miembros de la Comunidad para impulsar el desarrollo de tecnologías y su puesta en el mercado.

En 1991 el Consejo de Ministros de la Comunidad Europea tomó la iniciativa importante para el futuro del sector de la energía en Europa de fomentar la cooperación entre la Comunidad Europea y los países del Este de Europa para lo que convocó una Conferencia Internacional con el fin de negociar el acuerdo en energía *European Energy Charter*¹¹¹. Era evidente la preocupación de la CE en el nuevo escenario que se dibujaba en Europa como consecuencia de los cambios habidos en el Este por la unificación de Alemania y por la perestroika en la URSS, no solamente

¹¹¹ En aquellos años, la Unión Soviética producía, del total de energía del mundo, un 10% en energía nuclear, 15% del carbón, 20% de petróleo y un 40% del gas natural. Pero también sus reservas probadas estaban en la misma línea de participación mundial. La producción de gas natural en las dos décadas entre 1970 y 1990 se incrementó desde 200 billions m³ a 800 billions de m³ en 1990, exportando 100 billions de m³ de los cuales 40 billions m³ se exportaban a la CE de un total de importaciones de 120 billions m³. (1 billion=10³ millones).

en los aspectos económicos sino también en aspectos energéticos. Esta iniciativa estaba conectada con el creciente interés de la Comunidad en la lucha contra los efectos de gases de efecto invernadero y el uso eficiente de la energía.

La propuesta de la Comisión al Consejo de un segundo Programa ENG-THERMIE II, 1994-1998, no fue aceptada por el Consejo, incluyéndose todas las actividades de investigación no nuclear dentro del IV Programa Marco de I+D+i¹¹².

11.2. Programa ALTENER. Fomento de las Energías Renovables.

La propuesta de Decisión al Consejo relativa a la promoción de las fuentes de energía renovables en la Comunidad, Programa ALTENER¹¹³, consideró necesario que la Comunidad apoyase acciones específicas para garantizar una mayor penetración de dichas fuentes renovables.

En generación de energía el programa ALTENER, debía de dar como resultado la obtención de energía a costos competitivos en el campo industrial y en aquellas actividades de alto consumo de rodado. Propuso un mayor aumento de la ocupación del automóvil, el transporte público y la reducción del consumo mediante nuevas tecnologías de combustión y la limitación de velocidad.

Se consideró que una reducción de 180 millones de toneladas en las emisiones de dióxido de carbono podría alcanzarse en 2005 mediante el logro de los tres objetivos siguientes:

- aumentar la contribución de las fuentes de energía renovable a la demanda total de energía del 4% al 8%;
- triplicar la producción de electricidad a partir de fuentes renovables (excluyendo la generación hidroeléctrica);

¹¹² Durante las negociaciones finales sobre el Programa Marco, el Parlamento insistió en que la Comisión iniciara un programa THERMIE II para el período 1995-1998 con el fin de ampliar el despliegue y la difusión en el mercado de nuevas tecnologías no contaminantes en el ámbito de la energía no nuclear. El Parlamento quería detener la reducción de los esfuerzos encaminados a la demostración de estas tecnologías y mantener un equilibrio entre las acciones comunitarias en favor de las tecnologías nucleares y sus acciones en favor de otras tecnologías.

En Octubre de 1994, el Presidente de la Comisión Parlamentaria de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Energía (CRTDE), Mr. Scapagnini, hizo una declaración a la prensa sobre el programa THERMIE y los programas específicos de investigación del Cuarto Programa Marco, en la que manifestaba que no podía aceptar que una parte esencial del programa THERMIE, como era la promoción orientada hacia el mercado de las energías no nucleares, fuera simplemente abandonada por la única razón de que el Programa Marco absorbía una parte de THERMIE. Vease: http://cordis.europa.eu/news/rcn/3257_en.html.

¹¹³ EU Commission (1992). COM (92) 180. "Promoción energías renovables. Programa ALTENER. Propuesta de la Comisión al Consejo". Bruselas, 20.5.1992.

- asegurar a los biocombustibles una cuota de mercado del 5% del consumo total de combustible de los vehículos de motor.

La propuesta establece que los Estados miembros se esforzarán por contribuir a sus políticas de energía y medioambiente a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante el logro de estos objetivos.

El Consejo, en Decisión del 13 de septiembre de 1993, adoptó la propuesta de la Comisión¹¹⁴ para la promoción de las Energías Renovables considerando que el desarrollo y la implantación de las energías renovables contribuyen al objetivo de estabilización de gases de efecto invernadero, a la reducción de emisiones contaminantes producidas por los combustibles sólidos.

Al mismo tiempo que, de acuerdo con la Resolución del Consejo de 16 de septiembre de 1986 relativa a los nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros¹¹⁵, se considera que la contribución de las fuentes de energía nuevas y renovables a la sustitución de los combustibles tradicionales debería aumentar sustancialmente, de modo que estas fuentes de energía pueden desempeñar un papel importante en el balance global de energía.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el Programa ALTENER, contempla acciones específicas para la mayor penetración de las energías renovables con una duración de 5 años y un presupuesto de 40 millones de ecus en el periodo 1993-1997. Las acciones objeto de financiación se enmarcan en cuatro distintas categorías.

- a. Estudios y evaluaciones para la definición de especificaciones técnicas y standards.
- b. Medidas de apoyo a las iniciativas de los Estados Miembros para ampliar o crear nuevas infraestructuras relacionadas con las energías renovables tales como:
 - acciones de entrenamiento e información de actividades a nivel de los operadores y consumidores finales de energía,
 - acciones sectoriales como:
 - acciones piloto orientadas a la garantía de los resultados de la energía en instalaciones de colectores solares y calentadores solares de agua;
 - acciones piloto orientadas a la introducción de biocombustibles;
 - garantizar los riesgos financieros de proyectos de energía geotermia;

¹¹⁴ EU Council (1993). Decisión del Consejo, 93/500/(CEE), relativa "al fomento de las energías renovables en la Comunidad (programa ALTENER)". 13 Septiembre 1993

¹¹⁵ EU Council (1986). Resolución del Consejo relativa a: "Nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros" (86/241/01). Bruselas, 16.09.1986

- establecimiento de planes locales de desarrollo;
 - establecimiento de infraestructuras de desarrollo por los Estados Miembros que ofrezcan asistencia a los inversores mediante estudios de pre factibilidad;
 - acciones piloto de equipamiento de edificios con módulos fotovoltaicos;
 - acciones piloto relacionadas con la integración de sistemas bioclimáticos en la arquitectura.
- c. Medidas para fomentar la creación de una red de información destinada a mejorar la coordinación entre las actividades nacionales, comunitarias.
- d. Estudios, evaluaciones y otras medidas apropiadas destinadas a evaluar la viabilidad técnica y las ventajas para la economía y el medioambiente de la explotación industrial de la biomasa con fines energéticos, en particular, el calor y la producción de electricidad.

11.3. Programa SAVE.

La Directiva 91/565/CEE creó el Programa SAVE, que recoge la Decisión del Consejo del 29 de Octubre de 1991, un programa de gestión de energía para reducir la intensidad energética en la economía de la CE, que incluía medidas relacionadas con la legislación, los estándares, así como una sistema de información para los operadores económicos.

La citada Resolución del Consejo 16 de septiembre de 1986 había establecido nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995. Los trabajos de la CE sobre energía 2000, con la preocupación de las incertidumbres a largo plazo de la oferta y la demanda de energía, eran considerados como uno de los aspectos prioritarios en esta visión de la política energética pasaba por un uso eficiente de la energía y una disminución de la dependencia energética, cuestión que ha estado presente en la CE desde sus orígenes.

Se estableció una supervisión efectiva de las políticas nacionales y la adopción de medidas a nivel comunitario y nacional dentro del principio de solidaridad comunitaria y con el objetivo de permitir al consumidor de disponer de una energía suficiente y segura en condiciones económicas satisfactorias, y en cuyos objetivos principales estaba la “utilización más eficaz de la energía en todos los sectores” que permitiese reducir en un 20% la demanda final de energía, o lo que es lo mismo la intensidad energética, expresada en términos de unidades de energía con respecto al PIB, en un 20% en 1995.

En 1991, la Dirección General de Energía de la CE publica en su revista *Energy in Europe*¹¹⁶ un artículo de Derek Fee en el que expone las serias consecuencias que

¹¹⁶ FEE, D. (1991), “Energy in Europe”. CE. *Directorate-General for Energy*. Number 17. July 1991.

tendría para la CE el no alcanzar en 1995 los objetivos planteados de reducción de un 20% de la demanda final de energía. Y avanza que la Comisión había decidido lanzar un nuevo programa de eficiencia energética, anunciando sus ejes principales. Un primer eje que contempla una serie de acciones administrativas y legales, un segundo eje que se centra en programas orientados al fortalecimiento por parte de los Estados miembros de las estructuras de eficiencia energética, y finalmente un tercer eje que abarca un programa de intercambio de información a la Comunidad y a nivel internacional.

El autor considera en su artículo que la eficiencia energética no solo tiene un efecto positivo sobre la reducción de la demanda de energía sino que indirectamente y a corto plazo es la única acción eficiente para combatir los efectos medioambientales. En 1988 la dependencia energética del total de la energía era del 45%, siendo la dependencia del petróleo del 73%, del 31% del gas y de los combustibles sólidos del 27%¹¹⁷.

Del lado de los efectos medioambientales, el estudio Major Themes in Energy¹¹⁸, estimó que las emisiones de CO₂ en el año 2010 se incrementarían en un 26% hasta alcanzar 3.500 millones de toneladas. Un 60 % de las emisiones de CO₂ procedería de la generación de energía y del transporte. Esta nueva sensibilidad de los efectos de un uso no eficiente de la energía significaba un anticipo de la visión de los efectos en el cambio climático por las emisiones de gases de efecto invernadero en la que ya se venía trabajando desde 1988 la Organización Meteorológica Mundial OMM y el Programa de las Naciones Unidas para el Medioambiente PNUMA.

El Programa SAVE contemplaba acciones específicas en materia de eficiencia energética con una duración de 5 años y una dotación presupuestaria de 35 millones de ecus, siendo el porcentaje de la participación financiera comunitaria en las acciones específicas entre un 30 y un 50 % de su coste total; el resto debería ser financiado mediante fondos públicos o privados o mediante una combinación de ambos.

El Programa SAVE encomendó a la Comisión la responsabilidad en la ejecución de dicho programa y determina cuatro acciones principales:

- a. *evaluaciones técnicas destinadas a la valoración de los datos necesarios para la definición de normas o especificaciones técnicas;*

¹¹⁷ La producción en la CE de estos tres distintos tipos de combustible disminuía; la producción de petróleo del mar del Norte había sido de 142 millones de toneladas disminuyendo a 132 millones de toneladas, mientras que la demanda se incrementaba en 12 millones de toneladas por año.

¹¹⁸ Energy in Europe. Special Issue, September 1989.

- b. *medidas de apoyo a las iniciativas de los Estados miembros destinadas a ampliar o a crear infraestructuras en materia de eficacia energética;*
- c. *medidas encaminadas a fomentar la creación de una red de información que facilite una mejor coordinación entre las actividades nacionales, comunitarias e internacionales, mediante el establecimiento de los canales de intercambio de información adecuados, y que permita evaluar el efecto causado por las distintas acciones previstas en el presente artículo;*
- d. *medidas de ejecución del programa, adoptado por la Decisión 89/364/CEE, para mejorar la eficacia del uso de la electricidad.*

SAVE propuso una serie de acciones piloto sectoriales aplicables en el nivel más próximo de los consumidores finales de energía¹¹⁹

La Directiva 93/76/CEE del Consejo, de 13 de septiembre de 1993¹²⁰, relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética), se centra en la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la eficiencia energética. Entiende que los Estados miembros han de emprender acciones para la reducción de las emisiones contaminantes en función de sus desarrollo económico y social y de sus consumos de energía, evitando una instrucción general que penalizase más a los países en proceso de desarrollo en su integración en la UE.

Destaca la necesidad de un uso racional de la energía y la contribución a las emisiones de los combustibles fósiles, cuando entre sus consideraciones dice “*el artículo 130 R del Tratado establece que la acción de la Comunidad en el ámbito del medioambiente debe tener por objeto, en particular, una utilización prudente y racional de los recursos naturales; que entre estos recursos naturales, los derivados del petróleo, el gas natural y los combustibles sólidos constituyen fuentes de energía esenciales, pero son también principales fuentes de emisión de CO₂*”.¹²¹

La Directiva tenía como objetivo la limitación, por parte de los Estados miembros, de las emisiones de dióxido de carbono, mediante la mejora de la eficacia energética, en

¹¹⁹ Acciones Piloto:

- Planificación de menor coste y de la gestión de la demanda.
- Viabilidad de proyectos de cogeneración innovadores.
- Fijación de objetivos sectoriales de eficacia energética y seguimiento del desarrollo.
- Elaboración de diagnósticos (auditorías) sectoriales. Sector de los transportes, la mejora de la fluidez del tráfico urbano, sistemas de peaje.
- Proyectos de financiación por parte de terceros en el marco de la red europea.

¹²⁰ Diario Oficial de la UE-1993-81535.

¹²¹ Vid. Cuarto Considerando de la Directiva 93/76 CEE.

particular mediante el establecimiento y la aplicación de programas en los siguientes ámbitos:

- la certificación energética de los edificios;
- la facturación de los gastos de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria en función del consumo real;
- la financiación por terceros de las inversiones en eficacia energética en el sector público;
- el aislamiento térmico de los edificios nuevos;
- la inspección periódica de las calderas;
- las auditorías energéticas en las empresas de elevado consumo de energía.

Las actuaciones que se proponen siguen en la línea de los programas de las anteriores directivas en materia de eficiencia energética pero como vemos con un mayor énfasis en actuaciones muy concretas en el sector de la vivienda y terciario¹²². No se hace mención alguna al sector del transporte que representaba ya entonces una parte importante del consumo de energía y por tanto de la generación de emisiones de efecto invernadero.

El Consejo Europeo, a propuesta de la Comisión¹²³ y con las enmiendas del Parlamento¹²⁴, aprobó en Diciembre de 1996 un nuevo programa plurianual de fomento de la Eficiencia Energética, Decisión 96/737/EC, SAVE II teniendo en cuenta que la proyección de las emisiones de CO₂ generadas por el consumo energético se incrementarían entre un 5% y un 8% entre los años 1996 y 2000 y que ello requería con urgencia la mejora de la gestión energética para contribuir a los tres ejes principales de sostenibilidad, protección medioambiente, seguridad del suministro y desarrollo sostenible.

El Consejo consideró que era conveniente proseguir, intensificar, y respaldar la estrategia energética de la Comunidad planteadas en el programa SAVE I, mejorando la intensidad energética, teniendo presente además el reciente lanzamiento del 4º Programa Marco de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Demostración.

¹²² El sector del automóvil ya había iniciado desarrollos muy importantes en la reducción del consumo de combustible con la incorporación de los sistemas de inyección en los vehículos de gasolina y la mejora de los motores diesel por medio de las tecnologías *common rail*. De la misma forma, se mejoraron los sistemas de transporte ferroviario con los programas de electrificación de la mayoría de las líneas ferroviarias de la UE.

¹²³ EU Commission (1995). COM (95) 225 final, Communication from the Commission concerning the promotion of energy efficiency in the European Union (SAVE II Programme). "Proposal for a Council Decision concerning a multi-annual programme for the promotion of energy efficiency in the Community - SAVE II". Bruselas, 31.05.1995.

¹²⁴ EU Commission (1996). COM (96) 195 final. "Amended proposal for a Council decision concerning a multi-annual programme for the promotion of energy efficiency in the Community SAVE II". Bruselas, 06.05.1996.

El Programa SAVE II tenía una duración de 5 años y un presupuesto de 45 millones de ecus. Se marcó los objetivos de mejorar la intensidad energética en 1 punto anual lo que podría suponer una reducción de las emisiones de CO₂ de 180 a 200 millones de toneladas, incentivando las inversiones en sistemas para un uso eficiente de la energía por consumidores privados y públicos y por la industria, estimulando la eficiencia energética en todos los sectores¹²⁵.

Los criterios y orientaciones que se tenían en cuenta para apoyar las acciones y las medidas debían estar inspirados en:

- Criterios de Rentabilidad, ahorro y reducción de emisiones de CO₂.
- Una lista de prioridades que tiene en cuenta la complementariedad del programa SAVE II con los programas nacionales de los Estados miembros.
- La cohesión de los Estados miembros en el ámbito de la eficacia energética.

La Comisión¹²⁶ propuso al Consejo la adopción de un Programa para acciones en el sector de energía 1998-2002, programa que supuso ser un tránsito y un antecedente del programa Energía Inteligente para Europa en su ediciones I y II. En la propuesta se marcaba como objetivos garantizar la seguridad del suministro, asegurar la competitividad y promover la compatibilidad del desarrollo del mercado con los objetivos de protección medioambiental¹²⁷.

11.4. Evaluación de SAVE I y SAVE II.

En 2005 la Comisión publicó un estudio de evaluación final¹²⁸ de los resultados del programa SAVE y SAVE II realizado por la consultora Atos Consulting y el Institute for European Environmental Policy. Las conclusiones que se obtuvieron dejaron en evidencia algunos aspectos que deberían ser mejorados en sucesivos programas.

¹²⁵ El programa financiaba las siguientes actividades y medidas en materia de eficiencia energética:

- estudios dirigidos a la aplicación y desarrollo de las medidas comunitarias para mejorar la eficiencia energética;
- acciones piloto para acelerar las inversiones en eficiencia energética;
- medidas para promover el intercambio de experiencias y a mejorar la coordinación en el plano internacional, comunitario, regional y local;
- supervisión seguimiento y evaluación de los resultados de las acciones, actividades y medidas adoptadas;
- acciones específicas para mejorar la gestión de la energía a nivel regional y urbano;

¹²⁶ EU Commission (1997). COM (97) 550 final Proposal for a Council Decision "*Framework Programme for actions in the energy sector*", (1998-2002). Bruselas, 03.12.1997.

¹²⁷ Destacaba un programa de seis acciones de un carácter horizontal y naturaleza temática entre las que cabe señalar la diversificación de las fuentes de energía, la promoción de las energías renovables mediante un plan de acción para el año 2010, la eficiencia energética, regeneración del sector del carbón y la seguridad en energía nuclear.

¹²⁸ http://ec.europa.eu/energy/evaluations/doc/2005_save.pdf.

De los 400 proyectos presentados 227 correspondían a SAVE II. Los sectores a los que afectaban los proyectos fueron principalmente la industria 22%, los edificios 19 %, transporte 17% y la vivienda un 10%, lo que de alguna forma era coherente con los objetivos del programa y con los sectores en los que las oportunidades de ahorro de energía son mayores. Sin embargo, el 46% de estos proyectos eran estudios, el 22% consistieron en temas de comunicación y promoción, un 12% en educación y un 14% en tecnologías ICT. Francia fue el Estado miembro que más proyectos presentó, 14%, seguido de Reino Unido con el 11% e Italia con el 8%.

Aunque los proyectos cumplieron los objetivos generales, no fue posible hacer una valoración de los ahorros en energía por cada impacto en indicadores como intensidad energética o de reducción de emisiones de CO₂, porque en general y salvo algunas excepciones, en los proyectos no se determinaron claramente estos objetivos en términos cuantitativos. Por otro lado, se esperaba una mayor integración público-privada en los proyectos y una mayor diseminación de los resultados de los mismos considerando que los *partners* no habían hecho los esfuerzos necesarios para ello teniendo una posición muy poco abierta¹²⁹.

12. Por una Política Energética en la UE 1995

12.1. Libro Verde de Energía. Una Política Energética en la UE. 1995.

1.- Propuesta de la Comisión.

La Comisión realizó en 1995 un ejercicio de discusión de la Política Energética¹³⁰ mediante la metodología habitual de reunir a las partes interesadas que contribuyen y participan en el debate, cuyas reflexiones se recogen en un Libro Verde¹³¹.

El objetivo del extenso documento es evaluar el papel que ha de desempeñar la Comisión ante los retos futuros de la energía en la Unión Europea. Considera necesaria una visión común de tales retos que han de pasar por la seguridad del suministro, producción y consumo en los 20 años próximos que serán los factores importantes que definirán la política energética en el futuro próximo.

¹²⁹ En ambos casos la recomendación fue mejorar el sistema de gestión de los proyectos de manera que todos los resultados alcanzasen los objetivos. Se sugería que el proceso de selección de los proyectos se hiciera en dos fases; una primera en la que se presenta una versión reducida y, posteriormente, tras la aceptación de la primera fase, presentar una versión desarrollada.

¹³⁰ EU Commission (1994). COM (94) 659 final. Comisión de las Comunidades Europeas, "*Libro Verde. Por una Política Energética para la Unión Europea*". Bruselas, 23 .02.1995.

¹³¹ La Comisión Europea publicó en enero de 1995 un suplemento de su revista "Energía en Europa" titulado: "*Por una Política Energética en la Unión Europea. Libro Verde*" basado en el documento COM (94) 659 Final, del 11de Enero de 1995. En él se hace una lectura política, sumamente interesante, de la evolución de la Política Energética, los objetivos de la futura Política y la Prioridades de la Comunidad. Incluye un ejercicio de visión del contexto energético y un análisis de prospectiva energética. Todo ello complementa la visión "externa" de la política energética, propia de la metodología de un libro verde.

En la preparación del Libro Verde, se analizó la problemática en la situación de partida y se indicó la dirección política que podría en el tiempo mejorar la situación.

En primer lugar, se vio como una clara necesidad el reforzamiento del nivel de concertación entre los *decisions makers* y los operadores de energía, en orden a una política energética comunitaria. Independiente del proceso de toma de decisiones institucionales en la Comunidad había una necesidad de establecer prioridades colectivas de acciones políticas, tanto a nivel comunitario como nacional. Consideraba que estas prioridades debían de atenderse mediante la base de la cooperación y la acción concertada y en convergencia entre las políticas nacionales y las comunitarias. Aquí nuevamente la Comisión ponía el acento en lo difícil que le resultaba aplicar una política común, y las estrategias y programas que la desarrollan, sin contar con el respaldo de los Estados miembros que priorizaban sus intereses nacionales.

Insiste, por tanto, en que las políticas energéticas nacionales y de la Comunidad deberían aproximarse de una forma clara dado que la efectividad de esta Política Comunitaria depende de su consistencia, ya que muchos factores que influyen en esta política son por naturaleza transnacionales. Defiende la necesidad de un mercado interior de la energía, un mercado único en el que es necesario reforzar la competitividad, introduciendo la competencia allá donde persisten los monopolios, buscando un equilibrio entre la satisfacción de las necesidades comunes de la protección de los consumidores, la seguridad del suministro y la protección del medioambiente.

Considera necesario establecer conclusiones, a partir de la distinción clara que existe actualmente en algunos Estados miembros, entre las responsabilidades de regulación y gestión de las redes de energía que deberían extenderse a otros Estados miembros. Todo ello con el fin de estimular la cooperación entre las autoridades reguladoras a nivel de la Comunidad y garantizar un enfoque común con el concepto de interés general y social. Sólo un enfoque global de los imperativos de la seguridad del suministro permitiría una respuesta adecuada a un costo político y económico razonable¹³².

En lo que se refiere al marco comunitario, el análisis revela que el desarrollo coherente de los instrumentos de política se ve obstaculizado por la ausencia de responsabilidades claras para la política energética a nivel comunitario.

¹³² La política exterior de la Comunidad, según el documento, ha de tener la seguridad de suministro energético como un objetivo. Las compras de suministros energéticos han de formar parte del contexto general de las relaciones económicas y comerciales externos de la Comunidad, siendo también fundamentales para la estrategia de las empresas que solo operan en el marco del mercado interior.

Por último, en relación con el medioambiente, el análisis destaca que hay dos retos principales. Uno como consecuencia de las formas tradicionales de la contaminación. El otro surge de los efectos en el cambio climático relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero por el uso de combustibles fósiles. En relación con las formas tradicionales de la contaminación, la Comunidad ya había realizado avances considerables adoptando, de forma progresiva, nuevas medidas.¹³³

Entiende que los objetivos de dicha cooperación no sólo pueden ser la aplicación de los acuerdos de la transferencia de conocimientos tecnológicos o la financiación de proyectos. También la Política Energética debe ayudar a los beneficiarios en la persecución de los objetivos de aumento de la competitividad, de una mayor seguridad de suministro y del fortalecimiento de la protección del medioambiente. Igualmente debe aumentar la capacidad de los beneficiarios para hacer frente a sus problemas de energía, sin mermar la calidad del desarrollo económico de los países en cuestión.

En el apartado de las acciones de la Política Comunitaria en cuanto a Política Energética, el Libro Verde entiende que se requiere de un continuo equilibrio entre los objetivos, -a veces contradictorios-, de competitividad, seguridad del suministro y la protección del medioambiente. Es claro que el libre funcionamiento del mercado tiene que ser el instrumento principal de cualquier política pero la intervención de los poderes públicos tiene que limitarse a garantizar el funcionamiento de este mercado para la satisfacción del interés general¹³⁴.

El papel de la Comunidad consiste en disponer de todos sus instrumentos horizontales y/o sectoriales en la consecución de estos objetivos. Esto asegurará que la integración del mercado puede hacerse debidamente teniendo en cuenta el interés general. La dimensión comunitaria también deberá agregar valor a las acciones y políticas adoptadas a nivel nacional. Pero, la acción de la Comunidad para apoyar políticas nacionales implica la convergencia de estas políticas y la convergencia entre éstas y las políticas nacionales. Por ello, es importante el establecer clara y transparentemente objetivos comunes que pueden servir como un marco de acción

¹³³ En pueblos en vías de desarrollo, iniciativas similares resultaban cada vez más importantes, en la medida en que el potencial de la eficiencia energética y el ahorro era mucho mayor que en los países industrializados, lo que justifica un esfuerzo de cooperación energética de mutuo beneficio.

¹³⁴ Principios más importantes que tienen que guiar este proceso:

- El mercado es el primer instrumento para alcanzar el equilibrio necesario en condiciones económicas aceptables.
- La regulación debe limitarse estrictamente a las medidas necesarias para el mantenimiento de competencia efectiva, pero equitativa, entre los operadores.
- Las normativas puede evitar que la liberalización de los mercados dañen las inversiones en eficiencia energética.

para los ciudadanos y las empresas privadas. La aplicación de estas medidas para alcanzar los objetivos requiere que las contradicciones sean bien manejadas.

Esta fuera del alcance de esta tesis recoger todos los análisis, ideas e iniciativas que recoge este extenso Libro Verde. Por ello, en lo que sigue, solamente me voy a centrar en destacar, esquemáticamente, las líneas más importantes que están en consonancia con el análisis preliminar.

2.- Competitividad.

La búsqueda de la competitividad impulsará una política común de la energía debido a que ofrece a las empresas del sector la necesaria dimensión internacional para la seguridad de la oferta y garantiza el desarrollo de toda la economía. Los resultados de la competitividad se dan con un mercado interior que funcione mediante un mínimo de regulación y una apreciación del valor económico creciente de la eficiencia energética.

3.- Mejora en la seguridad de suministro.

Como Seguridad de Suministro entiende el Libro Verde el que las futuras necesidades energéticas esenciales estén satisfechas por medio de un intercambio interno de los recursos energéticos y las reservas estratégicas, bajo condiciones económicas aceptables, haciendo uso de fuentes de energía diversificadas y estables, externamente accesibles. Una mejora en la seguridad del suministro se puede obtener a través de:

- la creación de un clima favorable a la actividad económica de las empresas;
- haciendo un esfuerzo decidido para el ahorro de energía;
- intensificando los esfuerzos para desarrollar los recursos energéticos nacionales, tanto en el manera económica y ambientalmente aceptable, en particular la energía renovable;
- una continuada diversificación de las fuentes y los orígenes de nuestros suministros;
- el fortalecimiento de la flexibilidad de uso de la energía a través de la interconexión de redes y la extensión hacia las regiones periféricas y las zonas de producción;
- el fortalecimiento de la cooperación internacional entre la Unión Europea y sus socios que se encuentran en las zonas de abastecimiento;
- la cooperación energética con los países terceros, en particular los países en desarrollo, con el fin de facilitar la transferencia de tecnologías de eficiencia energética sobre una base comercial;
- el fortalecimiento de almacenamiento y de la toma de medidas seguridad cooperativa destinadas a hacer frente con una interrupción de los suministros;
- la prestación de incentivos financieros para las principales inversiones;
- siendo menos dependiente del uso de energía en las restricciones de oferta.

4.- Preservación del Medioambiente.

Un crecimiento sostenible que respete el medioambiente es uno de los principales objetivos de la Comunidad:

- es necesario desarrollar sinergias entre los objetivos de competitividad, seguridad y protección del medioambiente de energía. En el caso de los conflictos entre los objetivos es necesario diseñar medidas de acompañamiento;
- la internalización de los costes externos es fundamental para la política energética y medioambiental;
- la integración del medioambiente en la política energética debe ser perseguida a través de normas para productos y procesos, límites de emisiones, incentivos / cargas fiscales, acuerdos voluntarios, responsabilidad civil, etc.;
- el costo/eficiencia y la corresponsabilidad son los principales criterios para determinar el papel de los distintos instrumentos;
- es necesario fomentar los mercados de eficiencia que ofrecen oportunidades de negocio;
- será necesaria una estrategia a largo plazo en el caso de que se confirmen las preocupaciones actuales sobre el calentamiento global;
- será decisiva la contribución tecnología en la definición de la estrategia a largo plazo, así como la promoción de un suministro de energía de fuentes de bajo impacto ambiental, tales como las energías renovables;
- es importante el desarrollo de una contribución positiva a la Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático a principios de 1995 y su seguimiento.

5.- Parlamento Europeo.

El Parlamento Europeo en su resolución sobre el Libro Verde reconoce que el desarrollo de las energías renovables tiene una contribución importante en la reducción de la dependencia energética, en limitar las emisiones que inciden en el cambio climático, y en la creación de puestos de trabajo. Se siente preocupación por la falta de un verdadero mercado único, en el que el acceso a las redes de energía no sea discriminatorio y en el que se afloren los costes externos de todas las tecnologías, lo que permita que las energías renovables no estén en una posición de desventaja debido a sus mayores costos de producción. Para ello aboga por un marco normativo comunitario en el que exista un impuesto energético común y por la creación de un fondo europeo específico para las energías renovables¹³⁵.

¹³⁵ Propone como objetivo el que las energías renovables tengan una participación en el balance energético del 15% en el 2010 mediante la existencia de un programa común de desarrollo de las energías renovables de forma que se instale una potencia eólica de 15.000 MW, 1.000.000 de tejados fotovoltaicos y 1.000 MWe de energía procedente de la biomasa estimándose que el potencial de la contribución de energía de la biomasa puede contribuir al balance energético en un 15% para lo que pide una mayor coordinación ente la Política Energética y la Política Agraria Común.

6.- Resolución del Consejo.

El Consejo Europeo, en Resolución del 23 de noviembre de 1995¹³⁶, consideró que el Libro Verde presentado por la Comisión era un importante paso en el debate de la política energética en el seno de la UE y que los objetivos planteados eran objetivos que debían entrar a formar parte de la política energética. Realiza las siguientes consideraciones en un plano muy general:

- Entiende que, sin perjuicio del papel de los Estados miembros y de acuerdo con los Tratados, la Comunidad tiene competencias y capacidades para implicar a los Estados miembros en una aproximación a una visión común que debería caminar, entre otros aspectos, hacia la incorporación de las políticas energéticas incluyendo progresos hacia el mercado interior en gas y electricidad, en el marco del crecimiento, empleo y competitividad, la evaluación continua de la legislación comunitaria y eliminación de normas no necesarias, un mejor alineamiento de los objetivos en energía y medioambiente, el desarrollo de las infraestructuras transeuropeas, etc.
- La operación del mercado interior requiere el fortalecimiento de la cooperación y consulta entre los Estados miembros y la Comunidad, y el desarrollo de métodos de análisis con respecto al funcionamiento del mercado que aporten luz los procesos de decisión en la Comunidad.
- Dado que toda proyección en materia de energía siempre incorpora incertidumbres, la política energética debe ser definida a largo plazo por lo cual debe establecer un marco general que permita incorporar estas incertidumbres en la elección de la inversión.
- El mercado interior en materia de energía necesita de un marco institucional apropiado que respete los principios de la competencia y los intereses generales.
- La seguridad de suministro y la satisfacción de las necesidades en términos económicamente y medioambientalmente aceptables requieren una flexibilización del suministro y la eficiencia en el uso de la energía, así como una política de la investigación y el desarrollo de tecnologías.
- Las redes de transporte de combustibles fósiles y electricidad contribuyen a la seguridad de los suministros energéticos y al desarrollo del mercado único, y deben ser desarrolladas adecuadamente.
- La conexión entre la política energética y la protección medioambiental y del clima hace necesario evaluar en profundidad estas interrelaciones.

Finalmente invita a la Comisión a continuar con amplias consultas, en el desarrollo del Libro Blanco, en particular con los Estados miembros.

¹³⁶ EU Council (1995). Resolución Consejo 95/C 327/03. *“Libro Verde de Energía”*. Bruselas, 23.11.1995

12.2. Libro Blanco de Energía. Una Política Energética para la UE. 1996.

1.- Propuesta de la Comisión.

Una de las primeras manifestaciones realizadas en la introducción de la Propuesta de la Comisión, del 13 de diciembre de 1995: Libro Blanco, una Política Energética para la Unión Europea¹³⁷, tan solo 20 días después de la Resolución del Consejo sobre el Libro Verde, va dirigida a los Estados miembros y por tanto indirectamente al Consejo, debido posiblemente a que la Comisión se sentía molesta con el papel de los Estados miembros y por el contenido de la Resolución del Consejo sobre el Libro Verde¹³⁸.

“La energía es un sector clave en la Comunidad Europea, que se está integrando cada vez más políticamente y económicamente y cuyas responsabilidades geopolíticas se están ampliando. Aunque los Tratados prevén ya un papel importante de la Comunidad en el ámbito de la energía, la Comisión ha llegado a la conclusión, basándose en la experiencia adquirida y en las tendencias ligeras o energéticas, de que sólo en un marco de política energética sólido y coherente a nivel comunitario que los beneficios máximos pueden obtenerse de las acciones tanto a nivel de los Estados miembros como a nivel de los Estados miembros y una contribución plena a otros objetivos políticos”.

“La necesidad de este marco se debe a una serie de fuerzas que tendrán importantes consecuencias para el futuro del sector energético de la Comunidad. En primer lugar, a medida que la Comunidad avanza hacia un mercado energético integrado y más competitivo, deberá reforzar la solidaridad en materia energética. Es a escala comunitaria que puede lograrse un enfoque equilibrado y eficaz de las cuestiones de política energética, como el papel energético externo de la Comunidad o la dimensión social y regional de la energía o la necesidad de garantizar que el suministro energético de la Comunidad siga siendo asequible, Estable y diversa”.

“La energía es de considerable importancia dada su importancia estratégica como materia prima para la industria, en particular para las industrias intensivas en energía, para la calidad de vida y para la creación de empleo. En la situación económica y social actual, el nivel de los precios de la energía es un factor positivo para reducir los costes de producción y los precios y un elemento importante en el proceso de

¹³⁷ EU Commission (1995). COM (95) 682 final. “White Paper: An Energy Policy for the European Union”. Bruselas, 13.12.1995.

¹³⁸ “La Comisión considera que es esencial para la eficacia de las políticas llevadas a cabo a nivel nacional, que las responsabilidades derivadas de la política energética formen parte de los objetivos comunes que se han definido a nivel comunitario. La Comisión está, pues, preparada para utilizar todas las disposiciones de los Tratados a tal efecto, con el fin de establecer, en primer lugar, un marco para la discusión de la política energética que involucra a todos los ciudadanos y operadores privados interesados, y en segundo lugar, un marco para la consulta sobre la política directrices energéticas y de las actividades en este ámbito y, por último, un marco para la cooperación con los Estados miembros para alcanzar los objetivos definidos conjuntamente”

convergencia económica y de progreso hacia la unión económica y monetaria. Sin embargo, la actual situación favorable de la energía no siempre puede darse por sentada y es necesario un marco para garantizar que sus beneficios estabilizadores no se pierdan. Las situaciones energéticas y las políticas energéticas de los Estados miembros son muy diferentes y es probable que un cambio radical de la actual situación favorable de la energía conduzca a reacciones diferentes. Un marco comunitario en materia de política energética, en el que los Estados miembros estén trabajando en pos de objetivos comunes acordados, permitiría a la Comunidad responder eficazmente a los efectos desestabilizadores de los cambios en los precios de la energía”.

Esta disparidad de criterios y la toma de posiciones de los Estados miembros en la defensa de sus propias políticas nacionales es muy sintomática de la situación en la que la Comisión se encontró cuando se trató de definir la política energética europea y los mecanismos de acción de ella derivados. Más aún cuando la Unión Europea la integran países cuyas culturas, al menos en materia de energía, son poco proclives a este tipo de estrategias comunitarias, debido al mantenimiento de los monopolios, a la escasa liberalización de la regulación, y a las presiones de las grandes empresas que ven que es más útil ejercer esas presiones en los propios estados que en el marco de la Comisión.

En esta introducción del Libro Blanco, documento de una considerable menor extensión que el Libro Verde, la Comisión reitera, como hemos podido leer, la necesidad de una política común en energía. El Libro Verde abrió un gran debate, en el que participaron las propias instituciones de la Comisión, los Estados miembros, los Parlamentos nacionales y representantes de los intereses económicos, industriales y sociales, etc., lo que permitió hablar abiertamente de la Política energética y de las líneas generales de este Libro Blanco. La Comisión, en consulta con los Estados miembros, la academia y a la industria energética, realizó un ejercicio de prospectiva 2020 en diferentes escenarios y cuyos resultados forman parte de este Libro Blanco.

El marco general en el que encuadra la política energética está caracterizado en el Libro Blanco por cuatro conceptos claves:

- Dimensión externa, globalización de los mercados¹³⁹.
- Aumento de los problemas medioambientales.
- Desarrollo de las tecnologías.

¹³⁹ En esta situación, el mantenimiento de relaciones con los terceros países y el dialogo energético internacional se consideraban acciones clave. Y también el que la industria europea y la industria de energía en particular se adaptase, tecnológica y estructuralmente, para hacer frente a la mayor competencia aprovechando las oportunidades de la globalización. Pero era aún más importante asegurarse de que la industria europea, incluida la industria de la energía, esté estructural y tecnológicamente bien adaptada para hacer frente a la mayor competencia y para aprovechar las oportunidades derivadas de la globalización.

- Responsabilidades de las Instituciones Comunitarias.

En el primer aspecto hace una reflexión sobre la evolución de los mercados locales y regionales a los mercados globales evolución impulsada por numerosas fuerzas como la comunicación, los transportes y la tecnología, Y surgen aspectos importantes derivados de esta globalización que afectan a la seguridad del abastecimiento y a los mercados de suministro de productos energéticos que se encuentran en otras regiones y mercados; es cierto que esto ha sido así desde siempre pero el impacto de la globalización altera los mecanismos del mercado.

En el aspecto de los problemas medioambientales se mantiene lógicamente la preocupación por las emisiones de CO₂ y su impacto en el calentamiento global. Se defiende la acción coordinada necesaria entre una política energética y una política medioambiental habida cuenta de la Unión Europea ha participado activamente en la defensa internacional del medioambiente. Por ello la Comisión insiste en la necesidad de mantener un alto grado de coordinación e integración entre las políticas comunitarias, nacionales y locales en el marco de un desarrollo sostenible. La creación de un mercado único de energía puede ser un importante vector para alcanzar los objetivos medioambientales y responder a las preocupaciones de la sociedad en esta materia.

La política energética, se dice en el Libro Blanco, ha de contribuir a los objetivos centrales de los Tratados, en particular, la integración del mercado, el crecimiento económico sostenible, la creación de empleo y la prosperidad para los ciudadanos. En este contexto, los objetivos que se plantean como más relevantes en el sector de la energía son, competitividad global, seguridad de suministro y protección medioambiental. Un objetivo adicional, una prioridad, pasa por asegurar que en una perspectiva a largo plazo la consistencia de las acciones de la Comunidad se mantengan y en lo posible se fortalezcan. La creciente dependencia energética, y el riesgo de una crisis económica provocada por una subida de precios, requieren que la comunidad tenga una visión a largo plazo¹⁴⁰.

El Libro Blanco contempla el aspecto social de una Política Energética como vehículo para el desarrollo económico, la calidad de vida y la creación de puestos de trabajo, promoviendo la solidaridad entre regiones, favoreciendo la creación de infraestructuras de energía que faciliten el acceso de la energía a las regiones remotas y menos desarrolladas de la Unión Europea.

¹⁴⁰ La experiencia en las anteriores crisis energéticas demostró que la dependencia energética puede conducir a una situación de crisis, lo que demanda esfuerzos en la diversificación energética a través de la energía nuclear y el desarrollo de las energías renovables.

Las orientaciones generales de la Política Energética son sustancialmente las mismas que las recogidas en el Libro Verde, como por otra parte resulta lógico, teniendo en cuenta que se basan en los mismos escenarios temporales. En algunos aspectos su enunciado va acompañado de un discurso más contundente. Así en el caso del “mercado único de energía”, la asignatura pendiente entonces y hoy en la UE, se hace una manifestación clara en el sentido de que el objetivo principal en esta materia es liberalizar el mercado de la electricidad y gas natural, lo que significa liberalizar una gran parte del mercado energético. Los objetivos comunes para el suministro de energía y la promoción de nuevos mercados en beneficio de los consumidores solo se justifican si el mercado funciona de una manera eficaz. La Comisión jugará un papel importante en hacer que la legislación en materia de liberalización esté alineada con los Tratados. La liberalización de los mercados de la electricidad y del gas iniciará un proceso de reformas estructurales en el que la Comisión ejercerá un control para asegurar que los cambios técnicos y estructurales no estén en conflicto con la Política Energética.

La legislación comunitaria en aras de la subsidiariedad, ofrece varias opciones para la organización de los mercados de los Estados miembros y para asegurarse de que el resultado es satisfactorio. Por lo tanto, se debe crear una herramienta de monitorización para cubrir, entre otras, las siguientes responsabilidades:

- garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior;
- asegurar que los diferentes sistemas de acceso a la red dan lugar a apertura de mercados comparables y acceso a los mercados de los Estados miembros;
- verificar que el procedimiento previsto para nuevas capacidades de producción garantizan la libertad de establecimiento, especialmente para los productores de electricidad independientes;
- garantizar que el mercado ofrece una competencia justa para los productores independientes de electricidad;
- establecer, bajo los auspicios de la Comisión, la cooperación y mecanismos de comunicación entre las autoridades nacionales de reglamentación de los sectores de gas y electricidad. Este sistema podría extenderse más adelante a las redes pan-europeo, que se desarrollen;
- verificar que los procedimientos de regulación y arbitraje previstos son eficaces para resolver las disputas y garantizar una competencia leal y los derechos de tránsito apropiados;
- examinar las consecuencias económicas y sociales de las nuevas reglas de mercado y el incremento de la competencia.

Introduce en el capítulo de diversificación de energía a los combustibles sólidos y evita mencionar la palabra “carbón”. Señala que los cambios habidos en los sistemas de producción han permitido mejorar su competitividad y ello permitiría en una década

que una parte importante de la producción nacional de combustibles sólidos sea competitiva con las de terceros países. Pero indica que ello exige la introducción de nuevas tecnologías de combustión para limitar las emisiones de CO₂, a cuyo desarrollo la Comisión aportará su contribución, a través de los programas de I+D y de tecnología. Todo ello hace pensar que ésto se plantea como resultado de las presiones del sector del carbón ante la competencia cada vez mayor del gas natural.

El Libro Blanco reconoce que el desarrollo futuro de la Energía Nuclear depende en gran medida de la aceptación social y política de esta tecnología. Considera que la Unión Europea, bajo el Tratado Euratom, permite el desarrollo de la energía nuclear en conformidad con las reglas y políticas a nivel nacional¹⁴¹. La elección de tecnologías es siempre un tema sujeto a la apreciación política, pero considera que la energía nuclear debería formar parte de esta elección.

En cuanto a las Energías Renovables, se considera que un incremento de la participación en el balance energético de la Comunidad contribuiría tanto a la seguridad de abastecimiento como a la protección del medioambiente. A largo plazo, constituirán la principal fuente de energía sostenible. La promoción de las energías renovables, en particular, en la situación actual del mercado de la energía, necesita de marcos de regulación y de los mercados de apoyo que permitan las inversiones para competir con otras tecnologías. Existe la posibilidad de adoptar medidas para promover la penetración de las energías renovables, solar, eólica, biomasa, los biocombustibles, la energía geotérmica. El desarrollo de las energías renovables contribuirá a la creación de empleo en las regiones en donde se instalen.

Entiende necesario aprovechar las oportunidades que se ofrecerán en los programas ICT de la Comunidad y en un futuro programa ALTENER II, y centrarse en tecnologías en las que haya mayores oportunidades de reducciones de costo y donde pueden asegurarse las mejoras continuas en los dispositivos de conversión de energía mediante la difusión de la tecnología en el mercado.

2.- Resolución Consejo 1996.

El Consejo Europeo, en su Resolución de julio de 1996¹⁴², comparte los puntos de partida expuestos por la Comisión en el Libro Blanco y solicita a la Comisión que continúe este proceso de consulta en el marco comunitario de política energética. Invita a la Comisión a establecer un proceso de cooperación entre la Comunidad y los

¹⁴¹ Entiende que la Unión Europea debe de usar sus instrumentos y responsabilidades para, entre otros temas, asegurar que todos los Estados miembros que tienen un programa nuclear continúen aplicando los standards y procedimientos que conduzcan a reforzar las garantías adecuadas, manteniendo abierto el reprocesado de combustible nuclear y promoviendo el progreso en la gestión de residuos radiactivos.

¹⁴² EU Council (1996). Resolución Consejo 96/C 224/01, relativa al “*Libro Verde de Energía*”. Bruselas, 08.07.1996.

Estados miembros para garantizar que las políticas en materia energética tanto comunitarias como nacionales sean compatibles con los objetivos comunes de la resolución relativa al Libro Verde.

Considera que el fomento de energías nuevas y renovables puede aportar una contribución valiosa a la protección del medioambiente y reducir la dependencia energética. Cree que el mercado interior de la energía requiere transparencia en los indicadores económicos e invita a la Comisión a elaborar un informe sobre la eficacia de las medidas en vigor, apoyando la idea de fortalecer la transparencia de las acciones en materia energética mediante la publicación de un informe sobre el desarrollo de la política energética a nivel comunitario. No hace una sola mención a la energía nuclear ni al carbón.

13. Liberalización del Sector Eléctrico. Directiva 96/92.

La Directiva 96/92¹⁴³ del Parlamento Europeo y el Consejo de 19 de diciembre de 1996, tuvo como finalidad establecer las acciones que se consideraban necesarias para la creación de un mercado interior de energía en línea con la libre circulación de personas, capitales, bienes y servicios que constituyen un eje básico del fortalecimiento de la UE.

Un mercado interior de la energía se considera particularmente importante para la racionalización de la generación, la transmisión y la distribución de la electricidad, al tiempo que se refuerza la seguridad del abastecimiento y la competitividad de la economía europea, respetando la protección del medioambiente. La Directiva constituye otra fase del proceso de liberalización que permita superar los obstáculos existentes al comercio de la electricidad entre los Estados Miembros. Para ello es necesario establecer normas comunes para la generación y la explotación de las redes de transmisión y distribución, tomar en consideración a los productores y autoprodutores independientes, someter la gestión de la red de transmisión a gestor de la red con un control central para garantizar su seguridad y fiabilidad así como la separación administrativa de las actividades de generación y distribución, estableciéndose criterios objetivos y no discriminatorios que regulen el orden de entrada de las centrales de generación¹⁴⁴.

¹⁴³ EU Parliament and Council (1996). DIRECTIVA 96/92 del Parlamento Europeo y el Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. EU Commission. Bruselas, 19.12.1996.

¹⁴⁴ TORRITI, J. (2010), Impact Assessment and the Liberalization of the EU Energy Markets: Evidence-Based Policy-Making or Policy-Based Evidence-Making? *JCMS: Journal of Common Market Studies*, 48(4), 1065-1081.

Teniendo en cuenta que los procesos de liberalización de actividades reservan a los Estados miembros competencias regulatorias y de control, y en los supuestos en los que estas actividades de prestación de servicios, como es la energía, tienen evidentes connotaciones de interés general, la Directiva contempla que los Estados miembros, pueden imponer obligaciones de servicio público de interés económico general referidas a la seguridad y regularidad de suministro, calidad de la energía y precios y la protección del medioambiente.

Los Estados miembros pueden optar por los procedimientos de licitación o autorizaciones para las nuevas instalaciones de generación de electricidad, establecer criterios de seguridad y protección de redes eléctricas e instalaciones en general, la protección al medioambiente, la naturaleza de las fuentes primarias y eficacia energética.

El gestor de la red de transmisión es responsable de la ordenación del funcionamiento de la red sin ejercer ninguna discriminación entre los distintos usuarios de la red, administrando los flujos de energía en la red y los intercambios con otras redes interconectadas. Los Estados miembros podrán imponer al gestor de la red de transmisión que en la ordenación de las instalaciones de generación se dé prioridad a las fuentes de energía primaria renovables, pero limita la participación de las energías autóctonas en un 15% de total anual de energía primaria. Algo poco entendible cuando, además, la Directiva lo dispone así para afianzar la garantía de suministro.

También las actividades y la gestión de las redes de distribución contarán con un gestor de red que tendrá como obligaciones la explotación de la red, el mantenimiento y el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como las interconexiones con otras redes.

La separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, deberán de llevar cuentas separadas y efectuar una auditoría anual de su contabilidad. Nada se determina, sin embargo, acerca de la integración vertical de las empresas que realizan estas actividades ni de la participación de miembros de un consejo de administración de una empresa en otra que realice actividades separadas.

En cuanto a los mercados, la directiva es poco explícita, limitándose a hacer una referencia a la apertura de los mercados entre distintos países, pero nada de la operación de los mercados nacionales y su conexión con otros mercados. Años más tarde, en 2012, la Unión Europea recibió varios dictámenes del Comité de Responsables Europeos de Reglamentación de Valor (CERV) y del Grupo de Organismos Reguladores de la Electricidad y Gas (ERGEG), en los que confirmaron que la legislación vigente podría ser insuficiente para resolver, de forma adecuada, los problemas relacionados con la integridad de los mercados de la electricidad y el gas.

Como veremos más adelante¹⁴⁵ el Parlamento y el Consejo destacaron en el Reglamento (UE) 1227/2011¹⁴⁶ la necesidad de garantizar a los consumidores la integridad de los mercados mayoristas en los que los precios reflejen una interacción equitativa y competitiva entre la oferta y la demanda, impidiendo obtener beneficios procedentes de prácticas de abuso del mercado. También hay que considerar la labor de jurisprudencia que el Tribunal de Justicia de la Unión ha venido realizando en este sector, un sector históricamente caracterizado por monopolios estatales y donde la liberalización ha tenido que realizarse buscando el equilibrio entre la privatización y el control público sobre las empresas encargadas de la prestación de servicios de interés económico general¹⁴⁷.

14. Energía para el Futuro. Fuentes de Energía Renovables. 1997.

14.1. Libro Verde Energía para el futuro. Fuentes de energía renovables. 1996.

La Comisión presentó el Libro Verde de las Energías Renovables¹⁴⁸ consciente de que la participación de las energías renovables en el balance energético era esencial para el desarrollo económico sostenible, pero que sin embargo la utilización de los recursos renovables potenciales era muy desigual en los distintos Estados Miembros y su aporte al mix energético apenas llegaba al 6% del consumo interior bruto de la UE.

Los distintos escenarios de los ejercicios de prospectiva indicaban que el consumo energético de la Unión Europea tendría un crecimiento constante en el futuro y entendía que un aumento significativo de la producción de los sistemas de energía renovables no sería suficiente para atender la demanda, lo que significaba incrementar nuevamente la dependencia energética del exterior. Si, por lo tanto, la Comunidad no lograba tener éxito en conseguir una participación significativamente mayor de energía renovable en su balance, sería difícil cumplir con los compromisos internacionales en materia de protección del medioambiente y tendría efectos negativos sobre otros

¹⁴⁵ Vid *infra* apartado 26.5

¹⁴⁶ Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la “*integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía*”, de 25 de octubre de 2011.

¹⁴⁷ Cfr. MOSCHETTA, M.T. (2014), “Art. 194. Energía”. “Art. 194. Energía”, en POCAR, F. y BARUFFI, M.C., *Comentario breve ai Trattati dell’Unione Europea*, Cedam, Padova, pp. 194 y ss. Sobre la primera aplicación de la señalada disposición como base jurídica: STJ *Parlamento Europeo c. Consejo*, de 6 de septiembre de 2012, C-490/10. Entre las Sentencias del Tribunal de Justicia: *Comisión c. Italia*, C-158/94, de 23 de octubre de 1997; o *Essent Netwerk Noord y otros*, C-206/2006, de 17 de julio de 2008 (incluyendo la energía en el ámbito y la dinámica de la libre circulación de mercancías); *Comune di Almelo*, C-393/92, de 27 de abril de 1994; *Comisión c. España*, C-160/94, de 23 de octubre de 1997; o *Comisión c. Italia*, C-158/94, de 23 de abril de 1997; *Enel Produzione*, C-242/10, de 21 de diciembre de 2011 (en relación a la aplicación a las empresas energéticas de la normativa sobre competencia; *VEWN y otros*, C-17/03, de 7 de junio de 2005; o *Citiworks AG*, C-439/06, de 22 de mayo de 2008;

¹⁴⁸ EU Commission (1996). COM (96) 576 final Communication from the Commission. “*Energy for the future: renewable sources of energy*”. Bruselas, 20.11.96.

importantes objetivos políticos en particular, la seguridad del suministro, la cohesión económica y social, y al menos en el medio-largo plazo, la competitividad económica. El Libro Verde constituyó la primera fase de un plan en dos etapas para desarrollar una estrategia destinada a garantizar un mayor uso de fuentes de energía renovables. El establecimiento de una estrategia para las fuentes de energía renovables se prevé en el Libro Blanco de la Comisión “Una política energética para la Unión Europea” y se incluye específicamente en el programa de trabajo indicativo de ese documento.

En su exposición hacía alusión al distinto grado de explotación de las fuentes de energías renovables entre los Estados miembros, en parte debido a las distintas condiciones orográficas y climáticas, pero también en el distinto grado de apoyo de las políticas energéticas nacionales. El nivel de explotación de fuentes de energía renovables varía significativamente entre los Estados miembros¹⁴⁹.

En las condiciones económicas del año 1997, un primer obstáculo para un mayor uso de las energías renovables había sido el coste asociado a su explotación indicando que *“aunque la curva de costos de la mayoría de las energías renovables está disminuyendo rápidamente, el uso de las energías renovables es, en muchos casos obstaculizada por el mayor costo de capital en relación con los ciclos de combustible convencionales. Este es debido al hecho de que los precios de los combustibles y la energía actualmente no reflejan los costos totales, que incluyan los costos que supone para la sociedad por el daño ambiental causado por el uso de combustibles convencionales y fósiles”*.

En segundo lugar, consideraba que un obstáculo importante es la falta de confianza en las tecnologías de las distintas fuentes de energías renovables como ocurre con muchas otras tecnologías innovadoras, existiendo una general resistencia al cambio por parte de los inversores, los gobiernos y usuarios. El incremento previsto de la participación de las energías renovables en el balance energético al 12% en 2010 suponía adquirir el firme compromiso de las instituciones en emprender las acciones necesarias para influir en los *decision makers* en los distintos niveles, lo que permitiría realizar los necesarios ajustes de las políticas energéticas.

En tercer lugar, se propuso fortalecer la cooperación entre los Estados miembros en energías renovables. Las políticas tendrían que ser implementadas a nivel nacional

¹⁴⁹ Véase el apartado 6.2 de este Capítulo. *Libro Blanco de las Energías Renovables y Plan Comunitario*, en el que se expone la situación de los Estados miembros.

Estas variaciones se deben a las diferentes condiciones geográficas y climáticas en la Comunidad, así como las diferencias en las políticas que se han puesto en marcha en apoyo o fuentes de energía renovables. Aunque los desarrollos de las distintas tecnologías ya permiten la viabilidad económica de las instalaciones seguían existiendo obstáculos de índole administrativa y en infraestructuras para que las energías renovables se desarrollasen adecuadamente y de acuerdo a las necesidades.

siendo necesario disponer de un mecanismo de coordinación de esfuerzos a nivel comunitario.

En cuarto lugar, se sugiere que la Comunidad refuerce sus políticas en lo que afecta al desarrollo de las fuentes renovables de energía. Las disposiciones de los Tratados y los requerimientos del mercado interior ofrecen importantes oportunidades para el fomento de las energías renovables. Por otra parte, dado que el precio constituye actualmente el mayor obstáculo para un mayor uso generalizado de las energías renovables, los instrumentos de la política deben abordar, en particular, este problema¹⁵⁰.

El quinto elemento de la estrategia es una propuesta de evaluación y seguimiento de los avances hacia el logro de los objetivos para la penetración de las energías renovables.

14.2. Libro Blanco. Estrategia y Plan de Acción Comunitarios. 1997.

La Comisión Europea publicó, en 1997, un Libro Blanco¹⁵¹ sobre las Energías Renovables y un Plan de Acción Comunitario para su desarrollo, consciente de las oportunidades que ofrecían en la reducción de la dependencia energética, que ya alcanzaba el 50%, y en la reducción de emisiones de los gases de efecto invernadero y la estabilización del calentamiento global. Además de ello, las oportunidades de desarrollo tecnológico¹⁵², creación de empresas y de puestos de trabajo hacían pensar que las energías renovables podrían aportar una solución eficiente a la situación energética de la Unión Europea. Sin embargo, la participación en 1997 de las energías renovables en el mix energético era muy pequeña, inferior al 6% en el conjunto de la Unión, y con una desigual distribución en los Estados Miembros. El documento transmitía una lógica visión optimista del momento en cuanto a los avances en las distintas tecnologías, lo que visto desde la perspectiva de hoy no se correspondía con la realidad.

¹⁵⁰ La internalización de los costes externos de otras tecnologías es un concepto clave en este sentido y en el que la Comisión mantiene su compromiso. Son además necesarias las medidas de acompañamiento, incluidas un continuado fortalecimiento de las políticas en I+D+i así como acciones de formación y sensibilización, proyectos piloto, etc.

¹⁵¹ EU Commission (1997). COM (97) 550 final Proposal for a Council Decision “*Framework Programme for actions in the energy sector*”, (1998-2002). Bruselas, 03.12.1997.

¹⁵² Se había alcanzado un alto nivel de desarrollo tecnológico en su operación y fiabilidad en las diversas tecnologías pero los equipos y sistemas eran de reducida potencia y, en consecuencia, el costo de energía no era competitivo con las fuentes de energía convencionales. Se hacían necesarios mecanismos retributivos y regulatorios como ayuda a la comercialización de energía y ayudas específicas al desarrollo de tecnologías más eficientes, más aún si se planificaba una participación mayor de las energías renovables que alcanzase el 12% en 2010.

En cuanto a los objetivos específicos se consideraba que la principal contribución al crecimiento de las ER (90 Mtoe) podría provenir de la biomasa, triplicando el nivel actual de esta fuente. La energía eólica, con una contribución de 40 GW se proyectaba como el segundo mayor aumento. También se preveían aumentos significativos en los colectores térmicos solares, con una contribución de 100 millones de m² instalados antes del año 2010.

Se contemplaron contribuciones menores para la energía fotovoltaica (3 GWp), geotérmica (1 GWe y 2,5 GWth) y las bombas de calor (2,5 GWth). La energía hidráulica seguiría siendo probablemente la segunda fuente renovable, pero con un aumento relativamente pequeño (13 GW) y manteniendo su contribución global al nivel actual. Finalmente, los sistemas de energía solar pasivos podrían contribuir de forma importante a la reducción de la demanda energética para el calentamiento y enfriamiento de edificios. Para este sector se consideraba viable una contribución del 10%, equivalente a un ahorro de combustible de 35 Mtoe.

Estos objetivos específicos se cumplieron ampliamente en algunos casos y en otros no; por ejemplo la estimación de que la principal contribución vendría de la biomasa no se alcanzó debido a las deficiencias de la tecnología sobre todo en biocombustibles y por los problemas logísticos y la escasez de biomasa para su producción. El documento hizo un análisis de las inversiones necesarias y beneficios por la puesta en marcha del Plan de Acción de acuerdo con las hipótesis manejadas en el estudio "European Energy 2020". Las grandes cifras de inversión total en el Plan de Acción de las Energías Renovables se estimaban en 165.000 millones de ecus, 75.000 millones, superior a lo previsto en el estudio citado.¹⁵³

El Libro Blanco adjuntaba un muy interesante resumen de las estrategias y marcos regulatorios de cada uno de los distintos Estados miembros en esos momentos, que reproduzco literalmente¹⁵⁴.

Planes y acciones de los Estados miembros para fomentar las fuentes de energía renovables.

Austria. Las energías renovables representaban el 24,3% del total del sector energético. En 1996, el Gobierno austríaco gravó la electricidad y el gas (excluidas las ER) con una tasa energética. En 1994 se introdujo una tarifa de promoción para la generación de electricidad a partir de la energía solar, la eólica y la biomasa. Los

¹⁵³ El ahorro en el periodo de 1997 a 2010 se estimaba en 21 millones de ecus y la reducción de emisión de CO₂ respecto a la hipótesis de 2010 pre Kioto era estimada en 250 millones de tm/año de CO₂. La reducción de las importaciones sería del 17,4 %. La creación de empleo se calculaba que podía estar entre 500.000 y 800.000 puestos de trabajo.

¹⁵⁴ Traducción del original en inglés.

principales objetivos eran un mayor desarrollo de la energía hidroeléctrica, la biomasa en las centrales térmicas existentes y los cultivos energéticos y la energía solar.

Bélgica. La política energética se había descentralizado. Si bien no hubo ningún objetivo específico para el sector de la energía, sí se esperaba reducir las emisiones de CO₂ en unas 20 tm en el año 2000 mediante el fomento de las ER. En Valonia, el PEDD (Plan Medioambiental de Desarrollo Sostenible) adoptado en 1995 se continuaría previsiblemente con un programa de desarrollo de las ER.

Dinamarca. En 1996 elaboró un plan energético denominado “Energía 21” que incluía hipótesis a medio y largo plazo para los años 2005, 2020 y 2030. Los supuestos para las ER en el 2005 incluyen turbinas eólicas en el mar de 200 MW, cerca de 1 PJ de gas de vertedero y alrededor de 1 PJ de calor geotérmico. Para después de 2005 se había previsto un desarrollo de 5.500 MW en turbinas eólicas (4.000 MW en instalaciones marinas), 145 PJ anuales a partir de la biomasa y el biogás, incluidos los cultivos energéticos, y 25 PJ anuales de energía geotérmica y bombas de calor para la calefacción urbana.

Finlandia. El Gobierno finlandés adoptó en 1995 una decisión sobre política energética que contemplaba un incremento del uso de la bioenergía de hasta un 25 % en el 2005. El programa de fomento de la energía eólica de 1993 estableció un objetivo de 100 MW de capacidad instalada en el 2005.

Francia. Inició en 1996 un programa quinquenal que incluye 225 MW procedentes de la combustión de madera, 20.000 captadores térmicos solares en los DOM (departamentos de ultramar) y entre 250 y 500 MW de turbinas eólicas “Eole 2005”.

Alemania. La Ley “Stromeinspeisungsgesetz” de 1991 tuvo un impacto significativo sobre la nueva capacidad correspondiente a las FRE. El Gobierno federal aprobó un programa de apoyo a las ER con un presupuesto de 100 millones de DM para el período 1995-98. Muchos estados federados disponían asimismo de sus propios programas. La Investigación y Desarrollo Tecnológico, IDT, incluyó un programa de demostración de 250 MW eólicos. El 30 % del presupuesto del programa de IDT del Estado estaba dedicado a las ER. Las campañas de promoción de la energía solar térmica y la fotovoltaica (1000 tejados) tuvieron una repercusión importante. Alemania ocupaba la segunda posición mundial en energía eólica.

Grecia. Se adoptó una estrategia global de fomento de las ER. A la Ley 2244/1994 se sumó la Decisión 8295/1995 que persiguió la supresión de las restricciones a la producción de electricidad por productores independientes hasta los 50 MW. La empresa eléctrica (PPC) puso en práctica un programa decenal para desarrollar las ER con los siguientes objetivos: biomasa (733 Mtoe en el 2000 y 1400 Mtoe en el

2005); eólica (68 y 136 Mtoe); pequeñas centrales hidroeléctricas (15 y 41 Mtoe); solar (156 y 204 Mtoe); geotérmica (20 y 40 Mtoe). En 1994 un segundo marco de ayuda de la Comunidad reservó para las ER 100 MECU, de los que 75 MECU serían fondos estructurales.

Irlanda. Como consecuencia de las iniciativas 1 y 2 del Programa AER ("Alternative Energy Requirement") de 1994 y de la estrategia relativa a las FRE, la producción adicional obtenida mediante las ER sería del 6 % de la capacidad instalada en 1999, lo que significa que la proporción total de las ER en el sector energético sería del 11 %.

Italia. De seguir avanzando al ritmo del crecimiento del momento, se estimaba que se podrían superar las previsiones del PEN (Piano Energetico Nazionale) y que las ER podrían contribuir unos 2.700 MW en el 2000. Los objetivos específicos fueron 600 MW para la energía eólica y 75 MW para la fotovoltaica en el año 2000.

Luxemburgo. No tuvo ningún objetivo específico de política energética para las ER. No obstante, dispuso de instrumentos para subvencionar la energía solar, la biomasa, la energía eólica, las pequeñas centrales hidroeléctricas y las bombas de calor.

Países Bajos. Puesta en aplicación de un programa de acción para el período 1997-2000 para las ER, elaborando dos hipótesis para los años 2000 y 2007 que contemplaban los siguientes objetivos: desarrollo de la energía eólica (750 MW en el 2000, 2000 MW en el 2007); la energía solar fotovoltaica (119 MW en el 2007); la biomasa (residuos líquidos 30-80 PJ/año y cultivos energéticos (12-70 PJ/año); térmica solar (5 PJ en 2007 o 250.000 calentadores de agua) y bombas de calor (50 PJ en 2007).

Portugal. El Programa Energético de 1994 tenía un objetivo de unos 170 MW de electricidad producida mediante ER. La biomasa tradicional satisfacía el 26 % del consumo energético del sector doméstico. El Centro de la Biomasa dispuso de un programa específico para desarrollar este tipo de energía.

España. El PEN (Plan Energético Nacional), para el período 1991-2000, tenía los siguientes objetivos: mini centrales hidroeléctricas 213 Mtoe; biomasa 427 Mtoe; eólica 35 Mtoe; fotovoltaica 0,389 Mtoe; solar 34 Mtoe y geotérmica 10 Mtoe. A finales de 1996, los objetivos habían sido alcanzado en un 145 % para las pequeñas centrales hidroeléctricas, en un 381,5 % para la eólica y en un 149 % para la fotovoltaica.

Suecia. La Ley 1996/97:84 sobre un suministro sostenible de energía contiene medidas dirigidas a aumentar el suministro de electricidad y calefacción a partir de ER. La hipótesis quinquenal elaborada preveía una expansión de la producción combinada de calor y electricidad basada en el biocombustible aproximadamente equivalente a

0,75 TWh de electricidad al año, un incremento anual de alrededor de 0,5 TWh para las instalaciones eólicas terrestres y un incremento anual de 0,25 TWh para las mini centrales hidroeléctricas.

Reino Unido. Reexaminó su política de energía renovable con la idea de cubrir el 10 % de las necesidades eléctricas del país mediante las ER en 2010.

15. Programas Específicos 2000.

15.1. Plan de Acción para mejorar la Eficiencia Energética. 2000.

La eficiencia energética¹⁵⁵ se plantea recurrentemente en la UE como la herramienta necesaria para aliviar la dependencia energética y para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo los resultados de las medidas planteadas en el programa SAVE no eran suficientes porque como hemos analizado en el punto 4.4 de este Capítulo II, los objetivos no se alcanzaban, bien porque se proponen metas excesivamente ambiciosas o bien porque los estímulos y herramientas asociados a los planes no son suficientes. Recordemos que en 1986 se planteó una reducción del 20% de la intensidad energética y que al no cumplirse dio paso al programa SAVE. Tampoco el programa SAVE consiguió reducir las emisiones de CO₂ sino que, por el contrario, éstas aumentaron¹⁵⁶.

No cabe duda de que la visión de la difícil situación energética de la Comunidad, y las iniciativas consecuentemente promulgadas para hacerle frente, no siempre han sido compartidas por los Estados miembros, que entendían que la Comisión hacía un ejercicio excesivamente riguroso y en cierta medida exagerado. Un problema que sigue estando hoy presente en la UE. No quiere esto decir que, cara a la opinión pública, el mensaje no fuera de compromiso firme de los Estados miembros con las medidas propuestas, pero la realidad indicaba que las acciones no se tomaron con la responsabilidad que el tema requería.

Es por ello, que debido a este agotamiento, en abril del 2000, la Comisión envió al Consejo, al Parlamento, al Comité Económico Social y al Comité de las Regiones una

¹⁵⁵ EU Commission (2000). COM (2000) 247 final, Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. "Action Plan to Improve Energy Efficiency in the European Community". Bruselas, 24.05.2007.

¹⁵⁶ Los indicadores de eficiencia energética, comúnmente utilizados son el consumo en términos absolutos, el consumo per cápita y la intensidad energética, que es indicador del energía del consumo de energía por unidad de PIB. Este indicador no es homogéneo en el sentido de que la generación de PIB en las economías de servicios es generalmente menos demandante de energía que otras economías más industriales o muy basadas en la construcción. La propia evolución de la economía de la UE puede hacer variar el indicador de intensidad energética. La incorporación a la UE de los Estados del Este, produjo un efecto negativo en la intensidad energética. A lo largo de la tesis estudiaremos nuevos indicadores que reflejan mejor el efecto económico en relación al uso de energía

Comunicación titulada “Plan de Acción para mejorar la eficiencia energética en la Comunidad Europea” en la que reclamaba renovar el compromiso de la Comunidad y de los Estados Miembros en una acción más decidida en la aplicación de medidas para mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones de CO₂ en línea con los Acuerdos de Kioto en Cambio Climático. La Comisión estimaba que había un potencial de mejora de la eficiencia energética del 18%, lo que suponía un ahorro de 160 Mtoe, o 1.900 TWh, equivalente a la demanda de energía total de Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Grecia y los Países Bajos¹⁵⁷.

El Plan propuesto pasaba por reducir en un 1% la intensidad energética por encima del cambio estimado anual de referencia, lo que se traduciría en un ahorro de 100 Mtoe en el año 2010 con una reducción de emisiones de 200 Mt anuales, el 40% del compromiso comunitario en Kioto. Además en cuanto a generación se planteaba que en 2010 el 18% de la producción de electricidad procediese de sistemas de cogeneración lo que aportaría una reducción adicional de un 65 Mtm de CO₂. Los objetivos que se proponían tenían un carácter muy cuantitativo y, hasta cierto punto, medibles.

Las medidas aplicables para alcanzar estos objetivos eran:

- medidas destinadas a integrar la eficacia energética en las políticas y programas comunitarios de otros ámbitos;
- medidas de consolidación y ampliación de las acciones y medidas existentes en materia de eficacia energética;
- nuevas acciones y medidas.

Para su implementación se pensaba en una extensión del Programa SAVE integrado en un Programa Marco de Energía y en 5º Programa Marco de I+D+i. Las acciones se centraban en el transporte que absorbía el 30% de la energía y especialmente por el tráfico por carretera que generaba un 85% de las emisiones de CO₂, en la industria, en los hogares y edificios públicos, aparatos domésticos, y en la construcción.

Entre las medidas horizontales destacaba la política de investigación y tecnología apoyada en el 5º Programa Marco en el que se contemplaban unos recursos para la energía de 1.042 Millones de Euros, de los que 440 Millones € estaban destinados al desarrollo tecnológico en eficiencia energética.

¹⁵⁷ La Comisión entendía que había barreras financieras que superar para mejorar las inversiones en eficiencia energética, dado que los precios energéticos que no reflejaban con precisión, en muchos casos, los costos reales de la energía. También se consideraba una barrera técnica la falta de infraestructuras de transmisión de electricidad y gas apropiadas para dar sentido a un mercado único de la energía.

15.2. Programas Marco de Investigación y Desarrollo.

Las Comunidades Europeas percibieron desde los inicios de su formación, la necesidad de que el desarrollo europeo debía de asentarse en el conocimiento científico y tecnológico compartido entre las Universidades, Laboratorios y Centros de Investigación de los Estados miembros y su aplicación en la industria y servicios. La visión de la Investigación y Desarrollo en los Estados Unidos de America, ratificaba que el futuro económico y social se sustentaba en la vertebración entre universidad y empresa en una dimensión trasladable al ámbito de las Comunidades.¹⁵⁸

En 1974 las Comunidades impulsaron la creación de la Fundación Europea de la Ciencia (ESF), del Comité sobre Investigación Científica y Técnica (CREST), como primero pasos hacia una política científica en Europa en distintas áreas de conocimiento e investigación. Al mismo tiempo se creó la organización de los *Joint Research Centers, JRC*, repartidos en distintos Estados miembros y con distintas especialidades. Los programas marco tienen en cuenta aquellas disciplinas que se consideran estratégica para Europa.

El Tratado de Ámsterdam define en los artículos 163 a 173 del Título XVIII los fundamentos de la política de investigación y desarrollo de la Comunidad. En ellos se establece como objetivo fortalecer las bases científicas y tecnológicas de la industria europea y favorecer el desarrollo de su competitividad internacional.

Las características de los Programa Marco han sido

- la plurianualidad, su extensión normalmente a periodos de cuatro años;
- la transnacionalidad, participación de socios de distintos países comunitarios, que trabajan conjuntamente en la búsqueda de resultados de problemas de dimensión europea;
- el efecto demostrativo, difusión de los resultados por todo el territorio comunitario;
- la participación de ciudadanos, empresas y organización.

Domenico Rossetti di Valdalbero¹⁵⁹, hace un análisis de la participación de la energía en los distintos programas Marco, destacando que la investigación en materia de energía a mediados de los años 80 era el campo en el que más se invirtió con relación a otras tecnologías, en gran medida porque una buena parte de los fondos se

¹⁵⁸ Vid. GEORGHIOU, L., (1999), "Socio-Economic Effects of Collaborative R&D-European Experience", *Journal of Technology Transfer* 24 (1), pp 69-79 ; VAVAKOVA, B. (1995), 'Building Research-Industry Partnerships through European R&D Programmes', *International Journal of Technology Management* 10 (4/5/6) 567-585; CALOGHIROU, Y., TSAKANIKAS, A. & VONORTAS, N. S. (2001), "University-industry cooperation in the context of the European framework programmes". *The Journal of Technology Transfer*, 26(1-2), 153-161.

¹⁵⁹ ROSSETTI DI VALDALBERO, D. (2010), "The power of science". Ed. Peter Lang Publishing Group, Brussels.

destinaron a la investigación en energía nuclear. A partir del Primer Programa Marco FP1 en 1984, la participación se redujo desde un 50% a un 10% en el FP6 que cubría el periodo 2002 a 2006. A pesar del crecimiento presupuestario de las distintas ediciones del Programa Marco, la cantidad percibida por la energía ha permanecido constante en los 15 años.

La investigación energética, según el citado autor, en primer lugar se ha centrado principalmente en cuestiones relacionadas con la seguridad y la seguridad pública en el ámbito nuclear de fisión. El presupuesto de Euroatom se redujo del 25% del programa FP1 al 6% en el 6 FM. En segundo lugar, en la energía nuclear de fusión y en tercer lugar, con el apoyo de tecnologías nuevas y emergentes como las fuentes de energía renovables, las pilas de combustible y el hidrógeno.

15.3. Sexto y Séptimo Programas Marco de Investigación.

Por su significación en el marco de la investigación y en materia de sostenibilidad energética destaco en este punto el VI y VII Programa¹⁶⁰.

El VI Programa Marco 2003-2006 tuvo como principal objetivo contribuir a la creación de un verdadero Espacio Único de Investigación EEI a través de una mayor integración y coordinación. En el ámbito de este objetivo principal el VI PM perseguía:

- apoyar la cooperación en materia de investigación;
- promover la movilidad y la coordinación;
- poner la investigación y la innovación al servicio de otras políticas de la UE.

El Programa se estructura en tres grandes programas específicos:

- integración y el fortalecimiento del Espacio Europeo de Investigación, incluidas las prioridades temáticas;
- estructuración del Espacio Europeo de Investigación;
- refuerzo de las bases del Espacio Europeo de Investigación.

En este programa se diseñaron unos nuevos instrumentos de cooperación en investigación. Las redes de excelencia que tenían como objetivo el trabajo en red de los socios investigadores en los proyectos, y los proyectos integrados en proyectos de envergadura de distintos centros, institutos y empresas, con objetivos y estrategias de investigación comunes. El presupuesto de este Sexto Programa Marco tuvo un presupuesto de 17.500 millones de euros de los que 2.120 M€ se destinaban al desarrollo sostenible en el que se englobaban los Sistemas Energéticos, el Transporte en superficie y el Cambio Global y Ecosistemas.

¹⁶⁰ EU Parliament (2002). Decisión N° 1513/2002/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, "relativa al sexto programa marco de la Comunidad Europea para acciones de investigación, desarrollo tecnológico y demostración, destinado a contribuir a la creación del Espacio Europeo de Investigación y a la innovación (2002-2006)" Bruselas, 27.06.2002.

Las actividades específicas que abarcan un campo de investigación más amplio son las siguientes:

- apoyo a las políticas y previsión de las necesidades científicas y tecnológicas;
- actividades horizontales de investigación con participación de las pequeñas y medianas empresas (PYME);
- medidas específicas de apoyo a la cooperación internacional;
- actividades no nucleares del Centro Común de Investigación (CCI).

En el campo de los Sistemas Energéticos las actividades planteadas fueron:

- A corto y medio plazo, especialmente en el entorno urbano:
- energía limpia, en particular fuentes de energías renovables y su integración en el sistema energético, incluidos el almacenamiento, la distribución y la utilización,
- ahorro de energía y eficacia energética, incluido lo que deberá lograrse gracias a la utilización de materias primas renovables,
- combustibles alternativos para motores.

A medio y largo plazo

- pilas de combustible, incluidas sus aplicaciones.
- nuevas tecnologías de vectores de transporte y almacenamiento de energía a escala europea, en particular la tecnología del hidrógeno,
- conceptos nuevos y avanzados en tecnologías de energías renovables con significativo potencial energético en el futuro, que requieren esfuerzos de investigación a largo plazo,
- eliminación del CO₂ procedente de instalaciones que consumen combustibles fósiles de forma más limpia.

El VII Programa Marco¹⁶¹ es una continuación de los anteriores Programas Marco de I+D que se enmarca en el Espacio Europeo de Investigación agrupando todas las iniciativas y actividades de la UE en Investigación y Desarrollo. Es el primer programa que tiene una duración de 7 años desde 2007 al 2013.

Se estructuró en 4 programas específicos, Cooperación, Ideas, Personas Y Capacidades.

- El programa Cooperación se centra en estimular la cooperación y reforzar los vínculos entre la industria y la investigación en un marco transnacional. Pretende construir y consolidar un liderazgo europeo en ámbitos clave de la

¹⁶¹ EU Parliament (2006). Decisión 1639/2006/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, "Un programa marco para la innovación y la competitividad" (2007-2013)". Bruselas, 24.10.2006.

investigación. Entre los nueve campos temáticos se encuentra la energía, el medioambiente, y el transporte.

- El programa Ideas crea el Consejo Europeo de la Investigación que apoyará los proyectos de investigación más ambiciosos y más innovadores, con el objetivo de reforzar la excelencia de la investigación europea favoreciendo la competencia y la asunción de riesgos.
- El Programa Personas fomenta la formación y la movilidad para explotar todo el potencial del personal investigador en Europa, basándose en el éxito de las acciones Marie Curie que ofrecen desde hace varios años.
- El programa Capacidades ofrecerá a los investigadores herramientas potentes para poder reforzar la calidad y la competitividad de la investigación europea, invirtiendo más en las infraestructuras de investigación en las regiones menos pujantes.

Atiende a una demanda mayoritaria expresada para simplificar la complejidad de los procesos administrativos y financieros, adoptando medidas específicas como la simplificación de los procesos de selección de proyectos y la reducción de controles preparatorios, la optimización de los sistemas de financiación, la simplificación de las gestiones, etc. Se incrementó las dotaciones anuales en un 150%, alcanzando una dotación de 50.521 millones de dólares durante la duración del Programa.

A diferencia del VI Programa Marco, el VII PM contó con un área de actividad específica en Energía en la que se plantearon los siguientes campos de actividad.

- hidrógeno y pilas de combustible;
- generación de electricidad a partir de fuentes renovables;
- producción de combustible a partir de fuentes renovables;
- fuentes de energía renovables para la calefacción y la refrigeración;
- tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ para la generación de electricidad con emisiones próximas a cero:
- tecnologías del carbón limpias;
- ahorro de energía y eficiencia energética.

15.4. Programa ALTENER II.

ALTENER II fue un programa específico puesto en marcha por la UE en febrero del año 2000¹⁶² como continuación del anterior programa ALTENER I y que tuvo como finalidad fomentar el desarrollo de las tecnologías de energías renovables y apoyar la realización de una estrategia y un plan de acción comunitario sobre las energías renovables hasta el año 2010.

¹⁶² EU Parliament (2000). Decisión 646/2000/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que “se aprueba un programa plurianual de fomento de las energías renovables en la Comunidad (ALTENER)”. Bruselas, 22.02.2000.

Los objetivos del programa eran “*contribuir a la creación de las condiciones necesarias para la aplicación del plan de acción comunitario sobre energías renovables, en particular de las condiciones jurídicas, socioeconómicas y administrativas, incluidos nuevos instrumentos y mecanismos de mercado*” e “*impulsar la inversión pública y privada en la producción y el consumo de energía derivada de fuentes renovables*” cuyas actuaciones contribuyesen a la reducción de emisiones y a la reducción de la dependencia energética mediante la participación del 12% en el consumo interno bruto de energía.

El programa tuvo una dotación financiera de 77 millones de euros y financiaba líneas de actividad tales como:

- Estudios y otras acciones para aumentar el potencial de las energías renovables como por ejemplo preparación de estrategias sectoriales y de mercado; la elaboración de normas y de sistemas de certificación la preparación de la legislación adecuada para promover unas condiciones favorables a las inversiones, etc.
- Medidas tendentes al desarrollo de las estructuras de la información, la educación y la formación.
- Acciones específicas que faciliten la penetración en el mercado de las fuentes de energía renovables, así como de los correspondientes conocimientos técnicos.
- Proyectos piloto de interés comunitario encaminados a crear o ampliar las estructuras e instrumentos necesarios para el desarrollo de las energías renovables.
- Medidas de control y evaluación destinadas a efectuar el seguimiento de la aplicación de la estrategia y el plan de acción comunitarios de desarrollo de las fuentes de energía renovables.

Los costos correspondientes a las acciones a, b, y c eran sufragados al 100% por la Comunidad. Los proyectos piloto de interés comunitario lo fueron con el 50% del costo, mientras que la financiación de las medidas de control y evaluación de determinaba cada año.

La Comisión asumía la responsabilidad de su ejecución financiera y de la aplicación del programa al mismo tiempo que creaba el mecanismo de control y evaluación previa intermedia y final de los resultados del programa.¹⁶³

¹⁶³ La Comisión reexaminó el Programa y envió una nueva Comunicación con unas modificaciones cuya lectura es muy ilustrativa. EU Commission (1998). COM (98) 301 final. “*Re-examined proposal for a Council Decision concerning a multiannual programme for the promotion of renewable energy sources in the Community - ALTENER II*”. Bruselas, 05.10.1998.

16. Estrategias de la UE para el Desarrollo Sostenible 2000

16.1. Una Europa Sostenible por un mundo mejor.

En su reunión de Helsinki de Diciembre de 1999, el Consejo Europeo invitó a la Comisión Europea a *"elaborar una propuesta de estrategia a largo plazo que integre Políticas de desarrollo sostenible desde el punto de vista económico, social y ecológico, y que deberá presentarse al Consejo Europeo en junio de 2001"*.

En el documento¹⁶⁴, el Consejo considera que el desarrollo sostenible es un objetivo global, "en el que La Unión Europea desempeña un papel fundamental en el logro del desarrollo sostenible en Europa y también en el ámbito mundial en el que se requiere una amplia acción internacional para cumplir con los compromisos de la "Declaración de Río"

La Comisión presentó una Comunicación al Consejo en la que afirmaba que el crecimiento económico, la cohesión social y la protección del medioambiente deben ir de la mano y para lo que consideraba necesaria una visión política a largo plazo que asegure a los ciudadanos una sociedad más próspera y justa, un medioambiente más limpio, seguro y sano, una sociedad que permita una mayor calidad de vida. La estrategia de desarrollo sostenible ha de ser un *"catalizador para los responsables políticos y la opinión pública"* y que se apoye en *"objetivos claros estables y a largo plazo"*.

Identifica como amenazas el calentamiento global, las cepas resistentes a los antibióticos en algunas enfermedades, los efectos no esperados de miles de productos químicos de consumo, la falta de seguridad alimentaria, la situación de pobreza en la que viven muchos ciudadanos de la UE, el envejecimiento de la población, la pérdida de biodiversidad, la congestión del transporte y los desequilibrios regionales.

Entiende necesaria la adopción de *"una actuación urgente; un liderazgo político, con compromisos claros y amplias miras; un enfoque nuevo en la formulación de políticas; una amplia participación; y una responsabilidad internacional"* para poder contrarrestar estas amenazas; e indica una serie de objetivos globales y a escala comunitaria a alcanzar, entre los que destaco aquí los relativos a cambio climático y energías limpias.

Objetivos principales

- perseguir el objetivo de reducir las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero en una media del 1% anual de los niveles de 1990, hasta el año 2020;

¹⁶⁴ EU Commission (2001). COM (2001) 264 Final. *"A sustainable Europe for a better world: A European Union strategy for sustainable development"*. Bruselas, 15.05.2001.

- insistir en que los demás países industrializados cumplan las metas que se decidieron en Kioto para garantizar el esfuerzo internacional de mayor calado que resulta necesario para limitar el calentamiento global;
- adopción de la Directiva sobre fiscalidad de los productos energéticos para el año 2002 con metas ambientales más ambiciosas con el objetivo final de una internalización total de los costes externos, así como una indexación de los niveles mínimos de impuestos especiales, al menos en función de la tasa de inflación;
- adopción de medidas indirectas para contribuir al desarrollo de fuentes de energía alternativas;
- eliminación progresiva de las subvenciones a la producción y al consumo de combustibles fósiles antes del año 2010;
- medidas para la reducción de la emisión de gases con efecto invernadero en función de los resultados del Programa Europeo sobre Cambio Climático. Propuesta en 2001 para la creación de un sistema europeo de permisos negociables de CO₂ para el año 2005;
- alcanzar en el año 2010 al menos un 7% de combustibles alternativos, biocombustibles, en el consumo de combustibles de coches y camiones, y al menos un 20% en el año 2020;
- reducir la demanda de energía mediante normas mínimas y requisitos más estrictos sobre etiquetado para los edificios y los aparatos eléctricos con el fin de mejorar la eficacia energética;
- más apoyo a la investigación, al desarrollo y a la difusión de tecnologías sobre recursos energéticos limpios y renovables y energía nuclear más segura, especialmente en lo que se refiere a la gestión de residuos nucleares.

En las conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo,¹⁶⁵ en su reunión en Gothenburg del 15 y 16 de junio de 2001, se reiteró el compromiso de alcanzar lo antes posible el objetivo de las Naciones Unidas de aportar una ayuda al desarrollo del 0,7% del PIB.

Se definieron las estrategias medioambientales como guía general para la futura política de desarrollo, divididas en cuatro áreas prioritarias: cambio climático, transportes, salud pública y recursos naturales. En materia de cambio climático los compromisos adquiridos fueron:

- reiterar su compromiso de cumplir los objetivos de Kioto y efectuar para 2005 progresos tangibles en la realización de estos compromisos;
- reiterar además su determinación de cumplir a escala comunitaria, para 2010, el objetivo indicativo de que el 22% del consumo bruto de electricidad proceda

¹⁶⁵ SN 200/1/01 REV 1. Presidency Conclusions Göteborg European Council 15 and 16 June 2001.

de electricidad generada a partir de fuentes renovables de energía, tal como se expone en la Directiva sobre las energías renovables;

- invitar al Banco Europeo de Inversiones a promover la estrategia europea de desarrollo sostenible y a cooperar con la Comisión en la ejecución de la política de la UE sobre el cambio climático.

Domingo Jimenez Beltran, Director Ejecutivo de la Agencia Europea de Medio Ambiente, publicó en ICE -Desarrollo Sostenible en 2002 un artículo, de interesante lectura, en el que analizaba la evolución del desarrollo sostenible en Europa desde la Cumbre de Río de Janeiro hasta la cumbre de Johannesburgo¹⁶⁶. En las reflexiones finales, en torno a la Cumbre de Río, destacaba el éxito de la cumbre obtenido en la preparación de la Agenda 21, manual de aplicación generalizada al servicio de las gestiones públicas y privadas, y de las políticas a nivel local, nacional y global, y *“en la inclusión de incluyendo conceptos o principio como el de desarrollo sostenible el del necesario cambio de los modelos de producción y consumo, el principio o estrategia de precaución o cautela y el principio de internalización de costes y fiscalidad adecuada”*.

Sin embargo llega a la conclusión de que *“Los programas y aportaciones positivas de la Cumbre fueran neutralizados o superados por los incrementos en las presiones ambientales y sobre los recursos naturales asociados a un período de fuertes desarrollos demográficos, económicos y sectoriales y de globalización de la economía”*. *“Salvo en algunos aspectos, no hay ni una mejora generalizada de la situación ambiental, ni un progreso hacía un desarrollo sostenible. Río fue bueno pero lo hemos malogrado en su aplicación”*.

17. Programas Europe Energy Intelligent I y II

17.1 Europe Energy Intelligent EEI 1. 2001.

Tomando como fuente de inspiración esta Comunicación, el Libro verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético», la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, y el Libro Blanco «Energía para el futuro: fuentes de energía renovables», los Acuerdos de Kioto en cuanto a emisiones de GHG, el Programa Europeo para el Cambio Climático, etc., el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo adoptaron la Decisión de un programa plurianual de acciones en

¹⁶⁶ BELTRÁN, D. J. (2002), “La estrategia de desarrollo sostenible de la Unión Europea en el contexto global: de Río a Johannesburgo. Información Comercial Española.” *ICE: Revista de economía*, (800), 97-122.

el ámbito de la energía: «Energía inteligente-Europa» (2003-2006)¹⁶⁷ que tenía como objetivos generales favorecer el desarrollo sostenible en el ámbito energético, la seguridad del abastecimiento, la competitividad y la protección del medioambiente.

Los objetivos específicos fueron:

- *proporcionar los elementos necesarios para la promoción de la eficiencia energética, la mayor utilización de las fuentes de energía renovables y la diversificación energética, y la elaboración de las medidas legislativas necesarias para alcanzar dichos objetivos estratégicos;*
- *desarrollar instrumentos y medios, que podrán usar la Comisión y los Estados miembros, para realizar el seguimiento, supervisión y evaluación del impacto de las medidas adoptadas:*
- *promover modelos eficientes e inteligentes de producción y consumo de energía fundamentados en bases sólidas y sostenibles, fomentando la sensibilización, promoviendo los intercambios de experiencias y conocimientos, apoyando acciones encaminadas a estimular las inversiones en las nuevas tecnologías.*

El programa Europe Energy Intelligent EEI I se estructuró por medio de cuatro programas específicos en vigor específicos siguientes:

- «SAVE», orientado a la mejora de la eficiencia energética y a la utilización racional de la energía.
- «ALTENER», orientado a la promoción de nuevas fuentes de energía y energías renovables.
- «STEER», orientado a los aspectos energéticos del Transporte y la diversificación de los carburantes.
- «COOPENER», orientado a la promoción de la eficiencia energética y las fuentes de energía renovables en los países en vías de desarrollo.

Las acciones clave que desarrolla el Programa fueron muchas y muy diversas, pero en general se orientaban hacia el desarrollo estratégico, marcos regulatorios, planificación, prospectiva, estudios, análisis de la evolución de mercados y tendencias y gestión energética. Otras acciones clave tenían un carácter más cercano a la difusión del conocimiento, comercialización, la demostración de tecnologías y la sensibilización. Destacaban por su novedad las acciones relacionadas para la elaboración de productos financieros adecuados e instrumentos de mercado.

¹⁶⁷ EU Parliament and Council (2003) Decision 1230/2003/CE of the European Parliament and of the Council adopting a multiannual programme for action in the field of energy: "Intelligent Energy - Europe" Horizon 2020 Programme (2003-2006). Bruselas 26.06.2003.

Dadas las experiencias en los programas anteriores se facultó a la Comisión para hacer un informe anual al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones en el que se reporte el grado de realización del Programa. Se crean en 2003 las Agencias Ejecutivas¹⁶⁸ que asumen la delegación de la Comisión para la ejecución de determinados programas comunitarios. Cada dos años la Comisión se encargaría de hacer una evaluación externa independiente de la ejecución global. A partir de ambos informes la Comisión podría proponer la necesidad de actualizaciones en el programa actual o en nuevas ediciones.

El presupuesto del Programa era de 200 millones de Euros para el periodo 2003 -2006 que se repartieron entre los programas específicos siendo ALTENER el de mayor dotación, 80 millones €, seguido del SAVE 69,8 millones €.

17.2 Evaluación *ex ante* del Programa Energía Inteligente para Europa.

La evaluación *ex ante* del programa Energía Inteligente para Europa es un proceso que tiene como finalidad obtener información y elaborar análisis que ayuden a la definición de los objetivos, asegure que estos objetivos son alcanzables, que los instrumentos utilizados sean eficientes en sus costos y que permita realizar una evaluación posterior de los resultados¹⁶⁹.

En el documento se recoge que el presupuesto para el programa EEI II es de 1.639 millones de euros, superior a lo que se indicaba en el Programa Marco (724,2 millones €). Se estimó que los recursos económicos necesarios para cumplir los objetivos de la UE en el sentido de que las energías renovables participasen con un 12% de energía en 2010 ascenderían a 14.000-17.000 millones € por cada año a partir de 2007, cifra enormemente alejada de los planteamientos de la Comisión. La contribución del presupuesto del Programa EEI II al cumplimiento de los objetivos solo suponía un 1,82 % de la inversión total requerida¹⁷⁰. Se estimó el número de proyectos que alcanzasen el nivel de éxito. 25 proyectos-año de replicación por un importe unitario de 5 millones € y otros 425 proyectos de otras tipologías con un importe unitario de 0,25 millones €.

La distribución por programas planteada por el ejercicio *ex ante* fue:

- Programa SAVE eficiencia energética 510 millones €

¹⁶⁸ EU Parliament and Council (2003). Reglamento (CE) nº 58/2003 del Consejo, por el que se establece el "estatuto de las agencias ejecutivas encargadas de determinadas tareas de gestión de los programas comunitarios". Bruselas 19 de diciembre de 2002.

¹⁶⁹ El documento presentado a la Comisión fue realizado por ECOTEC *Research & Consulting Ltd*, de Birmingham. Es un trabajo extenso y detallado que supuso una novedad en la realización de programas de eficiencia energética.

¹⁷⁰ Como dato comparativo, el presupuesto anual de la Política Agraria Comunitaria en el mismo periodo 2007/ 2013 había sido de 412.611 millones de euros es decir 85 veces más que lo destinado a las políticas de sostenibilidad energética, incluyendo las aportaciones privadas.

- Programa ALTENER, energías renovables, 560 millones €.
- Programa STEER, transporte limpio y energéticamente eficiente 450 M €.
- Programa COOPENER, Cooperación Internacional 150 millones €.

Los objetivos internos del proceso *ex ante* fueron:

- justificar la intervención de la Comisión, incluyendo el nivel de fondos propuestos;
- asistir en el desarrollo de la identificación de objetivos claros que sirvan para monitorizar y evaluar el programa;
- establecer bases reales que permitan hacer evaluaciones *ex post*;
- identificar responsabilidades en la gestión.

La metodología se basó en las guías *Europe Aid's Project Cycle Management*¹⁷¹ y contemplaban los siguientes aspectos:

- análisis de problemas y evaluación de necesidades. Se describe la política de la UE en el contexto en el que el programa EIE-II se encuentra. Justificación de la intervención pública, e identifica a los grupos destinatarios y sus necesidades;
- desarrollo de los objetivos, los resultados esperados y los indicadores para el programa. Traducción de los objetivos de la política de alto nivel en objetivos tangibles y medibles;
- análisis de alternativas a este mecanismo de financiación. Análisis de las experiencias en programas de energía anteriores;
- análisis del valor añadido de esta acción comunitaria;
- descripción de las disposiciones adoptadas o previstas para el seguimiento y evaluación del programa. Recomendaciones para su desarrollo y mejora;
- análisis de las repercusiones de la intervención propuesta en los costos e implicaciones en los recursos humanos;

El documento indica que los argumentos para demostrar la necesidad del programa público EEI-II se fundamentan en la necesidad de una política energética diseñada para promover un desarrollo sostenible y el hacer frente al cambio climático. El punto de mira de la Estrategia de Lisboa de Marzo de 2000 es llegar a tener una economía dinámica y un conocimiento competitivo, con un crecimiento sostenible, más y mejores empleos y un mayor cohesión social, a lo que se suma la dimensión medioambiental surgida del Consejo Europeo de Gothenburg de Junio de 2001.

La lucha contra el Cambio climático, el cumplimiento de los acuerdos de Kioto para la reducción de gases de efecto invernadero y el desacoplamiento del crecimiento

¹⁷¹ Project Cycle Management Handbook (March 2002); Project Cycle Management Guidelines (February 2004). Ambas preparadas por: *Europe Aid Co-operation Office*.

económico del uso de los recursos se consideran como aspectos claves del desarrollo sostenible. La promoción de las energías renovables y un transporte sostenible tienen un papel fundamental en el cumplimiento de las estrategias citadas.

La situación energética en la UE se expresaba en la conjunción de seis factores:

- *el consumo de energía en la UE es variable año a año. Entre el año 2000 y el año 2001 el consumo final de energía se incrementó en un 2,56% (EU25). Sin embargo entre el año 1998 y el año 2000 el consumo de energía se mantuvo estable;*
- *las predicciones de futuros incrementos de consumo de energía¹⁷² indican que la demanda continuará creciendo, y que la demanda mundial se incrementará en un 70% entre el año 2000 y el año 2030, alcanzando los 10 billones de tep en 2000, estando previsto que en 2030 se alcanzase la cifra de 17 billones de tep;*
- *mientras la dependencia de energía de terceros países crece por encima del 50%, la producción de energía primaria en UE decrece desde los 899 Mtoe en 2000 hasta los 739 Mtoe en 2020;*
- *en el año 2000 la dependencia energética es el 47,45 del total de energía primaria. Si no se toman medidas adecuadas la dependencia energética en Europa en 2020 será el 62,1% y en 2030 el 67,5%;*
- *los daños causados por cadena de suministro tanto accidentales como por emisiones o contaminantes han hecho poner el foco sobre la debilidad de los combustibles fósiles y los problemas de la energía nuclear. El 94% de las emisiones de gases de efecto invernadero son atribuidas al consumo de energía y el transporte es responsable del 90% de los incrementos de emisiones de CO₂;*
- *la eficiencia energética y las fuentes de energías renovables son parte importante del conjunto de medidas necesarias para cumplir con las previsiones del Protocolo de Kioto, que tiene como objetivo la reducción en un 8% de las emisiones de gases de efecto invernadero en el periodo entre 2008 y 2012.*

Se destaca el impacto que la industria de las energías renovables tiene en el empleo en la UE. Solamente la industria eólica ocupaba en 2003 a 75.000 personas y el Gobierno Alemán había conformado la creación de 135.000 nuevos empleos a través de su política nacional de energías renovables. Se consideraba que casi el 100% de los equipos de producción de energía renovables utilizaba tecnología europea. Se estimaba que si en el año 2010 el suministro del 12% de la energía en la EU 15 se

¹⁷² European Energy and Transport Trends to 2030. Directorate-General for Energy and Transport, January 2003.

obtuviese de las fuentes de energía renovables el sector podría emplear a 500.000 o 600.000 personas.

La actividad de I+D+i asociada al desarrollo tecnológico de las energías renovables se consideraba esencial para alcanzar los objetivos de sostenibilidad, pero se demandaba que la EU incrementase su apoyo a la investigación que en aquellos años se cifraba en 2% del PIB de la UE cuando por ejemplo US dedicaba el 2,7 % y Japón el 3%.

El documento se apoyaba en las recomendaciones realizadas en el Libro Verde del año 2000 “Hacia una Estrategia Europea para la seguridad del suministro de Energía”¹⁷³, el Libro Blanco del año 2001 “Una estrategia Comunitaria y Plan de Acción para las fuentes renovables de energía”¹⁷⁴ y Libro Blanco del Transporte “ Política Europea de Transporte 2010”¹⁷⁵. Se plantean unos objetivos de base para el año 2010 que incluyen:

- doblar la participación de las energías renovables en el consumo de energía total para alcanzar en 2010 el 12% (en 2001 la participación en la UE-15 fue del 6,2%);
- incrementar al 22% la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables (en 2001 en la UE-15 la producción de electricidad era del 15,4%);
- incrementar al 5,75% la participación de los biocombustibles en el consumo total del transporte (en 2001 la participación de etanol y biodiesel fue del 0,2% y 0,4% respectivamente).
- Racionalizar y estabilizar el consumo de energía para reducir la intensidad energética en 1% más cada año.

Y al mismo tiempo se estima necesarios los indicadores de gestión del Programa. El documento *ex ante* considera que es necesario poner en marcha un conjunto básico de indicadores de realizaciones, resultados e impacto, que constituyen un marco para el control del éxito del programa. Estos deben reunir las condiciones llamadas *smart* (específicos, medibles, alcanzables, relevantes y en tiempo determinado) y deben suponer un enlace desde un nivel a otro con el fin de garantizar que medición

¹⁷³ EU Commission (2000). COM (2000) 769 Final., «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» Libro Verde de la Comisión. Bruselas, 29.11.2000.

¹⁷⁴ EU Commission (2001). COM (2001) 69 Final. Communication de la Commission au Conseil, au Parlement Européen, au Comité Economique et Social et au Comité des Régions “*Mise en œuvre de la stratégie et du plan d’action communautaires en matière de sources d’énergie renouvelables*” (1998-2000) Bruselas, 16.02.2001.

¹⁷⁵ EU Commission (2001). COM (2001) 0370. Libro Blanco “*La política europea de transportes de cara al año 2010: la hora de la verdad*”. Bruselas, 12.09.2001.

coherente es posible. También deben reflejar las diferentes actividades llevadas a cabo en el marco del programa propuesto, en particular, las diferencias entre los que se centran en la UE los Estados miembros y los países vecinos de orientación y en desarrollo.

1. Suministro en 2010 de electricidad a partir de fuentes de energías renovables del 22 % UE-15 (21% en EU-25).
 - Indicadores de cumplimiento: Contribución de las energías renovables al total de generación eléctrica. Datos Eurostat.
2. Incorporar en 2010 un 5,75% de biocombustibles en los combustibles utilizados para el transporte
 - Indicadores de cumplimiento: Producción de Biocombustibles. Extensión de cultivos de biomasa para producción de biocombustibles. Datos Eurostat.
3. Racionalizar y estabilizar el consumo de energía para reducir la intensidad energética, con el objetivo de ahorrar al menos un 1% más de energía cada año.
 - Indicadores de cumplimiento: Electricidad generada por cogeneración y ciclos combinados, emisiones per cápita de CO₂, Intensidad de Energía, Energía final consumida, energía usos domésticos, etc. Datos Eurostat
4. Etiquetado de eficiencia energética para reducir el consumo de energía (iniciativa voluntaria de los Estados miembros).
 - Los indicadores de base podrían incluir datos sobre la media eficacia energética de los aparatos vendidos, las mejoras en la eficiencia energética de electrodomésticos (calificación A a G, ahora para ser A + +)
5. Estabilizar el mercado interior de energía.
 - Indicador de cumplimiento. Grado de apertura de los mercados de gas y electricidad. Datos Eurostat.

Se consideró muy necesario hacer un ejercicio en base a las lecciones aprendidas de los programas anteriores que permitiesen introducir mejoras en el Programa EEI II propuesto. La evaluación *ex ante* del Programa se basó en los datos aportados en evaluaciones anteriores, a medio término, de Programas comunitarios incluidos en el Programa Marco de Energía 1998-2002, que incluyó SAVE, ALTENER, SYNERGY, CARNOT, SURE e iniciativas ETAP, y en resultados iniciales de la evaluación *ex post* del Programa ALTENER 1998-2002. No había en aquel momento ninguna evaluación *ex post* del Programa Marco de Energía ni del Programa Marco de Energía 1998-2002.

Como conclusión importante, derivada del análisis de las evaluaciones existentes, se consideró que el Programa Marco de Energía, establecido para coordinar los seis programas específicos y que tenía como fin crear economías de escala y mejorar la coordinación entre ellos, no fue acompañado de una financiación adicional que permitiese crear sinergias entre los distintos programas específicos, que diferían entre sí en tamaño y en modelo de gestión. En consecuencia, se entendió que había una

necesidad de crear un nuevo programa de energía que fuera continuación del Programa Marco Energía, y que debería plantearse como un solo programa con distintas áreas de trabajo, en lugar de un programa marco que englobase a otros programas específicos.

18. Visión General de la Política Energética. 1992-2004

El periodo analizado en este Capítulo II está presidido por el Tratado de Maastricht que supuso un importante paso en la Integración Europea, y en el reforzamiento y consolidación de la unión política, social y económica de la Comunidad Europea. En este periodo se tuvo como objetivos principales el alcanzar un progreso económico y social equilibrado y sostenible, la creación de una unión económica y monetaria, el desarrollo de una política comercial común, un mercado interior sin obstáculos a la libre circulación de los factores y la supresión de las restricciones de entrada y salida de mercancías.

El Tratado de Maastricht se plantea entre otras acciones el desarrollo de una política medioambiental en un escenario en el que las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes, en gran medida de los combustibles fósiles, se habían confirmado como determinantes del cambio climático y el calentamiento global. Las referencias a la energía quedan relegadas a una sola mención explícita relacionada con las “medidas en el ámbito de energía”.

En 1991 se consideraba que los combustibles fósiles aportaban el 61% de los gases de efecto invernadero, de los cuales la Comunidad emitía el 1,3% del total de emisiones de CO₂, equivalentes a 2,4 tm de CO₂ por ciudadano. Y se estimaba que, en el periodo 1990-2000, las emisiones podrían ser un 11% más elevadas creciendo entre un 5% y un 8% anualmente. La Eficiencia Energética, el uso eficiente de la energía y el ahorro energético, demostró ser la herramienta clave que permitiese mejorar la independencia energética al mismo tiempo que se reducirían las emisiones. Nació así la “Estrategia de la Comunidad para limitar de las emisiones de CO₂ emisiones y mejorar la eficiencia energética”.

Desde el lado de la generación, se reconoce la oportunidad del desarrollo de las energías renovables que darían respuesta a los dos aspectos críticos de la energía en Europa: dependencia y emisiones. Al mismo tiempo se abrió un nuevo escenario de desarrollo de nuevas tecnologías en Europa con importantes efectos económicos. Se estimó que en el año 2010 las energías renovables podrían aportar un 8% de la generación de energía.

Esta conjunción de eficiencia energética, cambio climático, nuevas tecnologías con emisiones reducidas de CO₂ hizo necesario crear instrumentos de apoyo económico y

tecnológico que permitiesen alcanzar los objetivos planteados. Y así surgieron los programas *JOULE*, *THERMIE*, *SAVE* Y *ALTENER*.

El Programa *SAVE I* de 1991, de 5 años de duración, contemplaba acciones específicas en eficiencia energética y tuvo como objetivo reducir en un 20% la demanda final de energía, en términos de intensidad energética expresada en unidades de energía con respecto al PIB, en un 20% en 1995 para lo que dispuso de un presupuesto de 35 millones de ecus. Este programa se continuó con el *SAVE II* que contó con una dotación 45 millones de ecus, teniendo como objetivo la reducción de la intensidad energética en punto anual, lo que supondría una reducción de 180 a 200 millones de toneladas de CO₂ al año.

La situación energética, surgida como consecuencia del nuevo marco político de la Unión Europea, en relación al cambio climático y al constante incremento de la dependencia energética, hizo necesario plantearse la necesidad de una política energética adecuada a los nuevos retos planteados. El ejercicio preliminar, Libro Verde de la Energía, permitió a la Comisión tener una prospectiva de la situación y de la visión futura de las necesidades, herramientas y factores críticos de éxito, etc., y del papel que habría de desempeñar ante los nuevos desafíos en materia de energía en la Unión Europea. Se pusieron de manifiesto algunos aspectos críticos que subyacían en el marco político energético y sin cuya reforma sería muy difícil avanzar.

En primer lugar se vio la necesidad de establecer prioridades colectivas de acciones políticas, tanto a nivel comunitario como nacional. Se consideraba que estas prioridades debían atenderse mediante la base de la cooperación y la acción concertada y en convergencia entre las políticas nacionales y las comunitarias. La Comisión ponía el acento en lo difícil que le resultaba aplicar una política común, y las estrategias y programas que la desarrollan, sin contar con el respaldo de los Estados miembros con intereses muy nacionales y poco comunitarios.

En segundo lugar quedó patente la necesidad de un mercado interior de la energía, un mercado único en el que era necesario reforzar la competitividad introduciendo la competencia allá donde persisten los monopolios, buscando un equilibrio entre la satisfacción de las necesidades comunes de la protección de los consumidores, la seguridad del suministro y la protección del medioambiente. Además se consideró necesario el establecer una distinción clara entre las responsabilidades de regulación y gestión de las redes de energía con el fin de organizar la cooperación entre las autoridades reguladoras a nivel de la Comunidad, garantizando un enfoque común con el concepto de interés general y social.

Tanto el Parlamento como el Consejo aprobaron este análisis del Libro Verde y en algunos casos reforzaron los planteamientos de la Comisión. El Parlamento se sentía

preocupado por la falta de un verdadero mercado único en el que el acceso a las redes no fuese discriminatorio y creía necesario que aflorasen todos los costos externos que permitiesen a las energías renovables ser más competitivas. El Consejo entendió que la Comisión tenía las competencias y capacidades para orientar a los Estados miembros hacia una visión comunitaria en materia de energía.

El subsiguiente Libro Blanco de la Energía recoge nuevamente una desconfianza por parte de la Comisión respecto de la alineación de la políticas de la UE y las políticas nacionales de los Estados miembros al decir¹⁷⁶: *“The role of Members States in the implementation of the Action Plan is crucial. They need to decide on their own specific objectives within the wider framework, and develop their own national strategies to achieve them. The measures proposed in this White Paper must also be adapted to the particular socio-economic, environmental, energy and geographic situation of each Member State as well as to the technical and physical potential of RES in each Member State”*. Reitera, por tanto, la necesidad de una visión política común en energía y un mercado único de la energía, al mismo tiempo que defendía la participación de las energías renovables en el balance energético de la Comunidad, lo que contribuiría a la seguridad de abastecimiento y a la protección del medioambiente.

Este distanciamiento, entre la visión de la Comisión y los intereses de los Estados miembros en el mantenimiento de sus propias políticas nacionales en energía, se mantiene como una constante. Pese a ello la Comisión lanza nuevos planes específicos en desarrollo de energías renovables en el año 2000 con el objetivo de que estas nuevas tecnologías participasen en el balance energético con un 12%. También entendió como necesaria la mejora de la Eficiencia Energética en donde consideraba que había un potencial de ahorro energético del 18% equivalente a la demanda de energía total de Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Grecia y los Países Bajos y un potencial de disminución de la intensidad energética de 1% anual.

En 2001 se lanza el programa *Europe Energy Intelligent EEI I 2003 2006*, inspirado en la Estrategia de Desarrollo Sostenible 2000, que tenía como objetivos generales favorecer el desarrollo sostenible en el ámbito energético, la seguridad del abastecimiento, la competitividad y la protección del medioambiente. Y como objetivos específicos entre otros el proporcionar los elementos necesarios para la promoción de la eficiencia energética, la mayor utilización de las fuentes de energía renovables, la diversificación energética, y la elaboración de las medidas legislativas necesarias para alcanzar dichos objetivos estratégicos, programa que incorporó a los anteriores *SAVE, ALTENER, STEES, COOPENER*.

¹⁷⁶ EU Commission (1997). COM (97) 599 final *“Energy for the future: renewable sources of energy White Paper for a Community Strategy and Action Plan”*. Bruselas, 26.11.1997.

A este programa, dotado de 200 millones de euros, le siguió el 2006 el *Europe Energy Intelligent EEI II*. Un análisis *ex ante* de la situación energética en la Unión Europea puso de manifiesto el escaso grado de cumplimiento de los objetivos de los planes y estrategias. Destacamos aquí algunos aspectos:

- Entre el año 2000 y el año 2001 el consumo final de energía se incrementó en un 2,56 % (EU25) por encima de valores anteriores estables.
- En el año 2000 la dependencia energética es el 47,45 % del total de energía primaria. Si no se tomasen medidas adecuadas la dependencia energética en Europa en 2020 será el 62,1% y en 2030 el 67,5%.
- El 94% de las emisiones de gases de efecto invernadero son atribuidas al consumo de energía. El transporte es responsable del 90% de los incrementos de emisiones de CO₂.

Como conclusión de lo acontecido en el marco de la política energética es pertinente resaltar la ausencia de una Política Energética común vinculante para los Estados miembros, lo que hace difícil el cumplimiento de los objetivos marcados por la Unión en sostenibilidad energética, dependencia energética, emisiones de gases de efecto invernadero y mercado interior de energía. La energía no se percibe ni por Maastricht ni por los Estados miembros como un elemento estratégico en el desarrollo económico y social, sino como un factor de oportunidad táctica desde un posicionamiento estrictamente nacional, por el que las estrategias europeas son solamente consideradas en función de los beneficios obtenibles a escala nacional; pero con muy escasa visión comunitaria.

CAPITULO III. DESDE EL TRATADO CONSTITUCIONAL AL AÑO 2016.

19. La Energía en los Tratados. 2004-2007

Más allá del Tratado de la Comunidad Europea del Carbón y del Acero (1951), cuya vigencia expiró el 23 de julio del año 2002, del Tratado de la Comunidad Europea de la Energía Atómica, y de algunas disposiciones del Tratado de la Comunidad Europea inmediatamente relacionadas con la energía, la regulación en esta materia por parte del Derecho originario es la que vendrá establecida en el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea [arts. 4.2.i) y 194 del TFUE], esto es, por el Tratado de la Comunidad Europea, una vez renovado tras la reforma operada al mismo por parte del Tratado de Lisboa. Una reforma que asume, aquí también, en materia energética, la estela marcada en la materia por el Tratado Constitucional de la Unión Europea (arts. I-14 y III-246).

Con anterioridad a la reforma lisboeta, la actuación normativa de las instituciones de la Unión en materia energética se basaba en diversas disposiciones del TCE (las relativas a la aproximación de legislaciones que tienen por objeto la instauración y funcionamiento del mercado interior¹⁷⁷; la referente a las redes transeuropeas¹⁷⁸; las relacionadas con la coordinación de las acciones de los Estados miembros en materia de investigación y desarrollo tecnológico¹⁷⁹; o de la política común en materia medioambiental¹⁸⁰)¹⁸¹. La introducción del mencionado art. 194, tras el reconocimiento de la materia energética como ámbito de competencia compartida (art. 4.2.i), establecerá novedosamente una base jurídica única para la definición de la política energética común, superando la previa dimensión sectorial¹⁸². Veamos pues, brevemente, la novedad anticipada por el Tratado Constitucional e introducida por la reforma de Lisboa.

19.1. Tratado Constitucional.

El 29 de octubre de 2004, los 25 Jefes de Estado o de Gobierno firmaron en Roma el Tratado Constitucional Europeo. La Constitución era el resultado de un largo proceso de integración marcado, a la vez, por las sucesivas ampliaciones de la Unión pretendiendo sustituir a todos los tratados existentes excepto el Tratado Euratom.

La Constitución nace, según se recoge en el Título I Artículo I-1, de la voluntad de los ciudadanos y de los Estados de Europa de construir un futuro común, y crea la Unión Europea, a la que los Estados miembros atribuyen competencias para alcanzar sus objetivos comunes. La Unión ejercería la coordinación de las políticas de los Estados miembros, encaminadas a lograr dichos objetivos y ejercería, de modo comunitario, las competencias que éstos le atribuyan. Y se fundamenta en los valores ya expresados en el Tratado de Ámsterdam a los que se añade el respeto a las minorías.

El artículo I-3 definía los objetivos de la Unión, tales como promover la paz, sus valores y el bienestar de sus pueblos, ofrecer a sus ciudadanos un espacio de libertad, seguridad y justicia sin fronteras interiores, un mercado interior en el que la competencia sea libre y no esté falseada, obrar en pro del desarrollo sostenible de

¹⁷⁷ Arts. 114 y 115 TFUE; ex 94 y 95 TCE.

¹⁷⁸ Art. 170 TFUE, ex 154 TCE.

¹⁷⁹ Art. 181 TTFUE, ex 165 TCE.

¹⁸⁰ Art. 191 TFUE, ex 174 TCE.

¹⁸¹ En todo caso, y aunque no se trata de un título competencial, es de señalar, asimismo, que el TUE, al reconocer los grandes objetivos de la Unión (art. 3), hace una mención expresa a la “mejora de la calidad del medio ambiente” (apartado 3) y al “desarrollo sostenible del planeta” (apartado 5).

¹⁸² Sobre la materia: MARLETTA, M. (2011), *Energia, integrazione europea e cooperazione internazionale*, Torino, pp. 5 y ss.; de la misma autora (2012): “Il Trattato di Lisbona e gli sviluppi nel settore dell’energia”, en: *I Quaderni Europei. Serie Energia*, nº 1 (L’azione dell’Unione nel settore dell’energia), pp. 7 y ss.; MOSCHETTA, M.T. (2014), *op.cit.* pp 91.

Europa basado en un crecimiento económico equilibrado y en la estabilidad de los precios, en una economía social de mercado altamente competitiva, tendente al pleno empleo y al progreso social, y en un nivel elevado de protección y mejora de la calidad del medioambiente. Asimismo, tenía como objetivo el promover el progreso científico y técnico.

Uno de los mayores avances se daba en las relaciones entre la Unión y los Estados miembros. La Unión, en su artículo I-5. en lo que se refiere a las relaciones entre la Unión y los Estados miembros, respetará las funciones esenciales del Estado en cuanto a su integridad territorial, orden público y la salvaguarda de la seguridad nacional, dentro del respeto y cooperación leal, asistiéndose mutuamente en el cumplimiento de las misiones derivadas de la Constitución. Es significativo el principio de cooperación leal por el que la Unión y los Estados miembros se respetan y asisten mutuamente facilitando a la Unión la ejecución de las obligaciones constitucionales y abstenerse de cualquier medida que ponga en peligro la consecución de los objetivos.

La Unión se regiría en su funcionamiento en cuanto a delimitación de competencias por el principio de atribución en virtud del cual la Unión actúa dentro de los límites de las competencias que los Estados miembros le atribuyen. Y en cuanto al ejercicio de las competencias por el principio de subsidiariedad y proporcionalidad. Pero en el artículo I-12 indica que cuando la Constitución atribuya a la Unión una competencia exclusiva en un ámbito determinado, sólo la Unión podrá legislar y adoptar actos jurídicamente vinculantes, mientras que los Estados miembros, en cuanto tales, únicamente podrán hacerlo si son facultados por la Unión o para aplicar actos de la Unión.

En lo que afecta a los ámbitos de competencia de la Unión, el artículo I-14.2 destaca que las competencias en materia de medioambiente, redes transeuropeas, energía y los transportes eran, entre otras más, competencias compartidas, si bien en los ámbitos de la investigación, el desarrollo tecnológico y el espacio, artículo I-14.3, la Unión disponía de competencia para llevar a cabo acciones, en particular destinadas a definir y realizar programas, sin que el ejercicio de esta competencia pudiera tener por efecto impedir a los Estados miembros ejercer la suya.

En las actuaciones del Consejo, el artículo I-25.1 definió que la mayoría cualificada se obtuviese por el 55% de los miembros del Consejo, que incluyesen al menos a quince de ellos y que representasen al menos al 65% de la población, sistema de representación conocido como *doble mayoría*. Se estableció una minoría de bloqueo compuesta al menos por cuatro miembros del Consejo a falta de lo cual la mayoría cualificada se consideraría alcanzada.

El artículo III 246 hace referencia a la contribución de la Unión en el desarrollo de las redes transeuropeas de energía favoreciendo la interconexión e interoperabilidad teniendo en cuenta la necesidad de conexión de las regiones insulares, aisladas y periféricas con las regiones centrales de la Unión.

En materia de defensa del medioambiente, el Tratado Constitucional en su Segunda Parte, artículo II-97¹⁸³ incorpora la Carta de Derechos Fundamentales aprobada en Niza (2000). Art. I.9.1. El artículo III-233 del Tratado Constitucional indicaba que la Política de la Unión debería contribuir a los objetivos de preservación y protección del medio, de la salud de las personas, a la utilización racional de los recursos naturales y a la promoción de las medidas destinadas a hacer frente a los problemas medioambientales regionales o planetarios.

La gran novedad, para el tema que nos interesa, vino de la mano del artículo III-256, dedicado a la “Energía”, el cual estableció los objetivos de la Política Energética en el marco del mercado interior y el cambio climático:

- garantizar el funcionamiento del mercado de la energía;
- garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión, y
- fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables.

Las medidas que desarrollarían estos objetivos, se harían por medio de una ley europea o ley marco, previa consulta al Comité de las Regiones y al Comité Económico y Social, sin afectar a los derechos de los Estados miembros a determinar condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético.

La aprobación del texto del Tratado de la Constitución Europea por el Consejo se quiso hacer antes de la adhesión a la Unión de los 10 nuevos miembros, pero no fue posible por diferencias en el reparto de los votos de cada Estado miembro en el Consejo, en cuya discusión España, arrastrada por la posición extrema del Primer Ministro Aznar, tuvo un papel poco edificante.

La ratificación del Tratado por la totalidad de los Estados miembros no fue posible. En general las críticas más extendidas procedían de que tal Constitución no dimanaba de una Asamblea Constituyente y que no era requerida una aprobación directa por los ciudadanos europeos. El 29 de mayo de 2005 Francia rechazó en referéndum el Tratado con un 54% de votos en contra. Tan solo un mes más tarde, el 1 de junio de

¹⁸³ El texto del artículo II-97 del Tratado Constitucional dice textualmente. “*La protección y mejora del medioambiente debe de integrarse en las políticas de la Unión, aseguradas conforme al principio del desarrollo sostenible*”.

2005, Holanda no ratificó el Tratado por un 61% de los ciudadanos que votaron en contra en una consulta no vinculante desaprobando a su Parlamento nacional. Fuimos muchos los que no entendimos cómo no se volvieron a realizar nuevos referéndums, como se hizo en el caso de la adhesión de Irlanda en la ratificación del Tratado de Lisboa.

19.2. Tratado de Lisboa.

Tras el fracaso de la ratificación del Tratado Constitucional de la Unión Europea se comenzó un proceso de reforma que dio paso al Tratado de Lisboa, firmado en Diciembre del 2007 en el que se mantuvieron gran parte de las innovaciones y reformas institucionales que se incluyeron en el Tratado Constitucional de Roma. Pero el cambio de mayor trascendencia institucional y político fue que el Tratado Constitucional era una “Constitución” Europea (una Constitución en sentido material, aunque formalmente fuera un Tratado Internacional) que consolidaba el proceso de integración derogando los anteriores Tratados, mientras que el Tratado de Lisboa los modificaba. Se abandona la idea de dotar a Europa de una “Constitución” y el derecho de la Unión sigue fundamentándose en los tratados internacionales¹⁸⁴ (Lisboa recoge gran parte del contenido del Tratado constitucional, pero de una forma “desconstitucionalizada”).

Al margen de esta sustancial diferencia, hay algunos aspectos simbólicos como la no inclusión en el Tratado de Lisboa de la bandera, el himno y el lema, y el cambio de denominación del Ministro de Asuntos Exteriores por el de Alto Representante. En el aspecto normativo, es destacable que la Carta de Derechos Fundamentales de la UE adquiere, por fin, eficacia jurídica vinculante, con el mismo valor que los Tratados (art. 6.1 TUE), de manera que, ahora, por poner un ejemplo relacionado con el tema, “la

¹⁸⁴ El Tratado de Lisboa entró en vigor, una vez de ser ratificado por todos y cada unos de los EEMM, el 1 de diciembre de 2009. Es un “Tratado de Reforma” de los Tratados existentes, esto es, del “Tratado de la Unión Europea” o TUE y del “Tratado de la Comunidad Europea” o TCE - Tratado al que se cambia de denominación previendo que pase a llamarse, como ya se ha señalado, “Tratado de funcionamiento de la Unión Europea” o TFUE. El Tratado de Lisboa fue publicado en el Diario Oficial de la UE, el 17 de diciembre de 2007: 2007/C 306/01, y puede ser consultado en la dirección web:

<http://eurlex.europa.eu/JOHtml.uri=OJ:C:2007:306:SOM:ES:HTML>.

Las versiones consolidadas (tras la reforma de Lisboa) de los Tratados constitutivos (TUE y TFUE y Euratom) fueron publicadas en el DO de la UE, de 9 de mayo de 2008, 2008/C 115/01. Para consultar la última edición oficial de dichas versiones así como de la Carta de DFUE véase el Diario Oficial de la UE de 7 de junio de 2016 (2016/C 202/1), por ejemplo en:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ:C:2016:202:TOC>

Para un análisis más detallado sobre esta importante reforma: De forma más detallada, entre otros: ALONSO GARCÍA, R, (2014), “Sistema jurídico de la Unión Europea” *Civitas / Thomson Reuters*, Madrid, 2014 (4ª ed.), pp. 40 y ss. ; MANGAS MARTÍN, A. & LIÑÁN NOGUERAS, D.(2016), “Instituciones y Derecho de la Unión Europea”, *Tecnos*, Madrid, 2016 (9ª ed.), pp. 42 y ss.

protección del medio ambiente” (art. 37 de la Carta DFUE)¹⁸⁵, rige con el máximo nivel normativo de la Unión, tanto frente a la actuación institucional de la misma, como frente a la de los Estados miembros (cuando estos están aplicando Derecho de la Unión), según establece el art. 51 de la Carta¹⁸⁶.

Por lo que se refiere a la materia con incidencia en el ámbito de la energía, el artículo 122 TFUE (ex art. 100 TCE) sigue previendo que: “(...) “el Consejo, a propuesta de la Comisión, en base al espíritu de solidaridad en los Estado Miembros, puede decidir tomar las medidas adecuadas a la situación económica, si surgen dificultades graves en el suministro de determinados productos”, pero la reforma de Lisboa añadirá una frase final, destacando que: “en particular en el sector de la energía”. Por su parte, el artículo relativo a las “redes transeuropeas” sigue intacto, como antes de la reforma (ahora art. 170, ex 154), disponiendo, en su primer apartado, que: “a fin de contribuir a la realización de los objetivos contemplados en los artículos 26 y 174 y de permitir que los ciudadanos de la Unión, los operadores económicos y los entes regionales y locales participen plenamente de los beneficios resultantes de la creación de un espacio sin fronteras interiores, la Unión contribuirá al establecimiento y al desarrollo de *redes transeuropeas en los sectores* de las infraestructuras de transportes, de las telecomunicaciones y de la *energía*”.

La principal innovación del TFUE en materia de energía, establecida por la reforma de Lisboa, es la producida, como ya hemos adelantado, con el renovado art. 194 (tras el reconocimiento, en el art. 4.2.i, de la actuación en energía como competencia compartida), artículo en el que se recogen los objetivos de la Unión en esta materia, que son los mismos que anticipaba el Tratado Constitucional. Estos objetivos, que aparecen directamente relacionados con la idea de realización y funcionamiento del mercado interior y la tutela medioambiental, son:

- garantizar el funcionamiento del mercado común de la energía, funcionamiento que presupone la liberalización del sector energético, esto es, un mercado de la energía funcionando según las reglas del mercado interno y de la competencia (y que se ha realizado, acompañada de medidas de control público sobre las empresas encargadas de la prestación de servicios de interés económico general).
- garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión;
- fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables.

¹⁸⁵ “En las políticas de la Unión se integrarán y garantizarán, conforme al principio de desarrollo sostenible, un nivel elevado de protección del medio ambiente y la mejora de su calidad”.

¹⁸⁶ Tres Estados negociaron cláusulas específicas al respecto, entre ellos el Reino Unido (*vid.* el Protocolo anexo nº 30), Estado que, por cierto, y en atención al resultado del referéndum celebrado el 23 de Junio de 2016, aprobó su retirada de la Unión Europea, en virtud del artículo 50 TUE, en un proceso conocido como Brexit.

- fomentar la interconexión de las redes energéticas

Por lo que se refiere al procedimiento de actuación normativa de las instituciones, el segundo apartado del citado artículo señala que las “medidas necesarias” para alcanzar tales objetivos serán establecidas, mediante procedimiento legislativo, previa consulta al Comité de las Regiones y al Comité Económico y Social, por el Parlamento Europeo y el Consejo. Ahora bien, tales medidas, están limitadas por unas “reservas de competencia” en la materia a favor de los Estados, pues, como sigue disponiendo el mencionado segundo apartado, esas medidas de la Unión no podrán afectar al derecho de un Estado miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético, sin perjuicio de la letra c) del apartado 2 del artículo 192¹⁸⁷.

20 Eficiencia Energética 2005

20.1. Libro Verde Eficiencia Energética. 2005.

Los Estados de la Unión Europea consumían en 2001 cerca de 1.725 Mtoe (millones de toneladas equivalentes de petróleo, que suponía un costo de 500.000 millones € al año de los que cerca del 50% (240.000 millones €) tenían un impacto negativo en la balanza comercial comunitaria. Este consumo de energía tenía además un impacto medioambiental importante ya que generaba el 78% de las emisiones de gases efecto invernadero de las que un tercio correspondían al sector del transporte.

Según datos del Libro Verde de Eficiencia Energética de 2015¹⁸⁸, desde el principio de los años 70 hasta 2002 el consumo de energía de la UE-25 aumentó en casi el 40%, o sea, el 1% anual, mientras que el producto interior bruto (PIB) se duplicó, creciendo al 2,4% anual. Por tanto, la intensidad energética, que expresa la relación entre el consumo energético y el PIB, disminuyó en un tercio. Sin embargo, desde el año 2000, la mejora de la eficiencia energética ha sido menos importante, tan sólo en el 1% en dos años.

¹⁸⁷ Este punto c) del art. 192.2 alude, por su parte, a que el Consejo, por unanimidad, podrá adoptar, con arreglo a un procedimiento legislativo especial (a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones): “las medidas que afecten de forma significativa a la elección por un Estado miembro entre diferentes fuentes de energía y a la estructura general de su abastecimiento energético”. Y todavía, el tercer apartado del artículo 194 establecerá que “no obstante lo dispuesto en el apartado 2, el Consejo, con arreglo a un procedimiento legislativo especial, por unanimidad y previa consulta al Parlamento Europeo, establecerá las medidas mencionadas en ese apartado cuando sean esencialmente de carácter fiscal”.

¹⁸⁸ EU Commission (2005). COM (2005) 265 final “*Libro Verde de la Energía*” «Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura» Bruselas, 22.06.2005.

Los combustibles fósiles, responsables en gran medida de las emisiones de CO₂ previstas para el año 2030¹⁸⁹, podrían superar en más del 14% las emisiones de CO₂. Si se mantenía la tendencia de consumo energético, basado en un 80% de combustibles fósiles, los efectos generados romperían los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero GHG con muy preocupantes consecuencias. La Comisión entendía que se podría conseguir una reducción de las emisiones de GHG del 50% mediante actuaciones en eficiencia energética.

La UE concluyó que la disminución del consumo energético era un objetivo político alineado con los planteamientos y objetivos de la Estrategia de Lisboa. El Libro Verde sobre la eficiencia energética lanzó el debate sobre cómo la Unión Europea podría reducir en un 20% su consumo de energía con relación a las proyecciones para el año 2020. Las proyecciones indicaban que, si se mantenían las tendencias, este consumo alcanzaría las 1.900 Mtoe en 2020. Por tanto, el objetivo era llegar, gracias a un ahorro de energía del 20%, al nivel de consumo de 1.520 Mtoe en 1990.

Aunque en los años noventa la mejora de la eficiencia energética era del 1,4% anual, este porcentaje se redujo desde entonces y en 2005 se había estancado en el 0,5%, lo cual mostraba que los esfuerzos eran insuficientes.

En este contexto, mediante este Libro Verde de la Eficiencia Energética que se presentó en los momentos previos de la entrada en vigor del Tratado de la Constitución Europea, la Comisión se plantea una estrategia para ahorrar en el marco del programa el 20% del consumo de energía lo que significaría un ahorro de 60.000 millones € por año, el equivalente del consumo en 2001 de Alemania y Finlandia. Para ello se requerían inversiones importantes que, como contrapartida adicional, tendrían el efecto de crear un millón de puestos de trabajo.

No era menos despreciable el efecto que esta estrategia de eficiencia energética suponía para la seguridad del suministro. El Libro Verde partía del supuesto de que en el año 2030 la UE dependería energéticamente del 90% de las importaciones de petróleo y en un 80% de las de gas, en momentos en que los recursos internos propios de gas y petróleo se irían reduciendo progresivamente por agotamiento de los yacimientos del Mar del Norte.

Por todo ello y con el fin de alcanzar el objetivo planteado la Comisión se plantea las siguientes acciones claves como, el establecer planes anuales de eficiencia energética a nivel nacional con una visión de costo-beneficio, haciendo ejercicios de benchmarking entre distintos Estados Miembros, llevar la información a los

¹⁸⁹ EU Commission (2005). COM (2005) 35. Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: *“Ganar la batalla contra el cambio climático mundial”* Bruselas, 09.02.2005.

ciudadanos, nuevas políticas de ayudas públicas e incentivos e instrumentos de financiación, etc.

La Comisión puso en marcha un sistema muy novedoso de consulta pública a gran escala abierta, no solo al Parlamento, al Consejo y a las industrias, sino a todos los ciudadanos, mediante un cuestionario que planteaba respuestas a una serie de ideas, conceptos y actuaciones.

Se consideró necesario, además, tomar una serie de medidas específicas para mejorar la eficiencia energética al entender que había factores bien conocidos e identificados que suponían barreras para ello. En primer lugar, denunciaba la falta de información sobre costos y disponibilidad de nuevas tecnologías, la falta de formación de los técnicos, ausencia de normalización de equipos y componentes, etc., lo que tenía efectos negativos en los procesos de negociación de la financiación debido a la aversión al riesgo que acompañaba el invertir en tecnologías novedosas y poco maduras prefiriendo invertir en tecnologías más conocidas.

Por otro lado los sistemas de tarifas de los productos energéticos que no incluyesen los costos externos no hacían fácil la toma de decisiones económicas en inversiones en eficiencia energética, lo que era más preocupante en el sector del transporte que, al no reflejar todos los costos sociales, creaban una demanda artificial. La estructura tarifaria actual y los bajos precios podrían incluso llevar a un mayor consumo. Se constataba, también, un escaso esfuerzo por hacer conscientes a los consumidores del precio de su consumo energético. Un sistema de contadores inteligentes podría reducir el consumo cuando el precio de la electricidad fuese elevado.

La Comisión reconocía que la definición de una Política Energética en la Unión europea era una tarea compleja, dado que se trataba de un ámbito en el que intervenían numerosos participantes y por tanto era necesario un fuerte mensaje político para la definición de una nueva política de eficiencia energética a largo plazo y un marco general estructurado. Se indicaba que eran las autoridades energéticas nacionales, regionales y locales, a quienes correspondía aplicar este marco general, de acuerdo con el principio de subsidiariedad, estableciendo planes de acción con medidas concretas en eficiencia energética.

La Unión Europea podría proponer medidas fiscales para estimular la puesta en práctica de tales acciones, a pesar de las limitaciones en sus competencias en materia fiscal que le impedían actuar de en concordancia con los objetivos de otras políticas. En este sentido, ya se habían tomado medidas con la aprobación de la Directiva

2003/96/CE¹⁹⁰ sobre la imposición de los productos energéticos y de la electricidad en actividades como el desarrollo de las energías renovables, la cogeneración el transporte, etc. Entre las competencias fiscales de la UE se encuentra la relativa a los impuestos sobre los productos energéticos, en forma de impuestos especiales. Esta herramienta podría utilizarse para avanzar hacia la armonización de los regímenes fiscales¹⁹¹, por ejemplo, para la promoción de los vehículos que utilizaran combustibles más limpios y más eficientes en el consumo de energía.

Otros instrumentos fiscales, enunciados en el Libro Verde, que servirían para reforzar el efecto positivo hacia una mayor eficiencia energética serían:

- Concentración de esfuerzos fiscales en materia de impuestos especiales por ejemplo en la armonización de tipos para evitar la distorsión de la competencia, diferenciación fiscal en la promoción de las energías renovables, etc.
- Una aproximación al alza de los impuestos especiales sobre los productos energéticos y los impuestos en electricidad en actividades productivas.
- El tratamiento fiscal del transporte en impuestos especiales e IVA.
- El tratamiento fiscal del consumo de energía en edificios para calor y frío.
- Racionalización de las exenciones fiscales.

El Libro Verde propuso medidas específicas en eficiencia energética en edificios en línea con las medidas y los objetivos de la Directiva 2002/91/EC¹⁹² cuya transposición a los Estados miembros les permitía acceder a metodologías de cálculo del rendimiento energético de edificios.¹⁹³ Se hacía un especial énfasis en el alumbrado de edificios y en la sustitución de lámparas de incandescencia por lámparas de tecnología LED. También en electrodomésticos y en la limitación del consumo en vehículos, que representaban el 10% del consumo total de energía, proponiéndose un acuerdo voluntario para la limitación de las emisiones de CO₂ a 120 gramos/ km.

La Comisión consideraba que, más allá de las medidas que pudiera proponerse para impulsar la eficiencia energética, existían mecanismos e instrumentos de un carácter horizontal en los que se tenían competencias y que en general eran poco utilizados.

¹⁹⁰ EU Council (2003). Directiva 2003/96/CE del Consejo por la que “se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad”. Bruselas 27.10.2003.

¹⁹¹ EU Commission COM (2002) 431: Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Bruselas “Taxation of passenger cars in the European Union - options for action at national and Community levels” Bruselas, 06.09.2002.

¹⁹² EU Parliament and Council (2002). Directiva 2002/91/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a “la eficiencia energética de los edificios”. Bruselas, 16.02.2002.

¹⁹³ España se retrasó más de un año en la transposición de la Directiva. En su aplicación tenían competencias las autonomías que se mostraron reacias a ello, movidas por la oposición de las empresas de la construcción e inmobiliarias.

Se refería, expresamente, a las inversiones comunitarias en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías de mayor eficiencia energética que incidan en una mayor participación de las energías renovables, en la eficiencia en centrales de combustibles sólidos, de las redes eléctricas, de los vehículos, etc. El Séptimo Programa Marco de Investigación y Desarrollo, en el área de Energía, proponía una serie de líneas de investigación y acciones de desarrollo en los ámbitos indicados, al igual que el programa Energía Inteligente para Europa EEI II, arriba descrito.

20.2. Eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos¹⁹⁴

La Directiva 2006/32 expuso la necesidad de mejorar la eficiencia del uso final de la energía, gestionar la demanda energética y fomentar la producción de energía renovable y con ello reducir las emisiones de GHG y sus efectos en el cambio climático. Los requerimientos estaban alineados con los objetivos articulándose normativas, mecanismos jurídicos financieros para permitir su desarrollo, impulsando el desarrollo del mercado de servicios energéticos.

El objetivo general fue alcanzar un 9% de ahorro en los servicios energéticos en 9 años, para lo cual los Estados miembros adoptarían las medidas necesarias, Con el fin de presentar el primer Plan de Acción para la Eficiencia Energética, los Estados miembros determinarían un objetivo nacional de ahorro energético para el tercer año de aplicación de la Directiva, acompañado de una estrategia de actuaciones e hitos intermedios. Las propuestas serían analizadas por la Comisión. Se hizo un énfasis especial en las medidas en eficiencia energética en el sector público, en principio por cumplir una función didáctica pero, además, porque el sector era un gran consumidor de energía sin haberse aplicado en él medidas de eficiencia energética.

La Directiva dejó a los Estados miembros elegir entre los distintos instrumentos disponibles para mejorar la eficiencia energética y promover mercados de servicios energéticos. Los Estados de la UE deben informar a la Comisión Europea del enfoque para la transposición de la Directiva de cada uno de los tres sucesivos Planes Nacionales de Acción para la Eficiencia Energética. Los Estados miembros asignarán a autoridades u organismos nuevos o existentes el control general y la responsabilidad de la vigilancia de las normas generales establecidas en relación con el objetivo de ahorro de energía, verificando el ahorro de energía resultante de los servicios energéticos y de otras medidas de mejora de la eficiencia energética.

La Comisión desarrolló en 2008 un sistema armonizado *bottom up* para la medición y cálculo de ahorro de energía. El informe anual realizado mediante la metodología descrita en la propia Directiva, debía recoger la evolución del consumo hacia el

¹⁹⁴ Directiva 2006/32/CE del Parlamento europeo y del Consejo, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos y por la que se deroga la Directiva 93/76/CEE del Consejo. Bruselas 05.04.2006

objetivo de reducción, y en su caso las medidas correctoras para volver a la senda hacia el objetivo, así como las acciones más significativas.

En el Anexo III de la Directiva se presentaron ejemplos de medidas de mejora de la eficiencia energética, una relación muy ilustrativa de las mejores oportunidades para ser también más “eficiente” en la aplicación de los recursos en diferentes sectores de la actividad: residencial, industrial, transporte, actividades intersectoriales.

La Directiva sobre el uso final de la energía de eficiencia y los servicios energéticos no entró en competencia con el sistema de comercio de emisiones, sino que incorporó aquellas áreas no cubiertas por la Directiva de Comercio de Emisiones. En consecuencia la Directiva no era de aplicación a aquellas empresas con actividades exceptuadas, de acuerdo con la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de emisiones de gases de efecto invernadero.

21. Innovación y Competitividad. Sostenibilidad.

21.1. Programa Marco para la Innovación y Competitividad CIP. 2006

El Consejo Europeo y el Parlamento europeo establecieron en octubre de 2006, a propuesta de la Comisión, un “Programa Marco para la Innovación y Competitividad”¹⁹⁵ en línea con la Estrategia de desarrollo sostenible definida por el Consejo Europeo de Gothenburg de 2001, “*con el fin de garantizar que el crecimiento económico, la inclusión social y la protección del medioambiente avancen a la par*”; programa marco destinado especialmente a las Pymes.

El Programa Marco no incluyó las actividades de I+D+i sino que eran consideradas como un complemento del 7º Programa Marco para acciones de investigación, desarrollo tecnológico y demostración; especialmente en cuanto a la financiación de los resultados de la investigación, a la comercialización de las nuevas tecnologías, así como de las tecnologías innovadoras ya existentes.

Los objetivos del Programa Marco se planteaban en tres campos específicos: «Programa para la iniciativa empresarial y la innovación». «Programa de apoyo a la política en materia de TIC» y «Programa Energía inteligente Europa».

En el artículo 25, se introdujo el concepto de *innovación ecológica* por el que se entendía “*cualquier forma de innovación que persiga un avance significativo y demostrable respecto del objetivo del desarrollo sostenible, mediante la reducción de las repercusiones negativas sobre el medioambiente o la consecución de un*

¹⁹⁵ EU Parliament and Council (2006). Decisión 1639/2006/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, “*Un programa marco para la innovación y la competitividad*” (2007-2013)”. Bruselas, 24.10.2006.

aprovechamiento más eficiente y responsable de los recursos naturales, entre ellos la energía”.

Es muy significativo el comentario que hace en cuanto al concepto de innovación y su aplicación, lo que permite pensar que la Comisión percibía, desde hacía algún tiempo, que el manejo del concepto se estaba pervirtiendo a favor de intereses económicos y políticos de los diferentes agentes y que se estaban sustrayendo a las empresas la financiación destinada a fomentar sus actividades de innovación y su comercialización. Citaba la prioridad que el Consejo Europeo de Bruselas de marzo 2003 dio a la innovación y a la iniciativa empresarial, en el que se subrayó *“la necesidad de que Europa haga un mayor esfuerzo por traducir las ideas en un valor añadido real”.*

Y continuaba, con una insistencia poco frecuente en estas Decisiones, diciendo que *“el modelo lineal de innovación, que asume que la investigación lleva automáticamente a la innovación, ha demostrado ser insuficiente para explicar el rendimiento en materia de innovación y para diseñar respuestas políticas apropiadas a la misma”.* Termina diciendo que *“la gobernanza y la innovación deben formar parte del programa para la iniciativa empresarial y la innovación. Ello debe contribuir a garantizar que la innovación sirva para promover la competitividad y a hacer que se traduzca en una aplicación práctica en las empresas”.*

En lo relacionado con el programa específico “Energía inteligente para Europa” la Decisión empezó por considerar lo que el Artículo 174 del Tratado de la Comunidad Europea dice en cuanto a la utilización racional y prudente de los recursos naturales que comprenden todas las fuentes de energía como los combustibles fósiles, consideradas como fuentes principales de la emisión de GHG y las energías renovables. Recoge información del Libro Verde “Hacia una estrategia europea de seguridad en el abastecimiento energético”¹⁹⁶ destacando que la dependencia energética podría incrementarse hasta el 70% en 20 o 30 años, subrayando la necesidad de equilibrar la política de suministro con una reducción del consumo en los sectores de transporte y construcción, otorgándose prioridad al desarrollo de nuevas fuentes de energía y de las energías renovables, de manera que participasen en la oferta energética, o mix, en un 12% antes del año 2010 y de un 22,1 % del consumo de electricidad.

Insiste en la eficiencia energética de los edificios nuevos y existentes, y pide a los Estados miembros que apliquen los requisitos mínimos de rendimiento energético y que garanticen la certificación energética de edificios de acuerdo con la Directiva 2002/91/CE del Parlamento y del Consejo.

¹⁹⁶ EU Commission (2000). COM (2000) 769 Final., «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» Libro Verde de la Comisión. Bruselas, 29.11.2000.

Igualmente insiste en la necesidad de aplicación de las Directivas 2003/30/CE¹⁹⁷ y 2004/8/CE¹⁹⁸ relativas al uso de los biocarburantes y a la cogeneración, pidiendo a los Estados miembros la aplicación de medidas y planes de actuación para su cumplimiento. El objetivo para el año 2010 era que los biocarburantes supusieran un 5,75% del total de combustibles utilizados en el transporte. En términos generales se establecía una reducción del consumo total de energía y de la intensidad energética de un 1% cada año de duración del programa.

Se integran en el Programa Marco, y dentro del Programa Energía Inteligente para Europa, tres programas ya existentes SAVE, de eficiencia energética, ALTENER de desarrollo de las energías renovables y STEER de desarrollo de la eficiencia energética y el uso fuentes de energías renovables en el sector de transporte.

El Programa Marco para la Innovación y Competitividad abarcó desde el 1 de enero de 2007 al 31 de diciembre de 2013. Su dotación presupuestaria era de 3.621,3 M€, de los cuales el 20% se destinan al programa Energía Inteligente para Europa. La Comisión adoptó programas de trabajo anuales. Se estableció un mecanismo de control y evaluación, por el cual la Comisión elaboraría un informe anual de ejecución del programa marco en el que se indicasen las actividades de innovación tecnológica. Además se establecían evaluaciones intermedias en diciembre de 2009 y una evaluación final antes de diciembre de 2011.

21.2. Libro Verde. Estrategia de energía sostenible, competitiva y segura. 2006

En 2006, en pleno proceso de digestión del fracaso de la ratificación del Tratado de la Constitución Europea, aprobado en Roma el 29 de octubre de 2004, la Comisión publicó en marzo de 2006 el Libro Verde¹⁹⁹ sobre “Estrategia para una energía sostenible, competitiva y segura”, a modo de revisión estratégica de la energía en la UE, para ser presentada al Parlamento y al Consejo Europeo como ejercicio previo a la redefinición de una Política Energética.

Tanto el análisis de la situación energética de partida, como la valoración de las dificultades y barreras para superar los problemas y hacer frente a las posibles soluciones, daban lugar a planteamientos recurrentes. Recordemos que tan solo un año antes, en marzo de 2005, se publicó el Libro Verde de Eficiencia Energética en el

¹⁹⁷ EU Commission (2003). Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al *“fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte”*. 8 de mayo de 2003.

¹⁹⁸ EU Parliament and Council (2004). Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al *“fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía”* y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE. 11 de febrero de 2004.

¹⁹⁹ EU Commission (2006). COM (2006) 317 final *“Libro Verde. Estrategia para una energía sostenible, competitiva y segura”*. Bruselas, 8.3.2006.

que se hacía una exposición sobre los motivos que impulsaban a realizar tal estudio. Sin embargo se vuelve a insistir en ellos, sencillamente por entender que los grandes retos de la política energética se mantienen inalterables y los ejes en los que se basaba cualquier ejercicio eran:

- Dependencia Energética, un eje cuantitativo y estratégico de una política energética, del que fundamental cuelgan todas las acciones en menor consumo de energía, uso eficiente energética.
- Energía Sostenible, un eje cualitativo y social de una política energética, un concepto amplio en el que se enmarcan acciones como: la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, que inciden en el calentamiento global, el desarrollo y uso de las fuentes de energía renovables, el acceso de todos los ciudadanos a la energía, el desarrollo del mercado interior de energía, etc.

Todo lo demás son acciones, herramientas, instrumentos para el desarrollo de las estrategias emanadas de los ejes de la política energética.

Estos ejes contribuyen a formar el frontispicio de todas las acciones que en materia de energía se toman en la Comisión y, por ello, todos los planes y actuaciones son tan recurrentes, pudiéndose comprobar, como veremos más tarde, que el resultado de las acciones propuestas y reguladas no siempre han estado en consonancia con los objetivos. Además, y ésta es una opinión personal, pero compartida por funcionarios de la propia Comisaría de Energía, la Comisión se sentía con limitaciones de avanzar al ritmo deseado por cuanto los Estados miembros, a pesar de sus grandilocuentes manifestaciones, no se resignaban a ceder soberanía en temas energéticos considerados, por encima de todo, como de interés nacional.

A ello se debía su recurrente manifestación de la situación energética. Las esperanzas de un nuevo marco político legislativo depositadas en el Tratado de la Constitución, que pudieran remediar en algo esta situación, se vieron defraudadas nuevamente por los intereses económicos y políticos de algunos Estados miembros. Se cuestionan dos aspectos fundamentales: uno, si existe acuerdo para desarrollar una estrategia energética común en la UE, y dos, si los criterios de sostenibilidad, competitividad y seguridad deben ser los principios nucleares que la sostienen.

Se identificaron seis áreas claves de intervención:

- la competitividad en el seno del mercado interior de energía;
- la diversificación del balance energético;
- la solidaridad en cuanto a las crisis de suministro;
- del desarrollo sostenible;
- la innovación y tecnología;
- la política energética exterior.

Sobre el mercado interior de energía, el Libro Verde hace una muy seria reflexión acerca del proteccionismo que defiende posiciones nacionales dominantes en mercados controlados por muy pocas empresas, frente a un mercado interior europeo de la energía abierto en el que las competencias generarían precios más bajos y se mejoraría la seguridad del abastecimiento, potenciándose la competitividad. Recuerda que en julio del 2007 los ciudadanos de la UE tendrán el derecho legal de abastecerse de energía procedente de cualquier lugar de Europa y que se deben armonizar los enfoques normativos y regulatorios de los Estados miembros ante la apertura del mercado europeo para facilitar un mercado realmente competitivo.

Considera que hay que tomar acciones en el desarrollo de una red europea única, en lo que prácticamente no se había avanzado nada, articulándose un código de la red europea con normas comunes en materia de reglamentación. Propone la creación de un Organismo Europeo de Reglamentación de la Energía y un Centro Europeo de Redes de Energía que reúna a los operadores de la red en un órgano oficial. Destaca la necesidad de aumentar los niveles mínimos de interconexión en un 10%, tal como se acordó por el Consejo Europeo de Barcelona en 2002, lo que permitiría terminar con la situación de islas energéticas, entre las que por su volumen e importancia se encuentra España. En este campo la Comisión se propuso adoptar en 2006 una serie de medidas concretas a nivel de Estados miembros y otras a nivel Comunitario.

Plantea la necesidad de que se apliquen las Directivas vigentes en la separación de las vinculaciones societarias y operativas de compañías de transmisión y distribución de la generación, lo que supone un obstáculo para la apertura de los mercados nacionales a una competencia libre y equitativa. Y propugna que una Política Energética ha de favorecer las opciones más rentables basadas en un análisis económico de las opciones energéticas más eficientes con el fin de mejorar la competitividad industrial. La creación en diciembre del Grupo de Alto Nivel sobre competitividad, energía y medioambiente²⁰⁰ debía permitir la toma de acciones en los sectores afectados.

Un aspecto importante, y hasta cierto punto novedoso, destacado por el Libro Verde, es el relacionado con la Seguridad y Competitividad en el suministro de energía y en particular en lo que afecta a las políticas internas de los Estados miembros en la elección de su propio balance o mix energético. Pone como ejemplo que las decisiones de depender, principalmente o totalmente, de la energía nuclear o gas como fuente de energía para la producción de electricidad tendría repercusiones en la Comunidad, tanto en la seguridad energética como en la competitividad o en el medioambiente. La Revisión Estratégica del sector de la energía serviría para plantearse, mediante una metodología normalizada, mecanismos de decisión de los

²⁰⁰ EU Commission (2006). Decisión (2006/77/CE), por la que se crea un “Grupo de alto nivel sobre competitividad, energía y medioambiente”, de 23.12.2005.

Estados miembros en la elección de su mix energético, analizando las ventajas e inconvenientes de cada tecnología y los efectos secundarios en la dependencia energética y en el cambio climático. Se plantea la conveniencia de fijar un objetivo estratégico global que permita un equilibrio entre energía, seguridad y competitividad.

En materia de energías renovables, se destaca que el mercado de la UE genera un volumen de negocio de 15.000 millones de euros y da trabajo a 300.000 personas y considera que, desde un punto de vista tecnológico, las energías renovables empiezan a ser competitivas con los combustibles fósiles a nivel de precios²⁰¹ En paralelo a la revisión estratégica del sector de la energía, la Comisión propone contar con una Guía sobre la Energía Renovable que abarcara los aspectos relacionados con las metas y objetivos más allá del 2020 y con los mecanismos e instrumentos específicos para su alcance. Finalmente, dedica un espacio a la innovación en lo relacionado con el desarrollo de nuevas tecnologías energéticas.

En general, este Libro Verde aporta una visión más realista de la situación energética y de los grandes obstáculos que se presentan en el seguimiento de la doctrina de la Comisión, haciendo una crítica muy directa a las resistencias de los propios Estados miembros en su contribución a la aplicación de una política comunitaria. Propone una serie de acciones de clara componente estratégica. Y se dota de mecanismos estructurales y organizativos, más en la línea de una nueva política energética que estaba en el fondo de todos los postulados y que pronto vería la luz.

21.3. Las energías renovables en el siglo XXI: un futuro más sostenible. 2007.

El Consejo Europeo de Marzo de 2006²⁰² se pronunció acerca del liderazgo de la UE en energías renovables, solicitando a la Comisión líneas de actuación para hacer posible que la participación de estas energías alcanzase un 15% en 2015. Por otro lado el Parlamento Europeo aprobó una Resolución en diciembre de 2006 por la que se manifestaba a favor de que la participación de las Energías Renovables fuese un 20% en el mix energético en el año 2020. Había, por tanto, unanimidad en considerar que las energías renovables se presentaban como la única solución para dar respuesta por un lado a los problemas de las emisiones de CO₂, y por otro lado a la siempre latente dependencia energética de los combustibles fósiles en un mundo cada vez más demandante de energía, especialmente tras la entrada de los países emergentes en la escena económica e industrial.

²⁰¹ No comparto esa opinión. En 2007, la energía eólica era la tecnología más competitiva entre las energías renovables, pero su desarrollo estaba muy condicionado por la existencia de ayudas o subvenciones de diferente naturaleza. En Alemania, Dinamarca que fueron los países con mayor desarrollo de la Energía Eólica, se utilizó el sistema *market premium* para ayudar a obtener una adecuada y ajustada rentabilidad de la inversión. En España el sistema *feed in tariff* fue importante en el desarrollo inicial de las energías renovables, pero no evolucionó en la línea adecuada que evitase las inversiones especulativas.

²⁰² EU Council (2007). Documento del Consejo 7775/1/06 REV10.

La Comisión propuso al Consejo y al Parlamento Europeo²⁰³ que se fijase el objetivo jurídicamente vinculante de la participación de las energías renovables en un 20% de la matriz energética en el año 2020²⁰⁴. Esto supondría reducir el consumo anual de combustibles fósiles en unas 250 Mtoe lo que conllevaría un costo adicional²⁰⁵ de entre 10.000 a 18.000 millones de euros entre 2005 y 2020. Además, solicitó la participación de todos los Estados miembros en su incorporación de las energías renovables en generación de electricidad, en el transporte y en la calefacción y refrigeración.

A pesar de que formularse como objetivo de la UE el alcanzar en 2010 una participación del 12% de energías renovables, la Comisión considerada que tal objetivo no se iba a cumplir más allá del 10%. Y argumenta las razones que estaban incidiendo en este incumplimiento, siendo la principal el mayor costo de la energía producida por las fuentes renovables en comparación con otras fuentes convencionales, debido en gran medida al hecho repetidamente denunciado de que los precios de la energía obtenida a partir de los combustibles fósiles no incorporaban los costos externos. Otras causas del incumplimiento se centraban en los problemas administrativos que se presentan al tramitar los proyectos, permisos de conexión y acceso a la red, puesta en marcha y operación de las instalaciones, todo ello debido a la inadaptación de las normas y procedimientos existentes a las particularidades de las energías renovables en especial en transporte²⁰⁶ y calefacción y refrigeración de edificios.

La Directiva sobre electricidad renovable de 2001²⁰⁷, obligaba a los Estados miembros a adoptar y publicar, antes de octubre de 2002, un informe con los objetivos indicativos de consumo de electricidad renovable en términos de porcentaje del consumo total de

²⁰³ EU Commission (2006). COM (2006) 848 final. Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo *“Programa de trabajo de la energía renovable - Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible”* {SEC(2006) 1719} {SEC(2006) 1720} {SEC(2007) 12} Bruselas, 10.1.2007.

²⁰⁴ En el periodo comprendido entre los años 1995 y 2005 la energía primaria aportada por las energías renovables había pasado de 74,3 Mtoe a 114,8 Mtoe lo que supuso un incremento del 55%. El total de la demanda de energía primaria en la UE en 2005 era de 1.890 Mtoe y en consecuencia la participación de las energías renovables en el mix energético era en 2005 del 6%.

²⁰⁵ SEC (2006) 1719. Programa de trabajo de la energía renovable. Evaluación de impacto.

²⁰⁶ EU Commission (2006). COM (2006) 845. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament *“Informe sobre los progresos realizados respecto de la utilización de biocombustibles y otros combustibles renovables en los Estados miembros de la Unión Europea”*. Bruselas, 10.01.2007.

²⁰⁷ EU Parliament and Council (2001). Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la *“promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad”*. Bruselas 27.09.2001.

electricidad, en los 10 años siguientes²⁰⁸. Los objetivos nacionales del conjunto de los Estados miembros indicaban que, en el año 2010, el 21% de la electricidad procedería de energías renovables, si bien las últimos análisis la tendencia de consumo apuntaba al 19%, cerca por tanto de los objetivos planteados²⁰⁹.

La Comisión envía un mensaje a los Estados miembros y al propio Consejo cuando dice *“aunque algunos Estados miembros han adoptado políticas ambiciosas que han dado seguridad a los inversores, se ha visto que las estrategias nacionales son vulnerables a los cambios en las prioridades políticas. La ausencia de objetivos jurídicamente vinculantes para las energías renovables a nivel de la UE, el relativamente débil marco normativo comunitario sobre el uso de energías renovables en la sector del transporte, y la ausencia total de marco legal en el sector de la calefacción y refrigeración, han hecho que el avance se deba en gran medida a los esfuerzos de unos cuantos Estados miembros comprometidos”*.

Los objetivos en Biocombustibles estaban muy lejos de ser cumplidos. La Directiva de Biocombustibles²¹⁰ de 2003 establecía la mezcla del 2% de biocombustibles en gasolinas y gasoil, que debía de ascender al 5,25% en 2010. Pero los objetivos de los Estados miembros se redujeron al 1,4%. La Comisión alude a tres razones como causa del fuerte descenso de los objetivos. Posiblemente, la más importante era que las compañías petroleras tenían un excedente de gasolina como consecuencia de la dieselización del parque de automóviles, por lo que la aditivación de Bioalcohol se limitaba al límite necesario para alcanzar el octanaje²¹¹ requerido. Por el lado del biodiesel, el problema de su baja incorporación al gasóleo venía dado por la dificultad del suministro, como materia prima, de aceites vegetales a nivel mundial, lo que hizo que los precios de los aceites subieran de una forma tan espectacular que los costos producción del biodiesel eran superiores al del diesel en refinería. El mercado mundial de materias primas oleaginosas estaba controlado por cuatro grandes compañías.

²⁰⁸ EU Commission (2006). COM (2006) 849. Comunicación de la Comisión al Consejo y Parlamento Europeo. *“Acción de seguimiento del Libro Verde Informe sobre el progreso de la electricidad renovable”*. 10.01.2007.

²⁰⁹ La eólica era la tecnología con mayor producción de electricidad alcanzándose el objetivo previsto de 40 GW en 2010 con cinco años de anticipación. En 2005, la biomasa aportó 70 TWh de energía eléctrica. A pesar del relativo éxito de la Directiva, la Comisión incoó expedientes a seis Estados miembros por incumplimiento de la misma.

²¹⁰ EU Commission (2003). Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al *“fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte”*. Bruselas, 08.05.2003. La Directiva 2003/30/CE quedó derogada por la Directiva 2009/28/CE aplicable a partir del 1 de enero de 2012.

²¹¹ La destilación del petróleo genera más gasolina que gasoil; no se entiende por tanto la sinrazón de la dieselización del sector automóvil que ha provocado que la gasolina excedente haya de ser exportada. La aplicación de tecnologías avanzadas en gasolina reduce el consumo, genera menos CO₂ y sobre todos menos partículas y óxidos de nitrógeno que el gasoil. El Bioalcohol sustituía al aditivo para el octanaje ETBE (etil, tercil butil éter,) que a su vez sustituyó a los compuestos de plomo.

Como consecuencia de todo ello la Comisión elaboró una estrategia general para el desarrollo de los biocombustibles²¹².

No se alcanzaban los objetivos de participación de un 12% de las energías renovables propuestos en calefacción y refrigeración.

A partir del análisis de la situación, la Comisión propuso la creación de un marco estratégico de las energías renovables para conseguir que las energías renovables participasen de una forma significativa en el balance energético de la Unión Europea, cuyos principios clave serían:

- la obligatoriedad de unos objetivos a largo plazo y en la estabilidad del marco normativo;
- incluir mayor flexibilidad entre sectores al fijar los objetivos;
- abarcar el conjunto de sectores, incluido en particular el de la calefacción y refrigeración;
- contemplar la continuación del esfuerzo por suprimir los obstáculos que se oponen de forma injustificada al despliegue de las energías renovables;
- tener en cuenta los aspectos sociales y ambientales;
- garantizar la rentabilidad de las medidas, y
- ser compatible con el mercado interior de la energía.

Como ya he comentado, los objetivos generales que se marcaba la Comisión se basaban en la opinión de que era factible y deseable un objetivo comunitario general y jurídicamente vinculante del 20 % de fuentes de energía renovables en el consumo interior bruto para 2020. En ese escenario, la producción de electricidad a partir de fuentes renovables puede llegar a ser el 34 % del consumo total de electricidad en 2020. La energía eólica podría aportar el 12 % de la electricidad comunitaria para ese año. El objetivo mínimo para los biocarburantes en 2020, a partir de una estimación prudente en cuanto a la disponibilidad de materias primas obtenibles de forma sostenible y de la incorporación de nuevas tecnologías en motores de vehículos y en biocarburantes, debía de fijarse en el 10 % del consumo total de gasolina y gasóleo en el transporte.

En cualquier caso, la Comisión consideraba que la consecución de estos objetivos requeriría de los Estados miembros la adopción de unos objetivos nacionales obligatorios, desarrollados mediante la puesta en marcha de planes nacionales, que incluyesen objetivos sectoriales y fijasen metas específicas respecto a la electricidad, los biocombustibles y la calefacción y refrigeración.

²¹² EU Commission (2006). COM (2006) 34 final. Comunicación de la Comisión «Estrategia de la UE para los biocarburantes». Bruselas, 08.02.2006

Se plantea volver a examinar en 2007 los sistemas de apoyo a las energías renovables de los Estados miembros. Se contemplan una serie de estrategias de fomento y medidas complementarias. Todo ello, en orden a eliminar los obstáculos en la integración de las energías renovables en el sistema energético comunitario y en la conexión a las redes eléctricas, simplificando los procedimientos administrativos que se oponen a las instalaciones de energías renovables en calefacción y refrigeración. También se contempló la incentivación a los biocombustibles para evitar que los cultivos energéticos desplacen a los cultivos alimentarios.

Por último, se hizo referencia a las oportunidades que representan para el desarrollo de las tecnologías más competitivas y en la demostración, tanto el Plan Estratégico de Tecnologías de Europa, SET Plan, el Programa Energía Inteligente para Europa EEI II y los programas marco de investigación y desarrollo tecnológico. En el plano financiero, se recordaban las posibilidades ofrecidas por los Fondos estructurales y de Cohesión, los Fondos de Desarrollo Rural, para acometer estos desarrollos citados.

El documento recoge un ejercicio de evaluación del impacto económico y medioambiental, que supone el cumplimiento de la estrategia presentada. El objetivo de reducción de las emisiones de CO₂ en un 20% se cuantifica entre 600 y 900 millones de toneladas de CO₂ que, valoradas a los precios del mercado de emisiones, significarían 150.000 a 200.000 millones de euros. La utilización de un 20% de energías renovables contribuiría a la reducción anual de la demanda de combustible fósiles en 252 Mtoe, de las cuales unas 200 Mtoe/año serían el ahorro en las importaciones. A un precio medio del petróleo estimado para 2012 de 78 dólares²¹³ por barril este ahorro de importaciones suponía unos 90.000 millones de euros año de una factura energética prevista en 2020 de 462.000 millones de euros²¹⁴.

Las inversiones previstas para alcanzar el 20% de energías renovables en 2030 se calcularon por la Comisión en 2 billones de Euros. La Comisión se hace una pregunta interesante ¿Esta dispuesta la sociedad europea a tener una cuota del 20% de energías renovables en 2012?

Desde mi punto de vista y en el aspecto económico todo hace pensar que el balance inversión-ahorros es neutro, siempre que se tenga en cuenta en este balance todos los costos externos. En necesario pensar que las inversiones tienen una vida útil de más de 20 años y que el efecto positivo hay que considerarlo en ese plazo. La reducción de emisiones desde un punto de vista medioambiental, y más allá del punto de vista de

²¹³ A 19 de junio de 2013 el precio del petróleo WTI era de 99 USD/barril y el Brent a 106,34 USD/barril.

²¹⁴ La factura energética en 2012 supuso el 5,2% del PIB de la UE.

valoración económica, tiene efectos favorables no siempre cuantificables, de la misma manera que los tiene el incrementar la independencia energética, el desarrollo de tecnología y la creación de empleo consecuente con tal inversión.

Pero la cuestión no era tanto si la sociedad está dispuesta o no a tener cuota del 20% de energías renovables en 2012, sino si la Unión Europea podía permitirse no avanzar en el modelo energético acorde a la situación climática y energética global.

22. Una Política Energética para Europa 2007

Los debates que sirvieron para la redacción de los documentos “Libro Verde. Energía para el futuro. Fuentes de energía renovables. 1997” y “Las Energías Renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible 2007”, dieron paso al lanzamiento de la definición de Una Política Energética para Europa²¹⁵ y por tanto, como es obvio, los argumentos que justifican la necesidad de esta política son básicamente los mismos. La situación de partida, extensamente analizada, puso en evidencia la falta de compromiso de los Estados miembros en la aplicación de las Directivas, que nacieron de la voluntad de los propios Estados, pero cuyo cumplimiento no era acorde con la planificación prevista.

En este sentido, Jose María Marín Quemada, en un artículo publicado en 2008 en la revista ICE²¹⁶, resaltaba la dificultad de alcanzar acuerdos entre los Estados miembros cuando dice: *“convencer a los Estados miembros para que cedan su soberanía energética parece que es solo viable paso a paso, mediante pequeñas realizaciones concretas que vayan creando una realidad de hecho ante los serios problemas comunes”*, y añade: *“en la práctica, se ha puesto de manifiesto que es más difícil alcanzar y aplicar acuerdos sobre políticas comunes en energía que en el terreno monetario y comercial”*. El mismo autor indica: *“en los últimos años se está poniendo de manifiesto la distinta sensibilidad que mantienen las instituciones comunitarias y los gobiernos en relación con las cuestiones energéticas. Mientras la Comisión es sensible a ellas, y así lo reflejan sus propuestas, los miembros del Consejo han mantenido en demasiadas ocasiones un comportamiento dual”*.

La Comisión quiso dar a la Política Energética un cierto carácter de integración de todas las políticas nacionales en Una Política, creando un marco normativo y regulatorio más vinculante para los Estados miembros y entre los cuales los mecanismos de solidaridad debían garantizar el suministro en momentos de crisis

²¹⁵ EU Commission (2007). COM (2007) 1 final. Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo. *“Una Política Energética Para Europa”*. Bruselas, 10.01.2007.

²¹⁶ MARÍN QUEMADA, J. M. (2008), “Política energética en la UE: el debate entre la timidez y el atrevimiento. Información Comercial Española”, *ICE: Revista de Economía*, (842), 65-76.

energética. Los ejes en los que se centra esta Política Energética son los mismos considerados en el Libro Verde de dependencia energética y sostenibilidad energética. Estos ejes fundamentales presidieron desde muchos años atrás todas las estrategias y políticas que las autoridades energéticas diseñaron²¹⁷.

También el Consejo Europeo de 8 y 9 de marzo de 2007²¹⁸, pidió a los Estados miembros y a las instituciones de la UE que siguiesen trabajando para mejorar el mercado interior y la competitividad y desarrollar un policía climática y energética sostenible e integrada. Subraya, entre otros aspectos, que un mercado interior del gas y la electricidad que funcione plenamente y de forma interconectada, y una mayor liberalización de los mercados constituirán pasos importantes para lograr los objetivos de consolidación de las cuatro libertades del mercado interior.

En paralelo, el Comité Consultivo de European Economic Area (EEA CC)²¹⁹, dio a conocer en mayo de 2007 una resolución sobre Una Política Energética Europea, en la que, en el punto I.1, urgen a las autoridades afrontar los dos grandes retos en materia de energía: la seguridad del suministro y el cambio climático y dan la bienvenida, punto I.2 a la iniciativa del Consejo de la UE de impulsar una ambiciosa política energética para Europa y los acuerdos para la reducción de emisiones, la eficiencia energética, las energías renovables y los biocombustibles.

Una de las primeras afirmaciones del documento de la Comisión, es que, si las condiciones imperantes no cambian, la dependencia de la UE se incrementará desde el 50% hasta el 65% en 2030, en un escenario en el que la Agencia Internacional de la Energía IEA prevé que la demanda de petróleo en el mundo se incrementará en un 41% en 2030; todo ello sin que se sepa si los recursos explotados para atender esta demanda serán suficientes. Es muy significativo el efecto de un incremento de los precios del petróleo en la factura energética de la UE. En el supuesto de que se alcanzase en 2030 un precio de 100 dólares/barril el mayor costo sería de 170.000 millones de euros al año²²⁰.

El 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero procedente la energía y de continuar en las condiciones actuales las emisiones se incrementarían en un 5% en

²¹⁷ FOUQUET, D., & JOHANSSON, T. B. (2008), "European renewable energy policy at crossroads—Focus on electricity support mechanisms". *Energy Policy*, 36(11), 4079-4092.

²¹⁸ Consejo Europeo. Nota de transmisión de la Presidencia a las Delegaciones. 7224/07. Bruselas 9 marzo 2007.

²¹⁹ Resolution and Rapport on "An Energy Policy for Europe". EEE CC . Ref. 1074125. 15 mayo 2007.

²²⁰ En junio de 2013 el precio alcanzaba los 100 dólares/barril. La extracción por fracking de gas y petróleo en US y la crisis económica condujeron a una significativa reducción de los precios hasta cerca de 30 USD/ barril de Brent en 2016, sin que por el momento la OPEP haya regulado la extracción para mantener los precios.

2030. Es contundente cuando dice que las actuales Políticas Nacionales Energéticas, no son sostenibles. La Comisión alude a que el cambio climático tiene una dimensión global y que por tanto no es suficiente que solamente la UE realice un esfuerzo en esta línea, sino que la Unión Europea se debe plantear como objetivo el llevar a los organismos internacionales una propuesta de reducción de las emisiones de GHG en un 30% en 2020 y alcanzar una reducción en 2050 de un 50%, en comparación con los niveles de 1990, planteamiento éste recogido en la Comunicación de la Comisión al Consejo y Parlamento²²¹.

En clave de competitividad, el Mercado Interior de Energía puede llegar a ser un factor de consideración en el establecimiento de precios competitivos. El impulso a las inversiones en generación y transporte de energía estimularían las inversiones, la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías en la UE. En 2007, el sector de las energías renovables tuvo un volumen de negocio de 20.000 millones de euros y generó 300.000 puestos de trabajo.

Los objetivos de la Política Energética planteados, enmarcados en los ejes fundamentales, fueron la lucha contra el cambio climático, reducir la importación de combustibles y promover el crecimiento y la creación de empleo que constituyen el núcleo de una nueva Política Energética Europea.

22.1. Planes de Acción.

1.- Mercado Interior de Energía

La Comisión entendió que las normas y procedimientos para el fortalecimiento del mercado interior²²² no habían sido suficientes por cuanto se están observando comportamientos de los Estados miembros que se reflejan en aspectos tales como el establecimiento de precios máximos de electricidad y gas que actúan en contra del objetivo del mercado interior y ocultan las señales de las necesidades de nuevas inversiones en capacidad. Ante la constatación de esta realidad, se plantean retos en cuanto a la competitividad, sostenibilidad y seguridad de abastecimiento teniendo en cuenta las aportaciones del Libro Verde.

Se mostraba crítica con los comportamientos de las empresas que controlan las redes energéticas y la producción o venta de energía, comportamientos de protección de los mercados nacionales que impiden la competencia y el acceso a otras compañías. Esto

²²¹ EU Commission (2007). COM (2007) 2 Comunicación de la Comisión. «*Limitar el calentamiento mundial a 2°C, Medidas necesarias hasta 2020 y después*». Bruselas, 10.01.2007.

²²² EU Commission (2006). COM (2006) 841 Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo «*Perspectivas de los mercados interiores del gas y la electricidad*». Bruselas 10.01.2007. EU Commission (2006). COM (2006) 851 Comunicación de la Comisión «*Estudio del sector con arreglo al art.17 del Reglamento 1/2003 sobre los mercados del gas y la electricidad (informe final)*». Bruselas, 10.01.2007.

genera una situación que tiene como efecto el desincentivar la inversión a otras empresas, ya que si se aumenta la capacidad de generación y transporte, la competencia se agudizaría en «su mercado nacional propio» y bajarían los precios. La separación de la propiedad de la generación y de las redes de distribución, es necesaria para la mejora de la competitividad.

Por otro lado, se considera necesario *“armonizar las normas relativas a los poderes y a la independencia de los reguladores de la energía, y ello partiendo del máximo denominador común de la UE, no del mínimo”*, así como las normas técnicas para el funcionamiento del comercio transfronterizo²²³. Para ello la Comisión propone el análisis de tres tipos de medidas.

- Una primera que denomina Evolución Gradual del enfoque actual, solicitando que los Estados miembros impongan a su regulador un objetivo Comunitario y un mecanismo por el que la Comisión tenga la capacidad de revisión de las decisiones que afecten al Mercado Interior.
- Una segunda medida que pasaba por la creación de una Red Europea de Reguladores Independientes GRECE+ como mecanismo más operativo para avanzar de una forma rápida y eficiente en la armonización de las normas y poderes, con capacidad para estructurar decisiones vinculantes a los reguladores en cuanto a aspectos técnicos y mecanismos del comercio transfronterizo.
- Y por último propone la creación de un organismo nuevo y único a nivel comunitario con capacidad de tomar decisiones en cuanto los aspectos técnicos y reglamentarios del mercado de electricidad y gas en orden al desarrollo del comercio transfronterizo.

Se considera necesario un Plan de Interconexión que analice las carencias en infraestructuras en las redes transeuropeas de energía y se determinen, en un plazo de cinco años, los proyectos calificados como de interés europeo aumentando la dotación de los fondos específicos a facilitar integración de la energía eléctrica renovable en la red.

Se estimaba que en los próximos 25 años se deberían invertir 900.000 millones de euros en nueva generación de energía y 220.000 millones en infraestructuras, siendo necesario el tener un seguimiento de la evolución de la oferta y la demanda. Se propuso la creación de un Observatorio de la Energía que debía asumir algunas funciones esenciales, concretamente la de aumentar la transparencia en cuanto a las necesidades futuras de inversión en la UE para infraestructuras e instalaciones de generación de electricidad y gas.

²²³ En la zona fronteriza de Irún, Hondarribia, Behobie y Hendaye no es posible, aún hoy, que un ciudadano de la UE compre energía eléctrica o gas a empresas de distribución, francesas o españolas.

2.- Solidaridad entre Estados Miembros

Se preveía que, a pesar de los esfuerzos en eficiencia energética y en energías renovables, la dependencia exterior de la energía, es decir, las importaciones de combustibles fósiles, petróleo y gas, supondrían más de un 50% de la demanda energética de la UE, por lo que la seguridad en los suministros seguía siendo vital para la economía europea.

Esta seguridad en el suministro debía de reforzarse con distintas medidas, tales como diversificar el origen de los suministros y la dependencia de algunos Estados miembros de un solo proveedor, aumentar las reservas estratégicas de gas y petróleo acometiendo inversiones en infraestructuras, y mejorar los mecanismos de coordinación y solidaridad en caso de crisis energética a los cuales los Estados miembros deben aportar información de mayor nivel y más precisa. Las interconexiones eléctricas y gasistas son herramientas que contribuyen a este mecanismo de seguridad.

3.- Reducción de emisiones

La Comisión considera necesario potenciar el comercio de derechos de emisiones para estimular su reducción, al mismo tiempo que insiste en la necesidad de internalizar los costos externos de la energía para tener una visión clara y justa de la competitividad de las distintas fuentes de energía.

4.- Eficiencia Energética

La Comisión hace un especial énfasis en un ambicioso programa en eficiencia energética que contribuiría a la promoción de la sostenibilidad, la competitividad y la seguridad de abastecimiento. Hizo referencia al Plan de Acción para la eficiencia energética²²⁴ que propugnaba el objetivo de reducir el consumo de energía primaria en un 20% en 2020. Las medidas se centran en la mejora del rendimiento energético en el transporte, el etiquetado de electrodomésticos, el rendimiento energético en los edificios existentes y nuevos, aumentar la eficiencia de la generación de energía, su transporte y distribución. Finalmente propone el alcanzar un nuevo acuerdo internacional en materia de eficiencia energética.

5.- Energías Renovables

Se considera que las energías renovables pueden contribuir, junto con la eficiencia energética, a una reducción de la demanda y de las emisiones de gases de efecto invernadero. A pesar de las distintas estrategias que planteaban la participación de las

²²⁴ EU Commission (2006). COM (2006) 545. Comunicación de la Comisión de 19 de octubre de 2006. "Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial" Bruselas, 19.10.2006.

energías en el mix energético los objetivos no se han alcanzado. La comunicación al Consejo “Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible 2007”, analizada en el punto anterior, mantiene un objetivo ambicioso del 20% de participación en el año 2020.

Los obstáculos y barreras que han impedido el cumplimiento de estos objetivos ya se han recogido en la citada Comunicación y son incorporados en esta Política Energética, en la que se mantiene el objetivo general de instalar energía renovable a gran escala e impulsar la investigación y desarrollo tecnológico, con el fin de que el coste de energía se reduzca y sea competitivo con otras fuentes de energía.

Se pide el compromiso y el esfuerzo de los Estados miembros en la promoción de aquellas tecnologías de energías renovables que mejor se adapten a sus recursos potenciales y a sus intereses específicos. Pero, todo ello debería consolidarse con planes de acción nacionales que contengan objetivos específicos en relación a la electricidad, los biocombustibles y la calefacción y refrigeración, y con medidas sectoriales, planes que se notifiquen a la Comisión.

6.- Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética.

La Comisión anunció la preparación de un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética con el objetivo de impulsar el desarrollo tecnológico que contribuyese a la reducción de las emisiones, a la eficiencia energética y a la reducción del costo de la energía.

Un avance de los objetivos de este Plan Estratégico Europeo de Tecnología, recogido en la Política Energética, mencionaba²²⁵:

- *año 2020, las tecnologías deberán hacer realidad el objetivo de un 20 % de energías renovables permitiendo que aumente drásticamente su proporción a menor coste;*
- *año 2030, la electricidad y la calefacción deberán producirse cada vez más a partir de fuentes de baja emisión de carbono y grandes centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles con emisiones casi nulas, equipadas con sistemas de captura y almacenamiento de CO₂. Adaptar cada vez más los transportes para que utilicen biocombustibles de segunda generación y pilas de combustible de hidrógeno;*
- *año 2050, el cambio a la energía de baja emisión de carbono en el sistema energético europeo debería haber concluido, y la combinación energética global europea, podría incluir grandes porcentajes de renovables, carbón y gas*

²²⁵ Comunicación de la Comisión, “Una Política Energética para Europa”, Apartado 3, Plan de Acción, punto 3.6.

sostenibles, hidrógeno sostenible, y, en aquellos Estados miembros que así lo quieran, energía nuclear de cuarta generación y energía de fusión.

Este Plan debería enlazarse con el Séptimo Programa Marco, las iniciativas del Programa EEI II, mediante planes de actuación específicos, medidas fiscales²²⁶ y horizontes temporales concretos entre los que se encuentran las siguientes prioridades:

- *incrementar el número de edificios, aparatos, equipos, procesos industriales y sistemas de transporte eficientes desde el punto de vista energético;*
- *desarrollar los biocombustibles, en particular los de segunda generación, para que se conviertan en alternativas a los hidrocarburos plenamente competitivas;*
- *conseguir que las grandes instalaciones de energía eólica marina sean competitivas a corto plazo y sentar las bases para una súper red europea marina competitiva;*
- *conseguir que la electricidad fotovoltaica sea competitiva para aprovechar la energía solar;*
- *utilizar las tecnologías de células de combustible y de hidrógeno para explotar sus ventajas en la generación y el transporte descentralizados;*
- *tecnologías de carbón y gas sostenibles, especialmente captura y almacenamiento de carbono (véase más adelante);*
- *la UE debe mantener su liderazgo tecnológico en el sector de los reactores de fisión nuclear de cuarta generación y la futura tecnología de fusión, para impulsar la competitividad y la seguridad de la electricidad nuclear y para reducir el nivel de residuos.*

7.- Energía nuclear.²²⁷

En el año 2007, Europa obtenía de la energía nuclear un 30% de la electricidad, equivalente al 15% de la demanda de energía. Se consideraba que la energía nuclear era menos vulnerable a las alteraciones de precios de combustibles debido a que los recursos de uranio eran suficientes para décadas, ampliamente extendidos y controlados por países seguros²²⁸.

²²⁶ EU Commission (2006) COM (2006) 728. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament and the European Economic and Social Committee, "Towards a more effective use of tax incentives in favour of R&D" Bruselas, 22.11.2006.

²²⁷ El 11 de marzo de 2011 se produjo un accidente en la central nuclear de Fukushima en Japón como consecuencia de un terremoto y un tsunami y la falta de medidas de protección contra estos fenómenos, lo que originó fallos en cadena de nivel 7, el mismo nivel de gravedad de Chernóbil. El accidente produjo un cuestionamiento mundial de las medidas generales de seguridad de las centrales nucleares y Alemania anunció planes para abandonar la energía nuclear en 2022.

²²⁸ GRUBLER, A. (2012), "The French Pressurized Water Reactor Program. Historical Case Studies of Energy Technology", in *Energy Technology Innovation*, Cap. 24. Wilson. Cambridge University Press: Cambridge, UK.

La decisión de instalar energía nuclear corresponde a los Estados miembros. La AIE preveía un aumento mundial de la producción de la energía nuclear. Sin embargo, avanza que, ante el supuesto de que la participación de la energía nuclear en la UE se redujese, sería necesario prever la introducción de nuevas fuentes de energía de bajas emisiones.

El Programa Indicativo Nuclear²²⁹ estaba orientado a crear un marco adecuado al desarrollo de la energía nuclear cumpliendo con las más estrictas normas de seguridad y protección que exige Euratom. Pero, conscientes de la contestación social que genera la propia generación nuclear, el tratamiento de los residuos y la desinstalación de las centrales agotadas, la Comisión propone la creación de un Grupo de Alto Nivel de Seguridad y Protección Nuclear de la UE con el fin de establecer normas adicionales en seguridad y protección nuclear.

La Comisión entiende que esta Revisión Estratégica ha proporcionado un conjunto de políticas necesarias para alcanzar el objetivo de una energía sostenible, segura y competitiva. El primer paso es obtener decisiones del Consejo Europeo y el Parlamento Europeo sobre el planteamiento estratégico. El consiguiente Plan de Acción ha de permitir alcanzar los objetivos en eficiencia energética y en energías renovables que contribuirían a la reducción de emisiones, la estabilización de la dependencia energética y el desarrollo de nuevas tecnologías, asociadas a la generación de inversiones y empleo, marcando así el ritmo de *“una nueva revolución industrial”*.

La Comisión llama al Consejo Europeo y al Parlamento²³⁰, para, entre otros aspectos:

- *ratificar, ya ahora, un compromiso comunitario para conseguir, en cualquier caso, al menos una reducción del 20% en la emisión de gases de invernadero para 2020 con respecto a 1990;*
- *ratificar el objetivo de ahorrar un 20% del consumo energético de la Unión Europea de manera eficiente en cuanto a costes para 2020, presentado en el Plan de Acción de la Comisión sobre la Eficiencia Energética;*
- *confirmar que se requieren otras medidas para hacer que los beneficios potenciales de los mercados interiores del gas y la electricidad se conviertan en realidad para todas las empresas y ciudadanos europeos;*
- *ratificar la necesidad de conseguir nuevos avances en la solidaridad entre los Estados miembros en caso de crisis energética o alteración del suministro, para lo cual es necesario establecer unos mecanismos eficaces;*

²²⁹ EU Commission (2006), COM (2006) 844. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament “Nuclear Illustrative Programme”. Bruselas, 10.01.2007.

²³⁰ Comunicación de la Comisión, “Una Política Energética Para Europa”. Apartado 4, “Un nuevo Impulso al trabajo emprendido”.

- *ratificar un objetivo comunitario en las negociaciones internacionales consistente en una reducción del 30% en la emisión de gases de invernadero para 2020 con respecto a 1990. Subraya la prioridad de que la Unión Europea intensifique sus esfuerzos para conseguir una actuación mundial contra el cambio climático;*
- *ratificar los objetivos vinculantes del 20% para la parte de las energías renovables en el consumo total de energía de la Unión Europea para 2020 y un mínimo del 10% para los biocombustibles;*
- *invitar a la Comisión a presentar una nueva Directiva para poner este objetivo en práctica durante 2007, en la que se especifiquen sus objetivos nacionales y el procedimiento para preparar Planes de Acción Nacionales a fin de alcanzarlos;*
- *hacer suya la intención de la Comisión de presentar una nueva Revisión Estratégica del Sector de la Energía cada dos años y proponer en 2007 una base jurídica formal para una Oficina del Observatorio de la Energía dentro de la Comisión destinada a coordinar y mejorar la transparencia en los mercados comunitarios de la energía;*
- *ratificar la necesidad de un Plan Europeo Estratégico de Tecnología Energética ambicioso y bien centrado, y hacer suya la intención de la Comisión de proponer formalmente este plan en 2000;*
- *hacer suya la intención de la Comisión de crear un Grupo Comunitario de Alto Nivel sobre Seguridad y Protección Nuclear con el mandato de elaborar gradualmente una visión común y, en su caso, unas normas europeas complementarias sobre seguridad y protección nuclear para apoyar la labor de aquellos Estados miembros que hayan optado por continuar basándose en la energía nuclear.*

Los objetivos de la Política Energética europea presentado por la Comisión fueron aprobados por el Consejo Europeo el 8 y 9 de marzo de 2007²³¹ con las siguientes conclusiones:

Habida cuenta de que la producción y la utilización de energía son las fuentes principales de emisión de gases de efecto invernadero, para lograr este objetivo se

²³¹ EU Council (2007). Consejo de la Unión Europea. Conclusiones de la Presidencia. 7224/07. Bruselas, 8 y 9 marzo 2007, adoptadas sobre la base del paquete energético de la Comisión, que comprende, en particular, siguientes las comunicaciones:

EU Commission (2007). COM (2007) 1 final. Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo. «Una Política Energética Para Europa». Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2007). COM (2007) 2 Comunicación de la Comisión. «Limitar el calentamiento mundial a 2 ° C - Medidas necesarias hasta 2020 y después». Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 847. «Hacia un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética». Bruselas, 10.01.2007.

requiere un enfoque integrado de las políticas en el ámbito climático y energético. La integración debe llevarse a cabo de forma que ambas políticas se potencien recíprocamente. Así pues, la Política Energética para Europa perseguirá los tres objetivos siguientes, respetando plenamente la opción tomada por los Estados miembros en relación con la combinación energética y la soberanía sobre las fuentes de energía primaria, y sobre la base de un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros:

- *aumentar la seguridad de abastecimiento.*
- *garantizar la competitividad de las economías europeas y la disponibilidad de una energía asequible.*
- *promover la sostenibilidad ambiental y luchar contra el cambio climático.*

23. Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE). 2007²³²

La definición en 2007 de una Política Energética para Europa, comentada en el punto anterior, estableció un conjunto de políticas y medidas cuyos objetivos vinculantes para el año 2020 eran reducir un 20% la emisión de gases de efecto invernadero, reducir un 20% el consumo de energía primaria y hacer que las energías renovables participaran con un 20% en el mix energético, lo que se conoció como la estrategia 20/20/20 para el año 2020. Además se consideró como objetivo el uso de un 10% de biocombustibles.

Tal como viene recogido en el apartado 1 del Plan Estratégico PEET, *“Nuestra actuación está resultando insuficiente”,* se consideró que el desarrollo de la tecnología era un factor fundamental para el cumplimiento de los objetivos comprometidos al reconocer que *“desde las crisis del precio del petróleo registradas en los años setenta y ochenta, Europa ha disfrutado de un abastecimiento energético abundante y barato. La fácil disponibilidad de recursos, la inexistencia de límites a las emisiones de carbono y los imperativos comerciales del mercado no sólo nos han hecho dependientes de los combustibles fósiles, sino que también han restado interés a la innovación y la inversión en nuevas tecnologías energéticas. Este fenómeno se ha descrito como el mayor fracaso del mercado y de más amplio alcance que jamás se ha visto”* una autocrítica a las actuaciones de la propia Comisión, pero sin duda también una crítica directa a los Estados miembros, sobre todo al indicar que los fondos dedicados a la investigación energética no habían aumentado desde el año 1980.

El gasto público dedicado a la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías en 2007 era de 2.500 millones de euros, y si se hubiese invertido de la misma manera

²³² EU Commission (2007). COM (2007) 723 final. Comunicación al Consejo, el Parlamento Europeo, al Comité de las Regiones, y al Comité Económico Social. Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE) *«Hacia un futuro con baja emisión de carbono»*. Bruselas, 22.11.2007.

que se hizo en 1980 la dotación presupuestaria habría sido cuatro veces más. Al hablar de las diferencias intrínsecas de la innovación en el sector energético, se subrayaba que *“la innovación debe hacer frente a una arraigada tradición de inversión en infraestructuras con alta emisión de carbono, a la presencia de operadores dominantes, a unos precios máximos impuestos, a la evolución de los marcos reglamentarios y a los problemas de interconexión de redes”*. Y terminaba diciendo que *“estas tecnologías no encierran un atractivo natural para el mercado ni llevan aparejados beneficios comerciales a corto plazo. Esta brecha existente en el mercado entre oferta y demanda se conoce a veces con el nombre de «valle de la muerte» de las tecnologías energéticas con baja emisión de carbono. Por ello es necesaria y está justificada la intervención pública en apoyo de la innovación energética”*.

El Plan, más conocido como SET Plan (“Strategic Energy Technology Plan”), reclama una acción a nivel nacional tendente a aumentar la inversión y a hacer llegar señales claras a los mercados financieros para reducir los riesgos, animando a la industria al desarrollo de tecnologías energéticas de baja emisión de carbono. Se requería poner en marcha incentivos fiscales para impulsar la investigación de base y la innovación, todo ello en coherencia con las políticas, programas y medidas de otros Estados miembros. En el plano Comunitario se reclama un enfoque común hacia el desarrollo de nuevas tecnologías, el intercambio de conocimientos, alcanzar una visión compartida en la resolución de las conexiones transfronterizas y extender a la población la información sobre estas tecnologías.

Los principales retos tecnológicos que deberá superar la UE durante los próximos 10 años a fin de alcanzar los objetivos para 2020, fueron:

- lograr que los biocombustibles de la segunda generación representen alternativas competitivas a los combustibles fósiles, manteniendo al mismo tiempo la sostenibilidad de su producción;
- permitir la utilización comercial de tecnologías de captura, transporte y almacenamiento del CO₂, mediante la demostración a escala industrial, en particular, en lo que se refiere a la eficacia de sistemas completos y a la investigación avanzada;
- duplicar la capacidad de generación de electricidad de las mayores centrales eólicas, centrándose en el desarrollo de la energía eólica marina;
- demostrar la disponibilidad comercial a gran escala de la energía solar fotovoltaica y de la energía solar concentrada;
- permitir una red eléctrica europea única e inteligente capaz de incorporar la integración masiva de fuentes de energías renovables y descentralizadas;
- Introducir masivamente en el mercado unos dispositivos y sistemas más eficientes de conversión de la energía y de utilización final, en los edificios, en

los transportes y en la industria, tales como las pilas de combustible y la poligeneración;

- mantener la competitividad de las tecnologías de la fisión nuclear, así como soluciones de gestión de los residuos nucleares a largo plazo.

El SET Plan se propone desarrollar una planificación estratégica conjunta a nivel comunitario, que facilite la comunicación y la toma de decisiones de una manera más estructurada, coordinada y orientada a los objetivos²³³. Para ello, se crea el Grupo Director de la Comunidad Europea sobre tecnologías energéticas estratégicas formado por representantes de alto nivel de los Estados miembros y presidido por la Comisión que dispondrá de un sistema de información y gestión de los conocimientos, capacidades y tecnologías, en el marco de las funciones del Centro Común de Investigación de la Comisión.

La Comisión se plantea seis iniciativas industriales prioritarias en Energía eólica, Energía solar, Bioenergía, Captura, Transporte y Almacenamiento de CO₂, Desarrollo de un sistema de Red Inteligente, y Energía de fusión, cuyo desarrollo se hará a través de asociaciones público privadas, en el caso de las tecnologías con suficiente base industrial y a través de acuerdo entre Estados miembros interesados en esas tecnologías. Existían dos programas energéticos, en línea con las iniciativas en el marco del SET Plan: el Programa europeo de investigación sobre la fusión nuclear, programa «ITERG», y la propuesta de Iniciativa Tecnológica Conjunta sobre Pilas de Combustible de Hidrógeno.

Entre los mecanismos para fomentar la coordinación de la investigación energética la Comisión se planteó crear una “Alianza Europea para la Investigación Energética” cuya organización se haría a través de un diálogo con los directores de centros especializados con programas significativos con el fin de impulsar los proyectos de colaboración mediante programas adecuados.

Desde mi punto de vista los objetivos planteados por el SET Plan fueron más genéricos y menos ajustados a las necesidades concretas expresadas en la propia definición de la Política Energética. Su articulación de los proyectos se hacía mediante el modelo de asociaciones público privadas, asociaciones de difícil manejo y con proyectos que en muchos casos respondían a intereses muy distintos de los objetivos. En el aspecto de recursos el SET Plan solo contaba con los fondos de otros programas como el Séptimo Programa Marco y al Programa EEI II, recursos que en su mayor parte se destinaban al voraz proyecto ITERG.

²³³ GRUBLER, A. *et alii.* (2012), “Policies for the Energy Technology Innovation System (ETIS)” *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, (2012), pp. 1665-1744. Cambridge University Press: Cambridge, UK.

F. Hervás y F. Mulatero, del *Joint Research Center* de Sevilla²³⁴ señalaban en su conclusiones que *“para que las estrategias sean efectivas, deben aclarar aún más la jerarquía de los objetivos e instrumentos existentes, introducir instrumentos específicos para impulsar la demanda de nuevas tecnologías, fortalecer los vínculos con las políticas de educación y formación y formalizar vínculos con las estructuras de gobernanza de las iniciativas existentes”*.

La Alianza Europea para la Investigación Energética, creada en 2008, tenía como función el impulsar en la UE la realización de proyectos de colaboración con otros institutos. En 2009 había en España 27 centros o institutos dedicados a la investigación y desarrollo en energías renovables, muchos de ellos con muy pocas infraestructuras y equipamientos, y casi todos con programas redundantes. Los Ministerios de Ciencia y Tecnología y el Ministerio de Industria, depositaron esta coordinación a las plataformas tecnológicas empresariales en el marco de las asociaciones público privadas, cuyos intereses tecnológicos y económicos no eran los que la situación requería.

El Parlamento Europeo, en su Resolución de 9 de julio de 2008 sobre el Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética PEETE (2008/2005), aprobó el proyecto pero hizo unas importantes y duras matizaciones, muy en línea con las valoraciones comentadas, de las que destaco literalmente las siguientes:

“ 13. Llama la atención sobre el posible riesgo de que se dupliquen y multipliquen nuevas iniciativas; pide a la Comisión que examine la manera de ajustar las nuevas iniciativas industriales europeas (IIE) a los programas actuales, incluidos el Séptimo Programa Marco y, más en particular, las plataformas tecnológicas europeas, las iniciativas tecnológicas conjuntas adoptadas en el SPM, el Programa marco para la innovación y la competitividad (PIC) y, en especial, el Instituto Europeo de Innovación y Tecnología y sus comunidades de conocimiento e innovación sobre el cambio climático y la energía; pide a la Comisión que explique hasta qué punto las IIE van a apoyar las sinergias entre el nivel Comunitario y el nacional;

21. Considera que las Iniciativas Industriales Estratégicas deberían centrarse en aquellos ámbitos con el mayor potencial para contribuir al logro de los objetivos de la Unión Europea en materia de cambio climático, eficiencia energética y energías renovables de manera sostenible y para reducir los costes y la reproducción a largo plazo;

29. Lamenta que el Plan EETE centre su atención principalmente en medidas orientadas hacia la oferta y omite medidas de reducción de la demanda de energía, como son el ahorro de energía y la eficiencia energética;

²³⁴ SORIANO, F. H., & MULATERO, F. (2011). “EU research and innovation (R&I) in renewable energies: the role of the strategic energy technology plan (SET-Plan)”. *Energy Policy*, 39(6).

30. *Insiste en que la eficiencia energética debería ocupar un lugar más prominente en el Plan EETE, ya que se trata del sector con mayor potencial para una reducción rentable de las emisiones a medio plazo, especialmente en el sector de la construcción, que representa el 40 % del consumo total de energía en la Unión Europea; por consiguiente, pide a la Comisión que añada las tecnologías de eficiencia energética, incluidas la cogeneración y la poligeneración, a los sectores cubiertos por las IIE; aboga por que la eficiencia energética sea una de las prioridades abarcadas por las IIE;*

35. *Considera que, a la vista de la importancia que se concede a los temas relacionados con el cambio climático y la energía, se necesitan importantes recursos adicionales destinados a las tecnologías de eficiencia energética y las tecnologías de energía renovable, que deberían estar disponibles urgentemente para que contribuyan a la consecución de los objetivos de la Unión Europea para 2020;*

36. *Insta a la Comisión a que garantice urgentemente una financiación adecuada y apoye la I+D, la demostración y la comercialización de nuevas tecnologías bajas en carbono y de tecnologías sin carbono, de manera que, a partir de 2009 por lo menos, se destinen 2 000 millones de euros anuales del presupuesto de la Unión Europea a apoyar este tipo de tecnologías independientemente del Séptimo Programa Marco y del Programa de Innovación y Competitividad; pide asimismo a la Comisión que presente propuestas sobre recursos adicionales en la revisión intermedia del marco financiero 2007-2013.”*

El Consejo Europeo de Bruselas del 14 de Diciembre de 2007, en las Conclusiones de la Presidencia, tomó nota de la Comunicación de la Comisión "Hacia un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética" (Plan EETE), así como del documento de planteamiento sobre la tecnología energética e indicó que se deberían avanzar los trabajos para ofrecer un marco que facilitase la aceleración del cambio tecnológico y que incluyese la planificación estratégica, más eficacia en la ejecución, más recursos y un planteamiento reforzado en materia de cooperación internacional sobre innovación en el ámbito de las tecnologías con bajas emisiones de carbono.

24. Plan de Asignación Energías Renovables PANER

La Directiva de 2009/28/CE²³⁵ relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fijó como objetivos generales conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado

²³⁵ EU Parliament and Council (2009). Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al “fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables” y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

miembro para el año 2020. Y para ello, estableció objetivos para cada uno de los Estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año.

La Directiva estableció la necesidad de que cada Estado miembro elaborase y notificase a la Comisión Europea (CE) un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva. Dicho PANER, tal y como preveía la Directiva, debía de ajustarse al modelo de planes de acción nacionales adoptado por la Comisión Europea a través de la Decisión de la Comisión, de 30 de junio de 2009, por la que se establece un modelo para los planes de acción nacionales en materia de energía renovable en virtud de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

25. Mercado interior de la electricidad y gas

La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, estableció normas comunes para el mercado interior de la electricidad. En este tiempo transcurrido, la Comisión observó que seguían existiendo obstáculos para la venta de electricidad sin discriminación. La Directiva 2009/72/CE derogaba la anterior Directiva al considerar que *“el suministro seguro de electricidad es de vital importancia para el desarrollo de la sociedad europea, la aplicación de una política sostenible sobre el cambio climático y el fomento de la competencia en el mercado interior”*²³⁶, y que no existe un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro. El contenido de esta nueva directiva se focaliza en la redes de transporte como infraestructuras necesarias para hacer realidad el mercado interior de la energía.

La nueva Directiva hace una especial mención al deber de los Estados miembros y de las autoridades reguladoras de facilitar el desarrollo de las interconexiones transfronterizas²³⁷ que permitan el acceso a nuevos suministradores de electricidad a partir de distintas fuentes de energía al precio más competitivo posible. El Consejo

²³⁶ EU Parliament and Council (2009). Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre *“normas comunes para el mercado interior de la electricidad”*, que deroga la Directiva 2003/54/CE. Considerando 4.

²³⁷ EU Parliament and Council (2009). Reglamento (CE) 714/2009 relativo a las *“condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad”* y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003. Bruselas 13.07.2009.

Tuvo por objeto a) establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad, impulsando así la competencia en el mercado interior de la electricidad teniendo en cuenta de las particularidades de los mercados nacionales y regionales. Supuso el establecimiento un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos y la fijación de principios armonizados, sobre tarifas de transporte transfronterizo y sobre la asignación de la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte; b) facilitar la creación de un mercado mayorista eficaz en su funcionamiento y transparente, con un elevado nivel de seguridad en el suministro eléctrico.

Europeo, en su reunión de marzo de 2007, traslado a la Comisión la necesidad de preparar propuestas legislativas para la separación efectiva entre las actividades de suministro y generación y la explotación de las redes²³⁸.

Se crean las denominadas “Obligaciones de servicio público y protección del cliente” (artículo 3.2) que los Estados miembros puedan imponer a las compañías eléctricas en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medioambiente, incluidas la eficiencia energética, la energía procedente de fuentes renovables y la protección del clima.

Se establecen normas sobre la integración vertical de las empresas con actividades en el sector eléctrico y sobre la independencia de los miembros de los consejos de administración de las empresas propietarias de una red de transporte y su no vinculación a empresas que realicen actividades de generación o suministro (artículo 9. Separación de las redes de transporte y de los gestores de red de transporte).

Se promueve (artículo 6.1) la cooperación regional, para lo cual los Estados miembros y los organismos reguladores cooperaran entre sí para integrar sus mercados, facilitando la cooperación de los gestores de red de transporte en el nivel regional, incluso en regiones transfronterizas, con objeto de crear un mercado interior de la electricidad competitivo.

Los Estados miembros adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales y, en particular, garantizarán una protección adecuada de los clientes vulnerables (artículo 3.7). A este respecto, cada uno de los Estados miembros definirá el concepto de cliente vulnerable que podrá referirse a la pobreza energética²³⁹ y, entre otras cosas, a la prohibición de desconexión de la electricidad a dichos clientes en períodos críticos.

²³⁸ EBERLEIN, B. (2008), “The making of the European energy market: The interplay of governance and government”. *Journal of Public Policy*, 28(01), 73-92.

²³⁹ EU Commission (2014). COM (2014) 021 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. “Precios y costes de la energía en Europa”. Bruselas 22.01.2014.

En esta Comunicación, realizada a petición del Consejo, la Comisión manifestaba que el precio de la energía era una de sus principales preocupaciones políticas por sus efectos en los hogares y en la economía y la competitividad en el sector industrial, haciendo un ejercicio de análisis de los precios, los elementos que configuran la factura energética.

La Directiva de mercado interior de gas ²⁴⁰ “*establece normas comunes en materia de transporte, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural. Define las normas relativas a la organización y funcionamiento del sector del gas natural, el acceso al mercado, los criterios y procedimientos aplicables a la concesión de las autorizaciones para el transporte, la distribución, el suministro y el almacenamiento de gas natural, así como la explotación de las redes*”.

Su contenido guarda un casi total paralelismo con la Directiva de Electricidad, inspirándose en atender las mismas casuísticas y en la operación del sistema, creando también obligaciones de servicio público y protección del cliente, promoviendo la cooperación regional y regulando la separación de las actividades de transporte y las de distribución. Se crea la figura de gestor de almacenamiento de gas o de GNL. Se regula el régimen de acceso al almacenamiento y a redes de gasoductos privadas, así como las medidas necesarias para el establecimiento de líneas directas a clientes cualificados.

El Reglamento (CE) 713/2009²⁴¹ crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía como organismo comunitario con personalidad jurídica ante, según indica en las consideraciones preliminares, la necesidad de reforzar la cooperación entre los Estados miembros en el desarrollo de la regulación sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y de las infraestructuras requeridas para alcanzar los objetivos de la política energética. Como principio de buena gobernanza, la Agencia es independiente de los productores de gas y electricidad y de los gestores de redes de transporte y distribución, respondiendo ante el Parlamento Europeo, el Consejo y la Comisión, cuando proceda.

En marzo de 2016 la Comisión crea el grupo de expertos sobre objetivos de interconexión.²⁴²

26. Estrategias Energéticas Medio y Largo Plazo

26.1. Plan de Eficiencia Energética 2011.

El Consejo Europeo de 4 de febrero de 2011 indicaba que los objetivos de eficiencia energética de la UE no se estaban alcanzando pese al enorme potencial de ahorro energético estimado en los sectores de transportes, edificios e industria lo que venía a ratificar la opinión manifestada por la Comisión en la Comunicación COM (2011)109

²⁴⁰ EU Parliament and Council (2009). Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre “*normas comunes para el mercado interior del gas natural*”. Bruselas, 13.07.2009.

²⁴¹ EU Parliament and Council (2009). Reglamento (CE) 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo. *Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía*. Bruselas, 13.07.2009.

²⁴² EU Commission (2016). Report. “*High-Level Group on Energy Infrastructure: Fostering Investment in Cross-Border Energy Infrastructure in Europe*”. April 2016.

en el sentido de que solo se alcanzaría una reducción del 10% del consumo de energía primaria, la mitad de lo planificado. La Comisión propuso al Consejo «*una actuación resuelta que permita aprovechar el considerable potencial de incremento del ahorro energético que existe en los edificios, los transportes y los procesos de producción*».

La Comisión Europea presentó, en marzo del 2011, la Comunicación COM (2011)109 final “Plan de Eficiencia Energética 2011”²⁴³, en la que alude directamente a la estrategia «Europa 2020 - Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador» en la que la Eficiencia Energética es un aspecto esencial y una de las formas más efectivas de reducir las emisiones de GHG, el consumo de energía y, por tanto, disminuir la dependencia energética.

Plantea acciones específicas en Edificios, Transporte e Industria, sector este último que durante unos años había experimentado un gran avance en eficiencia energética.

Implica al sector público, que representa el 17% del PIB de la UE, en su responsabilidad de tomar medidas en edificios, medios de transporte, productos, que contribuyan a reducir el consumo de energía. También les convoca a que la contratación pública tenga en cuenta los criterios de eficiencia energética. La Comisión tenía el propósito de crear un instrumento jurídico, por el que los organismos públicos renovasen anualmente un 3% de sus edificios por año. La normativa de la edificación²⁴⁴ obligaba a los nuevos edificios un consumo energético casi nulo, lo que exigía la aplicación rigurosa de medidas técnicas orientadas al 10% de los edificios más eficientes. El 40% del consumo de energía estaba en las viviendas, oficinas públicas y privadas, comercios y edificios públicos. Más de un 60% de esta energía era utilizada en calefacción.

El Pacto de Alcaldes, iniciativa respaldada por la Comisión, es un compromiso formal que asumen los signatarios para reducir las emisiones de CO₂ más de un 20 % de aquí a 2020 aplicando medidas de energía sostenible en sus territorios, que se desarrollan mediante planes de acción en relación con la modernización de edificios, la movilidad urbana y la renovación urbana, el alumbrado público, etc.

En el Sector Industrial se pone el acento en los sistemas de calefacción y enfriamiento, en las pérdidas de transformación y transporte de electricidad, que alcanzan el 30% de

²⁴³ EU Commission (2011). COM (2011) 109 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo y al Comité Económico y Social Europeo. “*Plan de Eficiencia Energética*”. Bruselas, 08.03.2011.

²⁴⁴ EU Parliament and Council (2010). Directiva 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a “*la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada*” Bruselas, 19.05.2010.

la energía primaria utilizada para su generación, y en la utilización en mayor medida de la cogeneración, tratamiento de residuos urbanos y la organización de servicios urbanos de calefacción y refrigeración. A pesar de entender que la industria ha realizado importantes avances en materia de ahorro de energía, se considera que las pequeñas y medianas empresas tienen aún oportunidades para reducir su consumo de energía. Para las grandes empresas, la Comisión propone la realización de auditorías energéticas y la organización de incentivos. Pero era necesario crear mecanismos financieros apropiados que permitan a esta PYMES acometer las inversiones necesarias.

Los instrumentos que complementan los programas de financiación nacionales la UE cuenta con:

- Política de cohesión con una dotación específica para eficiencia energética en el periodo 2007-2013 de 4.400 millones de euros.
- Programa «Energía Inteligente - Europa» (2007-2013) con un presupuesto de 730 millones de euros. Una de sus más recientes herramientas es el mecanismo ELENA (Asistencia Energética Local Europea), que ofrece a las autoridades regionales y locales la posibilidad de subvencionar los costes de asistencia técnica relacionados con la preparación de inversiones financiadas en el ámbito de las energías renovables.
- Financiación a través de intermediarios, líneas de crédito de las Instituciones Financieras Internacionales (IFI) y de otros bancos del sector público.
- Plan Europeo de Recuperación Económica: Este programa financia la asociación público-privada «Edificios energéticamente eficientes», que dispone de un presupuesto de 1.000 millones de euros para el desarrollo de métodos y tecnologías de investigación destinados a reducir el consumo energético de los edificios nuevos y renovados.
- Programa Marco de Investigación, Desarrollo Tecnológico y Demostración (2007-2013).

Por ello, la Comisión se plantea en la Directiva 2012/27/UE²⁴⁵ actualizar el marco legal de la UE con acciones concretas y vinculantes para los Estados miembros con el fin de alcanzar el objetivo de reducción del consumo de energía primaria del 20% en 2020. La Decisión 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo²⁴⁶, de 23 de abril de 2009, exigía a la Comisión que hiciese, antes del 2012, una evaluación e

²⁴⁵ EU Parliament and Council (2012). Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la "eficiencia energética", por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. Bruselas, 25.10.2012.

²⁴⁶ EU Parliament (2009). Decisión 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre el "esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020". Bruselas, 23.04.2009.

informe de los progresos en la Unión y los Estados miembros del cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones.

Procede, dice la Directiva en el considerando 13, *“exigir a los Estados miembros que fijen objetivos, planes y programas nacionales de eficiencia energética de carácter indicativo. Estos objetivos y los esfuerzos de cada Estado miembro deberían ser evaluados por la Comisión, junto con los datos disponibles sobre los avances alcanzados, a fin de conocer la probabilidad de alcanzar el objetivo general de la Unión y el grado en que los distintos esfuerzos serían suficientes para lograr el objetivo común”*.

En consecuencia, en el artículo 3,1 “Objetivos de eficiencia energética”, se indica que cada Estado miembro señalará un objetivo de eficiencia energética orientativo, expresado en términos de energía primaria o energía final, o bien en intensidad energética, teniendo en cuenta que el consumo de energía de la Unión en 2020 no ha de ser superior a 1.474 Mtoe de energía primaria (1.078 Mtoe de energía final).

Se recoge la metodología a seguir en por los Estados miembros en función de sus circunstancias nacionales, y compromete a la Comisión a que antes del 30 de Junio de 2014 se realice una evaluación de los avances en eficiencia energética.

El artículo 7 de esta Directiva 2012/27/UE establece un sistema de obligaciones de eficiencia energética por el que las empresas distribuidoras de energía, y/o las empresas minoristas de venta de energía determinadas como partes obligadas, alcancen un objetivo de ahorro de energía acumulado a nivel de usuario final, equivalente al 1,5% de las ventas de energía a clientes finales en el periodo comprendido entre enero de 2014 y diciembre de 2020. Una vez al año los Estados miembros publicarán el ahorro de energía obtenido por cada parte obligada.

La Comunicación (2014) 520, sobre la contribución de la eficiencia energética²⁴⁷ en los objetivos de clima y energía 2020 y 2030, hace énfasis en que la política de eficiencia energética está obteniendo resultados tangibles especialmente en el sector de la edificación, pero considera que son necesarios esfuerzos adicionales para alcanzar el objetivo de ahorro de energía en el 2020. Se reconoce que no se alcanzará el objetivo de reducción en el año 2020 del 20%, estimándose un ahorro de energía primaria del 18-19%, entendiéndose que una buena parte, casi un tercio, de los ahorros realizados se deben a los efectos de reducción del consumo por la crisis financiera. Un efecto que comentaré en el estudio de las políticas nacionales de Dinamarca, Alemania y España.

²⁴⁷ EU Commission (2014). COM (2014) 520 Final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. “La eficiencia energética y su contribución a la seguridad de la energía y al marco 2030 para las políticas en materia de clima y energía”. Bruselas, 23.07.2014.

La Comisión propone para el año 2030, como paso intermedio a una economía baja en carbono en 2050, objetivos de ahorro energético del 25 %, para alcanzar la reducción de emisiones de gases del 40%, con respecto a las emisiones de 1990. Adicionalmente el 27% de la energía debe obtenerse de fuentes de energía renovables. Las líneas generales de las acciones de eficiencia energética no cambian y se centran, principalmente, en los sectores de edificios y transporte.

En edificios, la eficiencia energética ha mejorado a un ritmo del 1,4% anual, según el informe «*Energy Efficiency Trends in the EU*», Odysee-Mure, de 2011²⁴⁸, que refleja una lenta renovación de los edificios. Se destaca que los países más avanzados han sido aquellos que cuentan con programas e incentivos que aceleren las inversiones en renovación. El ritmo necesario para alcanzar los objetivos en edificación es un 2%.

En el sector del transporte, la Comunicación destaca que el consumo de energía ha aumentado entre 1990 y 2007 en un 35%, aunque se está observando una tendencia a la reducción del consumo del 8% en el periodo entre 2007 y 2012. No es descartable que esta reducción sea consecuencia de una menor actividad económica como consecuencia de la crisis.

En el capítulo de costos y beneficios la Comisión estima que un ahorro energético del 25% en el periodo 2011-2030 supondría un ahorro anual de 9.000 millones de euros en las importaciones de combustibles fósiles y de gas. La Comisión ha estudiado los ahorros de energía en un rango entre el 25% y el 40% y se ha demostrado que por cada punto porcentual de ahorro por medidas de eficiencia energética, las importaciones de gas se reducen en un 2,6%, con la consecuencia importante de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Existe un punto de balance entre la reducción del consumo de energía y los costos adicionales; la Comisión entiende que el mejor resultado se obtiene en el punto del 25% de ahorro energético.

26.2. Estrategia 2020 Energía competitiva y duradera y segura.

En noviembre de 2011 la Comisión envió al Parlamento, al Consejo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones una Comunicación sobre la Estrategia Energía 2020²⁴⁹. En ella hace un análisis de la situación en materia energética mostrando su preocupación por los escasos avances que se estaban haciendo en torno al cumplimiento de los objetivos adoptados por el Consejo Europeo en 2007 de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, aumentar la

²⁴⁸ Vid: Synthesis: Energy Efficiency Trends and Policies in the EU.

<http://www.odyssee-mure.eu/publications/br/synthesis-energy-efficiency-trends-policies.pdf>

²⁴⁹ EU Commission (2010). COM (2010) 639 final Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo y al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las regiones. “Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. 2020”. Bruselas, 11.11.2010.

participación de las energías renovables en el mix hasta un 20%, y mejorar la eficiencia energética en un 20%, instando a tomar decisiones urgentes en un marco político ambicioso.

La Política Energética, como hemos recogido más arriba, tiene como objetivos centrales la seguridad del abastecimiento, competitividad y sostenibilidad. El insuficiente nivel de cumplimiento de estos objetivos centrales hace que la necesaria evolución de los sistemas energéticos en la UE no avance con el ritmo requerido. La Comisión consideraba que el mercado único no se había desarrollado como estaba previsto, persistiendo las barreras a una competencia abierta con el mantenimiento de los Estados miembros de numerosas normativas y políticas nacionales²⁵⁰ distintas y existiendo retrasos en las inversiones en un escenario en el que algunos Estados podrían perder, por obsolescencia, más de un tercio de su capacidad de generación antes del año 2020 lo que implicaría acelerar la sustitución de equipos y la incorporación de fuentes de energía de bajas emisiones en CO₂ como las energías renovables.

La Comisión se planteó la estrategia en el horizonte 2020 haciendo hincapié en los pasos necesarios para alcanzar los objetivos políticos²⁵¹. Destaca la necesidad de actuar en la demanda y en particular en el uso de energía en el transporte por medio de lo que llama *electro-movilidad*, las nuevas tecnologías como la generación distribuida y el almacenamiento de la energía y en los edificios a través de una política activa de ahorro y eficiencia energética.

La nueva estrategia de energía se centró en estos cinco puntos:

- conseguir una Europa eficiente desde el punto de vista energético;
- construir un verdadero mercado paneuropeo integrado de la energía;
- potenciar el papel de los consumidores y alcanzar el nivel máximo de seguridad y protección;
- ampliar el liderazgo de Europa en tecnología de la energía e innovación;
- reforzar la dimensión exterior del mercado energético de la UE.

²⁵⁰ Los Planes Nacionales de Acción sobre Eficiencia Energética elaborados por los Estados miembros en 2008 no estaban dando los resultados requeridos y muchas de las acciones estaban pendientes de ponerse en marcha. Pese a que los diferentes Outlook anuales hacían serias advertencias sobre la escasez futura en el suministro del petróleo, se está muy lejos del cumplimiento del objetivo de la participación en el mix energético del 20% de las energías como indican los Planes de Acción, aunque fue esperanzador el dato de que en el año 2009 el 62% de la nueva generación eléctrica instada en la UE era renovable.

²⁵¹ KLESSMANN, C., HELD, A., RATHMANN, M., & RAGWITZ, M. (2011), "Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union—What is needed to reach the 2020 targets?". *Energy policy*, 39(12), 7637-7657.

Destaco algunas de las ideas claves de la Estrategia en el apartado de Eficiencia Energética:

- Puesta en marcha de incentivos financieros innovadores con grandes factores de apalancamiento.
- Etiquetado energético de edificios.
- Estimular la competitividad de las industrias a través de la eficiencia energética. Diseño ecológico.
- Aplicación de criterios energéticos en los contratos públicos de obras, servicios o productos.
- Programas financieros de la UE para ahorro energético. Apoyo a la competitividad a la industria a través de la eficiencia energética.
- Futura política de transportes. Reducción de su dependencia del petróleo.
- Movilidad urbana limpia. Transporte multimodal. Transición a ciudades inteligentes.
- Normas de eficiencia energética en los vehículos. Sistemas de etiquetado.
- Eficiencia energética como criterio esencial para la autorización de capacidades de generación.
- Mecanismo de revisión anual de los Planes nacionales de acción en eficiencia energética.
- Servicios de Eficiencia energética, certificados blancos, contadores inteligentes.

En cuanto a la libre circulación de energía y el desarrollo del mercado interior de la Energía:

- control proactivo de las reglas de la competencia por la Comisión y los Estados miembros evitando las prácticas monopolísticas en el sector de la energía;
- preparar el camino para el uso a gran escala de las energías renovables más allá del 2020, organizando marcos jurídicos que den confianza a los inversores;
- garantizar por la Comisión regímenes sostenibles de ayuda que garanticen el grado de armonización o convergencia entre regímenes nacionales;
- insistir en el sistema de ayudas equilibradas, rentables y predecibles vía feed in tariff, evitando los cambios con efectos retroactivos de los regímenes de ayuda que merman la confianza de los inversores;
- mejorar la infraestructura eléctrica y las interconexiones entre fronteras para favorecer el desarrollo del mercado único reemplazando las instalaciones obsoletas;
- asistencia a los Estados miembros en el proceso del lanzamiento al mercado de los contadores inteligentes y de las redes inteligentes o *smart grids* y del fomento de nuevos servicios energéticos.

En el campo de la potenciación del papel de los consumidores y el refuerzo de la seguridad y la protección:

- la reducción del consumo de combustibles fósiles. Papel más proactivo de los consumidores. La Comisión propondrá medidas para ayudar a los consumidores a participar en el mercado interior de la energía;
- suministros de energía a precios accesibles, que reflejen los costos y sean fiables;
- pasar el centro de atención de los precios de la energía a los costos mediante el desarrollo de los servicios energéticos;
- garantizar la seguridad en las instalaciones de extracción de petróleo en alta mar con la puesta en marcha de nuevas medidas de seguridad;
- mejorar el marco jurídico para la seguridad física y operacional de la energía nuclear, redefiniendo normas básicas de seguridad para la protección de los trabajadores y la población;

En la tarea de ejercer el liderazgo tecnológico:

- acelerar el proceso de desarrollo y demostración de los biocombustibles de segunda generación en el marco de los programas conjuntos EERA. Redes eléctricas inteligentes, captura y almacenamiento de CO₂, almacenamiento de electricidad, movilidad, energía nuclear de nueva generación y calefacción y refrigeración renovables;
- impulsar los proyectos fundamentales como la Eólica en el Mar del Norte, proyectos Desertec y Medring, y sus sistemas de financiación;
- lanzar cuatro nuevos proyectos a gran escala. i) redes inteligentes para conectar todo el sistema de la red de electricidad, almacenamiento de energía, (aire comprimido, baterías, hidrógeno);
- Avanzar en la investigación de tecnologías de vanguardia en cuanto a energías con bajas emisiones de carbono, desarrollando la investigación en nuevos materiales energéticos.

26.3. Política de clima y energía en 2030.

La previsión del cumplimiento de los objetivos de la estrategia energética 2020, principalmente en cuanto a la reducción de emisiones, la participación de las energías renovables y la producción de electricidad renovable²⁵², impulsó a la Comisión al lanzamiento de una estrategia 2030 con medidas que permitiesen disminuir la dependencia energética, garantizaran la seguridad de abastecimiento con el objetivo de avanzar en una economía de bajas emisiones de carbono con precios asequibles, en línea con las conclusiones obtenidas del Libro Verde²⁵³.

²⁵² VAN RENSEN, S. (2013), "The EU's great 2030 energy and climate compromise", *Energy Post*.

²⁵³ EU Commission (2013). COM (2013) 169: Libro Verde. "Un marco para las políticas de clima y energía en 2030". Bruselas, 27.03.2013.

26.4. Estrategia Europea de la Seguridad Energética.

La situación de la falta de suministro de gas en los inviernos de 2006 y 2009 movió a la Comisión Europea a presentar un plan de reforzamiento de la seguridad de abastecimiento de energía y reducir el número de Estados miembros dependientes solamente de un solo proveedor. Seis Estados miembros dependen de Rusia como único suministrador de gas, que exportó al conjunto de la UE el 71% de sus necesidades totales, principalmente a Alemania, Italia, UK y Polonia.

La Comisión en la Comunicación COM (2014) 330²⁵⁴ final, reconoce que se necesita *“una estrategia realista de seguridad energética que refuerce la capacidad de resistencia frente a estas perturbaciones e interrupciones del abastecimiento a corto plazo y reduzca la dependencia respecto a determinados combustibles, suministradores y rutas de suministro a largo plazo”*.

En el año 2014 la UE importaba el 53 % de la energía que consumía, siendo la dependencia del crudo del 90%, el 66% del gas natural y el 42% de los combustibles sólidos. Es destacable la dependencia del combustible nuclear, superior al 40%. La Comisión considera que el camino para conseguir una mayor seguridad de suministro pasa por un mercado interior bien vertebrado y por una mayor cooperación en el ámbito regional y europeo, desarrollando las infraestructuras convenientes²⁵⁵. Pero no se olvida que la mitad de la electricidad generada en la UE es generada sin emisión de gases de efecto invernadero y que, en esa línea, la seguridad energética es inseparable de esta política energética de reducción de emisiones lo que, en consecuencia, significa reducir las importaciones de combustibles fósiles.

La estrategia se basa en ocho medidas fundamentales para dar respuesta a la situación y a sus causas, con una primera medida contingente para hacer frente a los problemas graves durante el invierno 2014/2015. Destacan los mecanismos de solidaridad entre los Estados miembros, moderar el consumo de energía con acciones en eficiencia energética²⁵⁶, y el desarrollo de un mercado interior de la energía, efectivo y plenamente integrado.

²⁵⁴ EU Commission (2014). COM (2014) 330 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, y al Comité de las Regiones. “Estrategia Europea de la Seguridad energética”. Bruselas, 28.05.2014.

²⁵⁵ EU Commission (2015). COM (2015) 82 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. “Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020”. Bruselas, 25.2.2015.

²⁵⁶ STRATIEVA, N. (2014), “EU’s Energy Efficiency Strategy for 2030 - Balance or Disappointment?”. *Worldwatch Institute Europe*. 3.10.2014.

26.5. Mercado Interior de la Energía.

La Union Europea recibió varios dictámenes del Comité de Responsables Europeos de Reglamentación de Valor (CERV) y del Grupo de Organismos Reguladores de la Electricidad y Gas (ERGEG), en los que confirmaron que la legislación vigente podría ser insuficiente para resolver, de forma adecuada, los problemas relacionados con la integridad de los mercados de la electricidad y el gas. Recomendaron la existencia de un marco legislativo adecuado que impidiese los abusos del mercado.

El Parlamento y el Consejo destacaron en el Reglamento (UE) 1227/2011²⁵⁷ la necesidad de garantizar a los consumidores la integridad de los mercados mayoristas en los que los precios reflejen una interacción equitativa y competitiva entre la oferta y la demanda, impidiendo obtener beneficios procedentes de prácticas de abuso del mercado. En la actualidad no se prohíben claramente, en algunos de los mercados de la energía más importantes, los comportamientos que merman su integridad. Se reconoce, en la consideración 4, que *“el abuso del mercado en un Estado miembro con frecuencia afecta no solo a los precios al por mayor de la electricidad y el gas natural más allá de las fronteras nacionales sino también a los precios al por menor que han de abonar los consumidores y las microempresas”*.

El Reglamento estableció normas orientadas a prohibir: a) las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, (en consonancia con las normas aplicables a los mercados financieros y con el funcionamiento adecuado de dichos mercados mayoristas de la energía), b) las operaciones con información privilegiada, estando obligado a difundir dicha información, c) la manipulación del mercado mayorista.

Por «manipulación del mercado» el Reglamento entiende la realización de cualquier transacción, o la emisión de cualquier orden, para operar con productos energéticos al por mayor, que proporcione o pueda proporcionar indicios falsos o engañosos en cuanto a la oferta, la demanda o el precio de los productos energéticos al por mayor, o que fije o intente fijar, por medio de una persona o de varias personas que actúen de manera concertada, el precio de uno o varios productos energéticos al por mayor a un nivel artificial.

Se encomienda la vigilancia del mercado, a nivel de la Unión, a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía. Las autoridades nacionales, que tienen un conocimiento preciso de la evolución de los mercados, deben cooperar con la Agencia para garantizar la transparencia de los mercados energéticos. Se faculta a los

²⁵⁷ EU Parliament and Council (2011). Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la *“integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía”*, de 25 de octubre de 2011.

Estados miembros a la creación de un organismo de control del mercado que lleve a cabo esta supervisión, junto con la autoridad reguladora nacional.

El mercado de energía, integrado por grandes centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles, con suministro a sus consumidores, hogares, empresas e industria, en áreas determinadas, evoluciona hacia una generación más descentralizada, en la que las energías renovables participan de una forma creciente, lo que requiere de un sistema de operación y de demanda más flexible y en el que participen un mayor número de actores que se beneficien del aumento de la competencia.

En 2015, la Comisión Europea en su comunicación COM (2015) 340 final²⁵⁸ indica, en el apartado 1, que la transición energética en la Unión Europea requiere volver a examinar la regulación del sistema, así como los mercados europeos de energía eléctrica. Considera la necesidad de un marco reglamentario y de gobernanza efectiva. La operación en el mercado eléctrico europeo ha de permitir que la electricidad pueda transmitirse libremente, en función de las señales del mercado, ofertando precios competitivos, más aún en regiones transfronterizas. La operación en un mercado eléctrico interconectado generará incentivos para la inversión. Pero la Comisión entiende que en la realidad, ésto no está ocurriendo.

La creciente participación de las energías renovables en una generación de electricidad eólica y solar, discontinua por naturaleza, requiere la adopción de mecanismos flexibles de operación, capaces de ajustarse a la demanda, principalmente en el caso de las centrales convencionales, aunque también en las centrales de energías renovables. Además son necesarios mercados flexibles que garanticen la transición energética a costos mínimos, eliminando las dificultades para la expansión de las energías renovables, contando con un marco reglamentario y de gobernanza efectiva que haga menos necesaria la intervención de los mecanismos que gestionan la capacidad, que como veremos en la Parte III han sido cuestionados en Alemania a favor del mercado 2.0.

La Comisión, en el punto 2, subraya que un buen funcionamiento de un nuevo mercado de la electricidad en la UE requiere un sistema con flujos transfronterizos a gran escala y grandes volúmenes de producción, a base de energías renovables, así como el establecimiento de mercados transfronterizos, a corto plazo, con operación en los mercados intradiarios. Destaca que los mercados de equilibrio deberán cubrir zonas más amplias que en la actualidad de forma que se reduzca la necesidad de la

²⁵⁸ EU Commission (2015). COM (2015) 340 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. “Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía”. Bruselas 15.07.2015.

generación de reserva y utilizar íntegramente el potencial que ofrecen las energías renovables. Para hacer efectivo este nuevo mercado interior es necesario abordar la construcción de las infraestructuras de interconexión aún pendientes.

Se hace la reflexión de que las inversiones en capacidad solamente se justifican cuando los mercados de la electricidad envían las señales de precios que reflejan la escasez durante los picos de demanda, y que los inversores consideren que esta escasez se traducirá en señales de precios a largo plazo. Hay que suponer que se está refiriendo a la capacidad de generación convencional y no a la renovable, en la que se debe seguir invirtiendo de acuerdo con los objetivos de la Estrategia 2030 y la Hoja de Ruta 2050. Los costos de inversión en energías renovables se están reduciendo de una manera progresiva, siendo las tecnologías eólica y solar las que están en condiciones de generar electricidad a costos muy competitivos, como se ha podido comprobar en las licitaciones internacionales de suministro de electricidad a largo plazo.

Mientras tanto, se reconoce por la Comisión que es preciso respaldar la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables por medio, si fuera necesario, de mecanismos que solventen las deficiencias del mercado, garanticen la rentabilidad y eviten compensaciones excesivas y falseamientos de las condiciones, en consonancia con las Directrices sobre ayudas estatales.

Para aprovechar plenamente el potencial del mercado interior de la energía, en su vertiente minorista, la Comunicación entiende que se debe ofrecer a los consumidores (hogares, empresas, industria) la posibilidad de participar de forma activa y positiva en la transición energética de la Unión. Siguen persistiendo muchos obstáculos que entorpecen la plena participación de los consumidores en el mercado de la energía. La falta de información adecuada sobre los costes y el consumo, y la falta también de transparencia en las ofertas, conducen a una competencia insuficiente en muchos mercados al por menor. Un ejemplo destacable de esta insuficiente competencia es el de los mercados de servicios energéticos destinados a la vivienda, que están insuficientemente desarrollados.

The Oxford Institute for Energy Studies²⁵⁹ publicó un interesante artículo acerca del buen funcionamiento de las interconexiones transfronterizas, escrito por Alex Jacottet²⁶⁰. En él se refleja la importancia de las interconexiones para la UE y los Estados miembros, debido a la liberalización del sector de electricidad con el fin de promover la competencia y el mercado, y al desarrollo de las energías renovables en

²⁵⁹ Centro independiente de la Universidad de Oxford.

²⁶⁰ JACOTTET, A. (2012), "Cross-border electricity interconnections for a well-functioning. EU Internal Electricity Market". *Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Energy Comment*, 1-17.

el marco de la sostenibilidad climática. La Comisión ha promovido las inversiones para el desarrollo de las interconexiones transfronterizas.

Presenta un ejemplo gráfico del efecto de los equilibrios de precios entre dos países fronterizos. Un país con precios marginales más bajos que su colindante, puede necesitar de una mayor cantidad de energía para exportar y hacer entrar, en el mecanismo de mercado, una planta con precios marginales mayores lo que se traduce en que el precio de toda la energía, tanto la de consumo interior como la exportada suba. El importador se beneficia del efecto contrario al reducir su demanda de generación.²⁶¹

Este efecto hace que los reguladores de cada Estado miembro, que tienen la responsabilidad de poner en el mercado una energía más barata para sus consumidores, se resisten a exportar sus excedentes de generación porque pueden aumentar el precio medio de la electricidad. Pero no cabe duda que esta situación está generada por un mercado marginalista que va en contra de la máxima de los mercados que el precio es función inversa de la cantidad y que aún es más difícil de entender en cuanto a que existen mecanismos de retribución de la capacidad. Es una realidad que la demanda de la electricidad es inelástica (aunque los casos de pobreza energética están desmontando este axioma económico), lo que nos lleva a pensar que, por una parte las plantas de generación han de ser técnica y operativamente muy flexibles y que, por otra parte, los intercambios de electricidad han de sacarse de los mercados marginalistas para llevarlos a bolsas de regulación o a mecanismos *over the counter*.

Un problema adicional en la carencia de un mercado interior efectivo es que los operadores de los sistemas de transmisión actúan como monopolios naturales dependientes de las autoridades reguladoras que según el citado estudio, impone precios a la transmisión de la electricidad.

A pesar del impulso de la CE en el desarrollo de las infraestructuras de transporte de electricidad, es evidente la carencia de intercambios suficientes. En el citado artículo A. Jacottet indica que el 90 % de la electricidad generada en un Estado miembro es consumida internamente, quedando solo un 10% para el mercado transfronterizo. La baja rentabilidad de las infraestructuras no incentiva a los inversores, por lo que piensa en la necesidad de una nueva gobernanza de la CE en esta materia.

²⁶¹ In extenso sobre los precios en los mercados transfronterizos, *vid.*, ARGÜELLO RÍOS, G., & SALAZAR YÉPEZ, G. (2007), “*Rentas de congestión en las transacciones internacionales de electricidad; análisis para las transacciones Ecuador-Colombia*”. *Revista Técnica Energía. Biblioteca Cenace*, 2007.

En la página web de “*Set Plan-Central European Energy Conference*”²⁶², Nicolas Maskalik hace referencia al informe de HACER, que estima que la integración de los mercados de electricidad proporcionará a los clientes ahorros anuales de 2.500 a 4.000 millones de euros y la integración de los mercados de gas de 30.000 millones de euros al año, con inversiones previstas de 82.000 millones para 2022 en ambos grupos de proyectos. Esta suma es desproporcionadamente alta en comparación con las inversiones energéticas anteriores en la historia. Los márgenes entre los costos y los beneficios de cada proyecto varían, en algunos casos las inversiones planificadas incluso superan los beneficios estimados.

En la primavera de 2015, Edmond Alphandéry, del “*Center for European Policy Studies*” tomó la iniciativa de crear el “*High-Level Group on Energy Infrastructure in Europe*”, principalmente de los sectores energético y financiero privado, para examinar los obstáculos a la infraestructura energética transfronteriza y presentar propuestas a la Comisión Europea. En Abril del 2016, este grupo de alto nivel, publicó el informe “*Fostering Investment in Cross-Border Energy Infrastructure in Europe*”²⁶³.

Este informe analiza la situación energética en la UE, reconociendo la necesidad de mejorar las interconexiones transfronterizas de gas y electricidad constituiría, como paso importante hacia unos mercados energéticos más integrados. Sin embargo los proyectos financiables son escasos y eso a pesar de las buenas condiciones de financiación, lo que se explicaría por un bajo nivel de integración política energética y las distintas regulaciones y políticas de los Estados miembros, a lo que se une el desajuste entre el largo plazo de financiación de las inversiones y el corto plazo de los ciclos económicos y políticos. Se destaca que la inversión en interconexiones de gas y electricidad hasta el año 2020 alcanzará los 200.000 millones de euros.

Por otra parte, el informe hace referencia a la disminución de la demanda de electricidad como consecuencia de la eficiencia energética, la desindustrialización y crisis económica, lo que ha provocado una bajada del precio de los ETS. Esta situación, junto con un despliegue de las energías renovables más amplio de lo esperado y el bajo precio del CO₂ en el mercado de emisiones, ha llevado a precios de venta de electricidad entre 20-30 €/MWh y la pérdida de señales de precios a largo plazo.

²⁶² MASKALIK, N (2016), “Towards Integrated EU Energy Market.SetPlan” CEEEC 2016.

<http://www.setplan2016.sk/index.php/about/conference>.

²⁶³ “Fostering Investment in Cross-Border Energy Infrastructure in Europe”. *Report of the High-Level Group on Energy Infrastructure in Europe April 2016*.

<https://www.ceps.eu/publications/fostering-investment-cross-border-energy-infrastructure-europe-report-high-level-group>

Para interpretar adecuadamente este estudio, es necesario conocer que los integrantes de este Grupo son representantes de muy alto nivel de los intereses de un conglomerado de empresas energéticas e instituciones financieras, cuya visión no siempre es compartida por las autoridades energéticas europeas, como explícitamente se indica en el propio informe.

Con frecuencia, los análisis realizados olvidan que las políticas energéticas sostenibles dimanadas de la Comisión atienden, por una parte, al aspecto de la dependencia energética y costos razonables de la energía, y por otra parte a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático. Es cierto que las energías renovables son la solución energética y medioambiental que da respuesta a la situación a largo plazo, que esta opción energética ha encarecido el precio de la electricidad, como seguidamente veremos, en gran medida por la falta de madurez tecnológica. Pero no es menos cierto que el modelo energético, adoptado como solución, requiere infraestructuras de interconexión y de acumulación que permitan la garantía de suministro en los ratios actuales.

Por tanto no es entendible que, en este marco energético, los inversores privados de infraestructuras eléctricas pretendan encontrar retornos elevados a las inversiones en generación y transmisión, más propios del pasado, y además compensadas por mecanismos del comercio de emisiones que, dicho sea de paso, son cada vez más cuestionados por su propia naturaleza. Y si la coherencia política y la visión a largo plazo de las autoridades energética se imponen, no sería descartable el retorno a las inversiones públicas de las infraestructuras (proceso en el que Alemania ha dado sus primeros pasos), aunque ello signifique ir en contra de la liberalización del sistema.

26.6. Precios y Costos de la Energía en la UE.

Desde el año 2008, los precios de la energía en la UE han aumentado de una forma importante en la UE. Este aumento no afecta por igual a los Estados miembros, tampoco afecta de la misma forma a la electricidad y al gas, ni a los precios de la energía en los sectores domésticos e industriales. Estos aumentos y diferencias están generando un impacto económico y una, cada vez mayor, contestación social.

Se percibe que los mayores costos tienen como origen, por un lado, el proceso de liberalización del sector energético, al que se le ha desprotegido de la tutela estatal, reforzando las posiciones oligopólicas de las grandes empresas que manteniendo vinculaciones societarias más propias de una integración vertical, controlan e influyen en los mercados energéticos, sin que los Estados miembros actúen en el marco de sus responsabilidades regulatorias.

Por otra parte, la evolución la policía energética desde una generación convencional a una generación renovable de bajas emisiones de gases de efecto invernadero, en

línea con los requerimientos en la lucha contra el cambio climático, es considerada en amplios sectores sociales como causante de los mayores precios de la energía, que indirectamente benefician a las energías fósiles, paradójicamente en crecimiento en muchos Estados miembros gracias a los mecanismos de los mercados marginalistas *per se* imperfectos. Se está instalando en la UE la idea de que se paga más por una energía no sostenible, dado que las emisiones aumentan.

En el análisis de los precios de la energía, gas y electricidad se comprueba el efecto de las ayudas a las energías renovables con respecto a países en los que las estrategias energéticas no son tan ambiciosas como lo han sido en los tres estados analizados y en consecuencia el peso de las energías renovables en el mix es menor. La distribución en cada Estado estudiado de este efecto en los precios no es equitativa. En general los precios de energía industriales son menores que los precios industriales y ha de suponerse que ello responde a pretendidas razones de sostenimiento de la competitividad de la industria.

En el cuadro siguiente se comparan los precios industriales desagregados de la energía eléctrica en seis países de referencia en Europa en el año 2014. Como podemos observar los precios de la energía eléctrica para las pequeñas empresas, banda IA, son en España los más altos de los países analizados. Sin embargo las tarifas para los grandes consumidores son, después de las de Francia, las más bajas de los países estudiados, mientras que en el resto de países las tarifas para la mediana y la gran empresa son menores.

Precios desagregados de Electricidad Industrial 2014

Estados Miembros

MWh		IA	IB	IC	ID	IE	IF
		<20	20 500	500 2.000	2.000 20.000	20.000 70.000	70.000 150.000
Alemania	Energía	0,0884	0,0610	0,0519	0,0488	0,0459	0,0450
	Red	0,0599	0,0419	0,0289	0,0226	0,0168	0,0168
	Tasas	0,0888	0,0752	0,0712	0,0612	0,0490	0,0425
	Total	0,2371	0,1781	0,1520	0,1326	0,1117	0,1043
España	Energía	0,2201	0,1175	0,0922	0,0835	0,0739	0,0692
	Red	0,0581	0,0307	0,0189	0,0143	0,0053	0,0044
	Tasas	0,0142	0,0076	0,0057	0,0050	0,0040	0,0038
	Total	0,2924	0,1558	0,1168	0,1028	0,0832	0,0774
Dinamarca	Energía	0,0436	0,0352	0,0338	0,0334	0,0334	0,0334
	Red	0,0710	0,0587	0,0535	0,0535	0,0449	0,0449
	Tasas	0,0699	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
	Total	0,1845	0,0944	0,0878	0,0874	0,0788	0,0788
Francia	Energía	0,0804	0,0579	0,0522	0,0459	0,0435	0,0432
	Red	0,0453	0,0326	0,0165	0,0145	0,0137	0,0089
	Tasas	0,0290	0,0243	0,0221	0,0184	0,0131	0,0023
	Total	0,1547	0,1148	0,0908	0,0788	0,0703	0,0544
Italia	Energía	0,1113	0,0933	0,0861	0,0822	0,0787	0,0684
	Red	0,0625	0,0289	0,0191	0,0154	0,0106	0,0080
	Tasas	0,0882	0,0762	0,0683	0,0616	0,0501	0,0388
	Total	0,2620	0,1984	0,1735	0,1592	0,1394	0,1152
UK	Energía	0,1277	0,1066	0,0930	0,0831	0,0841	0,0835
	Red	0,0449	0,0380	0,0360	0,0347	0,0334	0,0313
	Tasas	0,0045	0,0052	0,0048	0,0035	0,0027	0,0024
	Total	0,1771	0,1498	0,1338	0,1213	0,1202	0,1172

Fuente Eurostat. Elaboración propia. Unidad €/kWh

Los precios de la electricidad doméstica en 2014 quedan reflejados en el siguiente cuadro.

Precios desagregados de Electricidad Doméstica 2014					
Estados Miembros					
kWh		DA	DB	DC	DD
		<1.000	1.000 2.500	2.500 5.000	5.000 15.000
Alemania	Energía	0,1424	0,0920	0,0772	0,0744
	Red	0,1152	0,0727	0,0668	0,0573
	Tasas	0,1760	0,1583	0,1534	0,1510
	Total	0,4336	0,3230	0,2974	0,2827
España	Energía	0,2671	0,1587	0,1364	0,1229
	Red	0,0996	0,0579	0,0497	0,0430
	Tasas	0,0997	0,0589	0,0506	0,0451
	Total	0,4664	0,2755	0,2367	0,2110
Dinamarca	Energía	0,0449	0,0449	0,0463	0,0436
	Red	0,1034	0,1034	0,0772	0,0710
	Tasas	0,1781	0,1781	0,1726	0,1160
	Total	0,3264	0,3264	0,2961	0,2306
Francia	Energía	0,1216	0,0740	0,0639	0,0572
	Red	0,1078	0,0656	0,0567	0,0507
	Tasas	0,0613	0,0599	0,0545	0,0536
	Total	0,2907	0,1995	0,1751	0,1615
Italia	Energía	0,1314	0,1059	0,1011	0,0975
	Red	0,0741	0,0362	0,0458	0,0803
	Tasas	0,0858	0,0678	0,0870	0,1157
	Total	0,2913	0,2099	0,2339	0,2935
UK	Energía	0,1857	0,1655	0,1495	0,1349
	Red	0,0526	0,0469	0,0423	0,0382
	Tasas	0,0119	0,0106	0,0096	0,0086
	Total	0,2502	0,2230	0,2014	0,1817

Fuente Eurostat. Elaboración propia. Unidad €/kWh.

El cuadro siguiente reproduce los datos del cuadro anterior recogidos por componentes de costos, destacando los precios más elevados en cada tarifa y componentes.

Precios desagregados de Electricidad Industrial 2014

Componentes de Precios

MWh	IA	IB	IC	ID	IE	IF
	<20	20	500	2.000	20.000	70.000
		500	2.000	20.000	70.000	150.000

Alemania	Energía	0,0884	0,0610	0,0519	0,0488	0,0459	0,0450
España		0,2201	0,1175	0,0922	0,0835	0,0739	0,0692
Dinamarca		0,0436	0,0352	0,0338	0,0334	0,0334	0,0334
Francia		0,0804	0,0579	0,0522	0,0459	0,0435	0,0432
Italia		0,1113	0,0933	0,0861	0,0822	0,0787	0,0684
UK		0,1277	0,1066	0,0930	0,0831	0,0841	0,0835
Alemania	Red	0,0599	0,0419	0,0289	0,0226	0,0168	0,0168
España		0,0581	0,0307	0,0189	0,0143	0,0053	0,0044
Dinamarca		0,0710	0,0587	0,0535	0,0535	0,0449	0,0449
Francia		0,0453	0,0326	0,0165	0,0145	0,0137	0,0089
Italia		0,0625	0,0289	0,0191	0,0154	0,0106	0,0080
UK		0,0449	0,0380	0,0360	0,0347	0,0334	0,0313
Alemania	Tasas	0,0888	0,0752	0,0712	0,0612	0,0490	0,0425
España		0,0142	0,0076	0,0057	0,0050	0,0040	0,0038
Dinamarca		0,0699	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
Francia		0,0290	0,0243	0,0221	0,0184	0,0131	0,0023
Italia		0,0882	0,0762	0,0683	0,0616	0,0501	0,0388
UK		0,0045	0,0052	0,0048	0,0035	0,0027	0,0024
Alemania		0,2371	0,1781	0,1520	0,1326	0,1117	0,1043
España		0,2924	0,1558	0,1168	0,1028	0,0832	0,0774
Dinamarca		0,1845	0,0944	0,0878	0,0874	0,0788	0,0788
Francia		0,1547	0,1148	0,0908	0,0788	0,0703	0,0544
Italia		0,2620	0,1984	0,1735	0,1592	0,1394	0,1152
UK		0,1771	0,1498	0,1338	0,1213	0,1202	0,1172

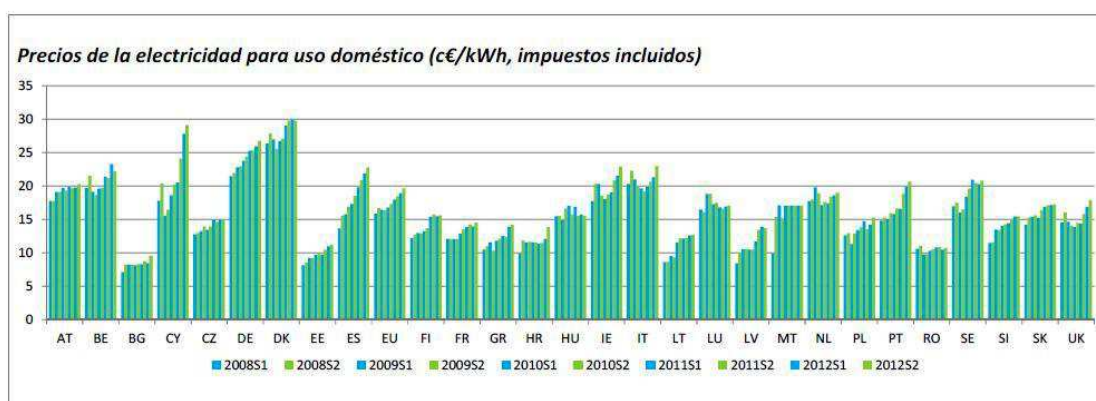
Fuente Eurostat. Elaboración propia. Unidad €/kWh.

El diferente tratamiento político entre los precios industriales y los domésticos pone en evidencia una estrategia de precios de la energía realizada con poca sensibilidad social al hacer recaer un mayor precio de la energía en los ciudadanos más desfavorecidos, en un entorno de crisis económica que ha provocado altas tasas de paro, subidas de impuestos directos e indirectos, y mayores precios de energía.

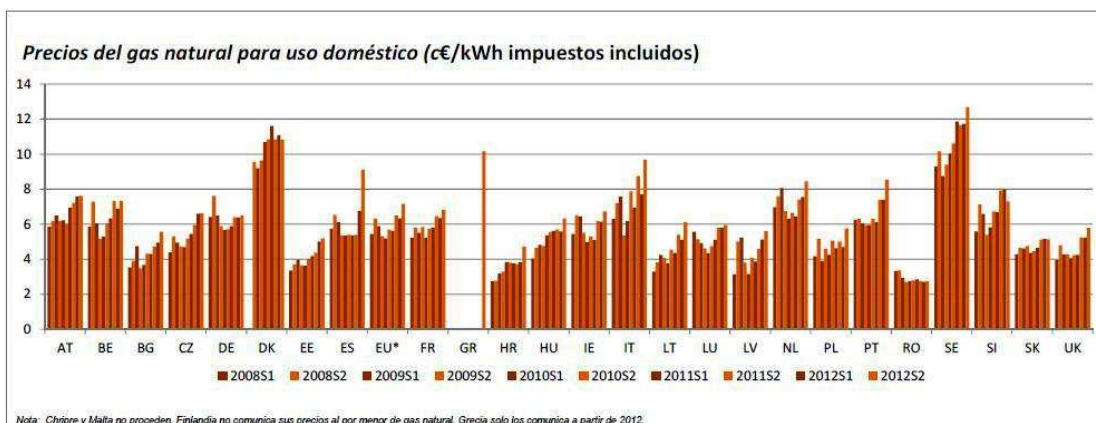
En este análisis de las distintas tarifas de energía se observa una gran disparidad de criterios en la formación de los precios en cada uno de los países analizados, tanto en los precios industriales como en los precios domésticos, lo que sin duda no favorece el desarrollo de un mercado interior de energía. Es necesaria una armonización de los costos y precios de suministro de electricidad y una homologación de los precios de transporte, así como de los conceptos y criterios impositivos.

Este debate, aireado por los medios de comunicación europeos, llevó al Consejo Europeo a solicitar a la Comisión, la realización de un análisis minucioso de los precios y costes de la energía en Europa²⁶⁴, con el fin de “ayudar a los responsables de formular las políticas a comprender el contexto de fondo, el impacto de las recientes subidas en los consumidores y las implicaciones políticas”.

La Comisión entiende que en promedio, los precios nacionales de la electricidad²⁶⁵ de uso doméstico han aumentado un 4 % al año durante los últimos cinco años (2008-2012), un aumento por encima de la inflación en muchos países. Los precios domésticos han aumentado en promedio un 3 % anual en el periodo citado, de nuevo por encima de la inflación en la mayoría de los Estados miembros. Estos promedios de precios minoristas esconden importantes variaciones nacionales.



Source: Eurostat energy statistics



Nota: Chipre y Malta no proceden, Finlandia no comunica sus precios al por menor de gas natural, Grecia solo los comunica a partir de 2012.

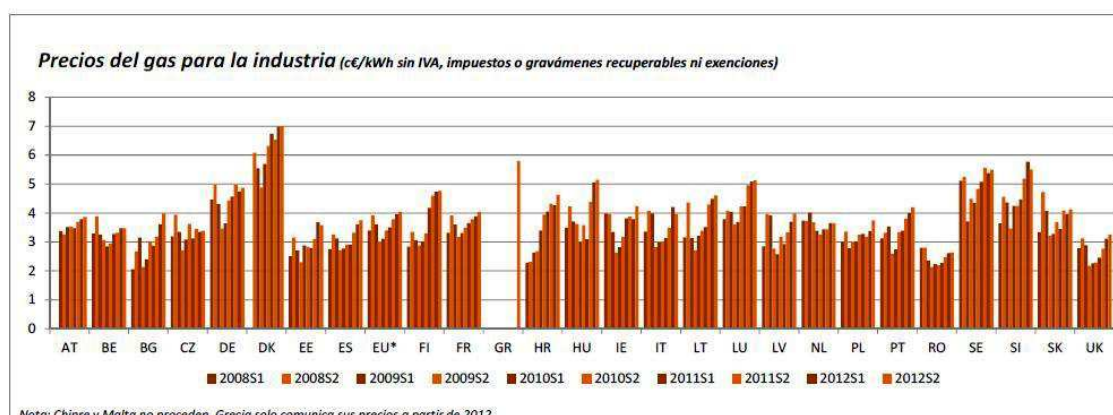
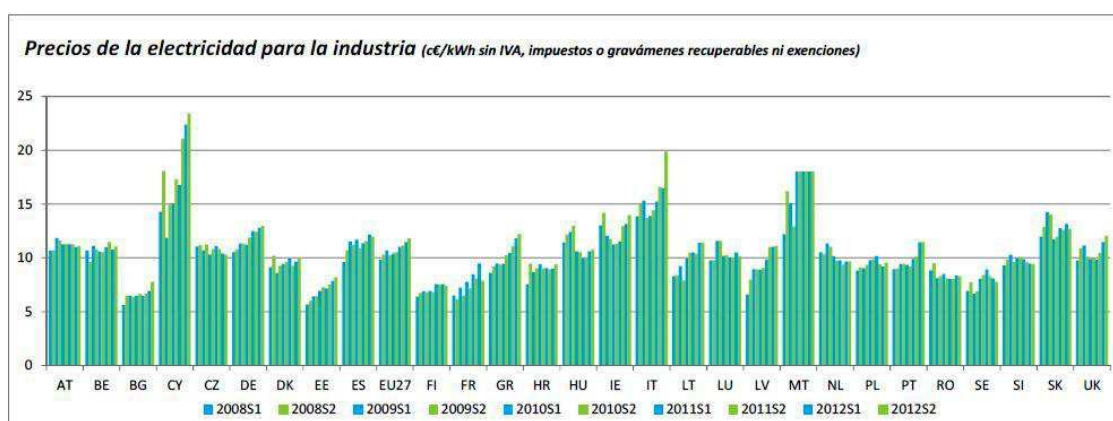
En el sector mayorista, los precios de la electricidad al por mayor se redujeron, en el período del 2008 al 2012, entre un 35 y un 45 % en los principales mercados de la electricidad referencia de Europa. Los precios del gas al por mayor han fluctuado al alza y a la baja, pero finalmente no ha habido aumentos de precios en este periodo,

²⁶⁴ EU Commission (2014). COM (2014) 021 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. “Precios y costes de la energía en Europa”. Bruselas 22 .01. 2014.

²⁶⁵ El análisis de precios y costos solo se realizó en gas y electricidad.

aunque determinadas empresas con un consumo intensivo de energía señalaron subidas de los precios del gas entre un 27 % y 40 %, en el período 2010-2012.

Estos datos hacen pensar que la disminución de los precios al por mayor de la componente energía²⁶⁶ de la factura, no se ha visto reflejada en los precios minoristas, aunque la Comunicación indica que ésta es la parte de la factura energética donde los proveedores de energía deberían poder competir. Se desprende de esta situación que la competencia de precios en varios mercados minoristas es débil, y permite a los proveedores no tener que trasladar las reducciones de los precios al por mayor a los precios al por menor.



Fuente: Eurostat energy statistics

También los gravámenes e impuestos en particular han aumentado significativamente más que otros y constituyen, en algunos casos, el componente de mayor peso en el precio total de la electricidad o gas. En España y Alemania estos impuestos y gravámenes alcanzan el 15,5 % y el 16 % de los precios de la electricidad de uso doméstico.

No obstante, y frente a la opinión generalizada del impacto de las energías renovables en los precios finales, el coste promedio de la energía renovable añadido a los precios

²⁶⁶ La factura de la electricidad o gas tiene tres componentes principales: a) el término energía, b) los gravámenes, c) los impuestos. Los precios estudiados no incluyen el IVA.

al por menor constituye el 6 % del precio medio de la electricidad de uso doméstico en la UE y casi el 8 % del precio de la electricidad industrial antes de tener en cuenta las exenciones. También en este caso, cita la Comunicación, hay una amplia gama de costes, con unos porcentajes en España y Alemania que alcanzan el 15,5 % y el 16 % de los precios de la electricidad de uso doméstico, en contraste con menos del 1 % en Irlanda, Polonia y Suecia.

Es muy significativo el aumento de los costos de la red eléctrica que, según el análisis, se incrementaron un 30 % en el sector industrial desde el 2008 y un 18,5 % en el doméstico, lo que tiene un importante impacto en la factura total, que se estima entre 2 c€/kWh y 7 c€/kWh.

El análisis de la Comisión indica que los precios al por mayor aplicados en Europa son relativamente bajos, más o menos comparables con los precios de la electricidad al por mayor de los EE.UU., en donde es menor el efecto en el precio de las energías renovables. Los precios en la UE de la electricidad al por menor son más del doble de los de EE.UU. y Rusia, un 20 % más altos que los de China, y un 20 % más bajos que los de Japón. En cambio los precios del gas para la industria de la UE son ahora, en promedio, tres o cuatro veces más altos que los precios comparables de EE.UU., India y Rusia y un 12 % más que los de China.

La Agencia Internacional de la Energía, según se indica en el análisis de la Comisión, considera²⁶⁷ que los precios elevados de la energía en la UE merman la competitividad de los productos elaborados en los mercados exteriores, lo que se traduce en que las industrias de consumo intensivo de la energía reducen su contribución al PIB europeo. Este punto de vista está bastante alejado de la relación entre el concepto de sostenibilidad energética con respecto a la competitividad, olvidando que la sostenibilidad energética no solo aplica a la forma de generación sino también a su utilización eficiente.

Como veremos en la Parte III Alemania, en opinión de Robert Germeshausen, Andreas Löschel²⁶⁸, el impacto sobre la competitividad industrial de los precios de energía ha de ser interpretado con cautela. Los autores consideran que los costos de energía en relación con el valor añadido, teniendo en cuenta la intensidad energética, son una mejor forma de interpretar la competitividad.

El informe *Energy Economic Developments in Europe 2014*, Directorate-General for Economic and Financial Affairs analizaba el factor de competitividad de la industria

²⁶⁷ IEA WEO 2013, fig. 8.17

²⁶⁸ GERMESHAUSEN, R; LÖSCHEL, A, (2015), "Energienstückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit", ZBW – Leibniz-Informationzentrum Wirtschaft.

Europea en comparación con la industria norteamericana como consecuencia de la reducción en los precios de la energía por el *shale gas*. Introduce el concepto de “*real unit energy costs*”, RUEC, indicador que tiene en cuenta el valor añadido (no de producción bruta). Así la industria transformadora de la UE viene reestructurándose desde hace décadas hacia una menor intensidad energética y obteniendo una producción de mayor valor añadido, lo que ha atenuado en parte el impacto del aumento de los precios de la energía.

El análisis de la Comisión confirma las conclusiones de la Hoja de Ruta de la Energía para 2050, que prevé que los precios de los combustibles fósiles seguirán aumentando e impulsando los costes de la energía. En lo que respecta a la electricidad, más específicamente, los costes aumentarán probablemente hasta 2020, debido al aumento de los costes de los combustibles fósiles, junto con la inversión necesaria en infraestructura y capacidad de generación. Más allá de 2020, está previsto que los costes se estabilicen y posteriormente disminuyan ligeramente conforme los combustibles fósiles sean sustituidos por energías renovables.

En este análisis solo se aporta la visión de la situación de los precios y costos de la energía y las tendencias, pero no se incide en la propuesta de solución hacia los Estados miembros para disminuir la pobreza energética de los más vulnerables, limitándose a exponer que: *“la crisis financiera y económica actual hace más acuciante, hoy en día, la solución de la pobreza energética o la vulnerabilidad, dado que los aumentos de los costes de la energía afectan con mayor dureza a los hogares más desfavorecidos, para los que pueden estudiarse transferencias fiscales de protección, teniendo en cuenta que generalmente es más eficaz proteger a los consumidores vulnerables a través de medidas de política social (como las transferencias fiscales) que a través de los precios de la energía”*.

“Los consumidores, tanto los hogares como la industria, reclaman una mayor transparencia de los precios y costes de la energía. Por tal motivo, la Comisión está preparando, para su publicación en 2016, un nuevo informe sobre los precios y costes de la energía. Ese documento contribuirá a un debate más informado sobre los distintos niveles de precios en los Estados miembros, los distintos componentes de los precios de la energía, sus repercusiones en la competitividad de la industria europea y la inversión en Europa y su capacidad de influir en el comportamiento de los consumidores”.

26.7. Estado de la Unión de la Energía. 2015.

En vísperas de la Conferencia de las Partes en París, COP 21, Cumbre sobre el cambio climático, la Comisión realiza el primer informe “Estado de la Unión de la Energía 2015”, que tiene como finalidad examinar los progresos realizados desde la

promulgación «Estrategia marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva». La Comisión entiende que el liderazgo en una economía de bajo carbono debe mantenerse después de la cumbre del Clima de París, destacando los objetivos de clima y energía para 2030, teniendo presente el aspecto favorable para la economía europea que este nuevo modelo ofrece particularmente en energías renovables y en eficiencia energética.

Se reconoce que los mercados energéticos no funcionan como debieran; y pide a los ciudadanos que se impliquen en su desarrollo, propiciando el abaratamiento de las nuevas tecnologías y el aumento de la competencia. Pero fuera de esta expresión voluntarista no se entra en el detalle de qué pueden hacer los ciudadanos en este aspecto, cuando los Estados y las grandes compañías energéticas no dan el necesario ejemplo a seguir.

Indica las acciones previstas en el año 2016 en materia de emisiones de GHG, no cubiertas por el mecanismo de créditos de carbono, fijando objetivos nacionales. Entendiendo que el sector del transporte es el mayor emisor de gases de efecto invernadero, se presentará una Comunicación al respecto, acompañada de una normativa relacionada con los sistemas de ensayos de emisiones en vehículos ligeros y la puesta en marcha de una metodología de emisiones de óxidos de nitrógeno en vehículos con motores diesel.

Tanto en emisiones, como en participación de energías renovables y eficiencia, la Comisión hace una evaluación del grado de cumplimiento de los objetivos previstos para la UE, de los que destaca los más significativos.

27. Visión General de la Política Energética 2004-2016

En este tercer periodo se asientan las acciones en eficiencia energética ya emprendidas con la publicación del Libro Verde de la Eficiencia Energética 2005, en el que se pone de manifiesto que la intensidad energética disminuyó en el periodo 1970-2000, pese a que el consumo de energía ha subido anualmente un 1%. La eficiencia energética sin embargo mejoró en dos años solamente un 1%, reduciéndose en 2005 a un 0,5%. El Libro Verde pretende tomar medidas para reducir el consumo de energía en un 20% para el año 2020.

Se acuñan y refuerzan los conceptos de sostenibilidad energética y desarrollo sostenible que expresan el interés de garantizar que el crecimiento económico, la inclusión social y la protección del medioambiente avancen a la par, conceptos surgidos del Programa Marco de la Competitividad y la Innovación.

Este periodo está marcado por el Tratado Constitucional fallido que da paso al Tratado de Lisboa, en el que la Energía está finalmente considerada como un factor clave en el desarrollo económico y social y en el cambio climático. La sostenibilidad energética y la eficiencia energética como piezas claves en la reducción de la dependencia energética son aspectos que pueden tener un mayor desarrollo comunitario con las competencias compartidas asumidas en el Tratado en su Título XXI, artículo 194. La Eficiencia Energética está muy presente en los intereses estratégicos de la Comisión en este periodo desde el Tratado de Lisboa y la publicación del ya comentado Libro Verde es una buena muestra de ello. El Programa Marco de Innovación y Competitividad y el Libro Verde de la Estrategia inciden en conseguir un escenario de energía sostenible, competitiva y segura.

Pero sin duda, un hecho destacado de este periodo es la formulación en el derecho originario (Tratado de Funcionamiento de por la UE) de una Política Energética de la UE. Los objetivos planteados por esta Política Energética fueron la lucha contra el cambio climático, la reducción de la importación de combustibles, promoviendo el crecimiento y la creación de empleo. Todo ello constituye el núcleo de una nueva Política Energética Europea que, junto con los planes de acción, son sus elementos fundamentales.

Los planes de acción pasan por el reforzamiento del mercado interior, dado que la Comisión entiende que las normas y procedimientos para el fortalecimiento del mercado interior no han sido suficientes. Se están observando comportamientos de los Estados miembros, en aspectos como el establecimiento de precios máximos de electricidad y gas, que van en contra del objetivo del mercado interior y ocultan las señales de las necesidades de nuevas inversiones en capacidad. Se considera necesario un Plan de Interconexión que analice las carencias en infraestructuras en las redes transeuropeas de energía y se determinen los proyectos calificados como de interés europeo, aumentando la dotación de los fondos específicos destinados a facilitar la integración de la energía eléctrica renovable en la red.

En materia de emisiones de GHG, la Comisión se plantea la necesidad de potenciar el comercio de derechos de emisiones para estimular su reducción, potenciar el desarrollo de las energías renovables, al mismo tiempo que insiste en la necesidad de internalizar los costos externos de la energía, con el fin de tener una visión clara y justa de la competitividad de las distintas fuentes de energía.

La Política Energética hace especial énfasis en un ambicioso programa de Eficiencia Energética que contribuiría a la promoción de la sostenibilidad, la competitividad y la seguridad de abastecimiento. El Plan de Acción para la eficiencia energética propugnaba un objetivo de reducción del consumo de energía primaria en un 20% en 2020. Considera que las energías renovables pueden contribuir, junto con la eficiencia

energética, a una reducción de la demanda y de las emisiones de gases de efecto invernadero. A pesar de las distintas estrategias que planteaban la participación de las energías en el mix energético los objetivos no se han alcanzado. La Comunicación al Consejo: “Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible 2007”, analizado en el capítulo anterior, mantiene un objetivo ambicioso del 20% de participación en el año 2020.

Se pide el compromiso y el esfuerzo de los Estados miembros en la promoción de las energías renovables que mejor se adapten a sus recursos potenciales y a sus intereses específicos. Pero, todo ello debería consolidarse con planes de acción nacionales que contengan objetivos específicos en relación a la electricidad, los biocombustibles y la calefacción y refrigeración, y con medidas sectoriales, planes que se notifiquen a la Comisión. El compromiso del desarrollo de las Energías Renovables por cada Estado miembro venía recogido en la herramienta PANER, Plan de Asignación de Energías Renovables.

Finalmente, la Política Energética contemplaba la preparación de un Plan Europeo de Tecnología Energética con interés en impulsar los avances tecnológicos que contribuyesen a la reducción de las emisiones, a la eficiencia energética y a la reducción del costo de la energía.

Se entra en una nueva fase prospectiva en la que la Comisión se cuestiona frecuentemente el futuro energético de la UE lo que se desprende de la lectura de la “Comunicación al Parlamento y Consejo sobre Estrategia 2020. Energía competitiva y duradera y segura 2010” y de la Comunicación relativa al Plan de Eficiencia Energética 2010. En estos últimos cinco años, en el periodo comprendido entre los años 2011 y 2016, la Unión Europea ha estado inmersa en una situación de crisis económica que está teniendo, como efecto añadido, una pérdida de sentimiento comunitario con serias repercusiones en el proyecto europeo. En consecuencia los Estados miembros han sucumbido a la tentación de reforzar sus políticas nacionales, en detrimento de la diligencia en la aplicación del marco normativo comunitario.

En todo este proceso, se cuestiona el valor de las Comunicaciones de la Comisión, que como *soft law* no son, en sentido estricto, vinculantes para los Estados miembros, aunque hayan sido el instrumento más utilizado por la Comisión y que mayor agilidad ha aportado al desarrollo normativo.

En paralelo, la situación en torno al cambio climático, en cuya lucha la UE ha tomado un claro papel de liderazgo, obliga a las autoridades europeas al reforzamiento de las iniciativas en la reducción de emisiones por medio de la generación de energía a partir de fuentes renovables y por la aplicación de medidas de eficiencia energética para la

reducción del consumo. En consecuencia, la Comisión se ha visto en la necesidad de hacer un análisis del grado de avance de las estrategias energéticas

Los objetivos en eficiencia energética de reducción del consumo de energía final del 20% en 2020 no se estaban cumpliendo y la Comisión presenta el Plan de Eficiencia Energética 201. Animó al sector público, cuyo peso en el PIB es importante, a aplicar medidas para la reducción del consumo de energía con un objetivo anual de renovación de edificios públicos y la obligación de que los de nueva construcción fueran de muy bajo consumo energético. Se plantea la necesidad de que los municipios reduzcan su consumo en un 20%, una iniciativa respaldada la Comisión que se denominó Pacto de Alcaldes. El Plan contemplaba programas de financiación adicionales a los de los Estados miembros

La Comisión analizó en 2014 la contribución de la eficiencia energética a los objetivos de clima de 2020 y 2030, constatando que tampoco se alcanzarían los objetivos del 20% de reducción de energía primaria que se limitarían a un 17-18%, y señalando que cerca del 30% de esta reducción al menor consumo por los efectos de la crisis económica del 2008 en adelante.

En noviembre de 2011 se presentó la Estrategia 2020 que recogía los planteamientos del Consejo de Europa de 2007, expresando su preocupación por los escasos avances conseguidos en los objetivos 20/20/20, señalando los pasos necesarios a dar en aspectos como la movilidad, la eficiencia energética, el desarrollo del mercado interior de la energía, el papel de los consumidores y el liderazgo tecnológico.

La política de clima y energía en 2030 se inspiró en el convencimiento de que la estrategia 2020 estaba dando los resultados previstos según los indicadores utilizados. Y en efecto, los indicadores analizados proyectaban una reducción de GHG superior a lo previsto, al igual que generación de electricidad renovable y la intensidad energética, aunque siempre estaba latente el efecto difuminador de la crisis económica. Pero no obstante se plantean nuevos objetivos de reducción de emisiones internas de GHG del 40%, para lo que considera necesario un aumento de la participación de las energías renovables en un 27%.

En medio de todas estas medidas orientadas a la reducción de emisiones en la lucha contra el cambio climático, surgen nuevas preocupaciones en el seno de la UE relacionadas con el mercado interior de energía y la necesidad de impulsar las interconexiones de gas y electricidad, a las que se une el debate interno en torno a los efectos de estas medidas en los precios de la energía y en la competitividad. A los mercados energéticos se les exige transparencia y medidas que permitan contar con mecanismos de flexibilidad.

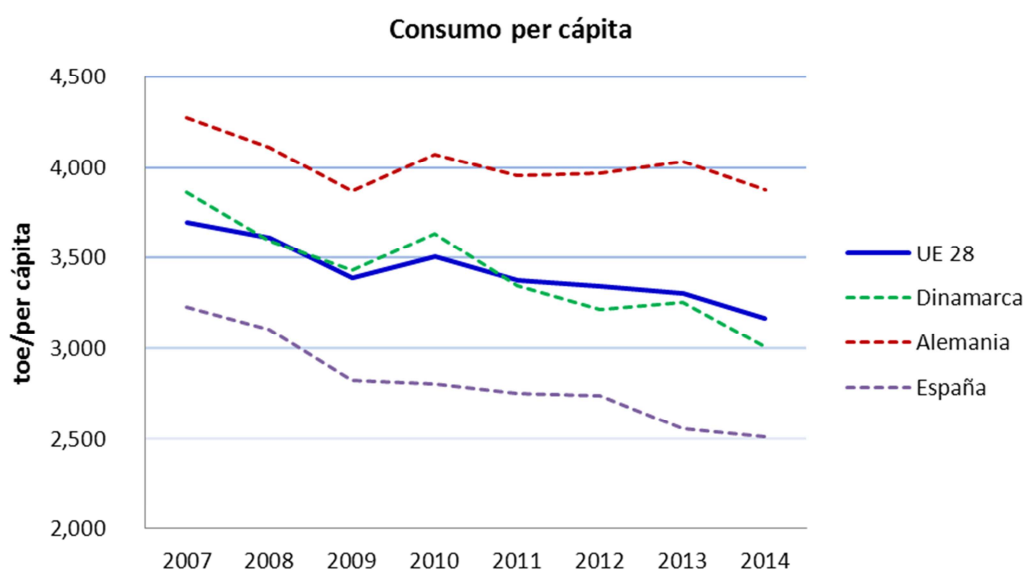
CAPITULO IV. SOSTENIBILIDAD ENERGETICA EN LA UE 2050

28. Indicadores Energéticos

Se incluyen en este apartado los indicadores energéticos en aspectos que han sido comentados a lo largo de los capítulos de este estudio. Todos los indicadores proceden de Eurostat²⁶⁹ Aunque existen datos de cada Estado miembro, he considerado interesante recoger en primer lugar, además de los datos del conjunto de la UE 28, los de tres países, Dinamarca, Alemania y España que han desarrollado políticas activas de desarrollo de las energías renovables y de eficiencia energética, y que son objeto de estudio y valoración en esta tesis.

La entrada en la UE de los países del este ha supuesto, en muchos casos, un cierto empeoramiento del indicador en el conjunto de Europa, que no es muy significativo porque el peso de las economías de estos países es aún reducido en comparación con la EU de los 15.

Gráfico 1. Consumo de Energía per cápita



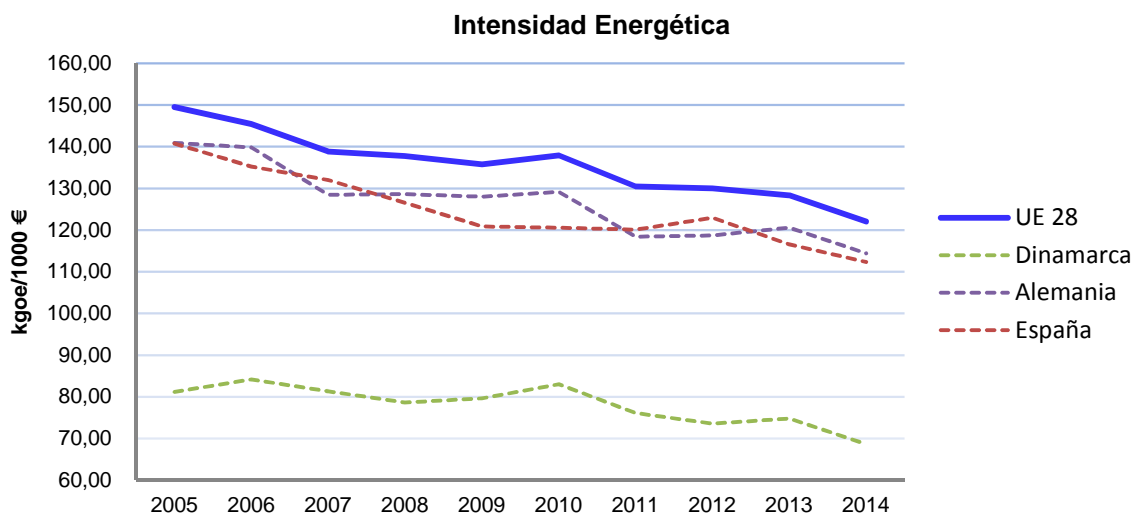
Fuente Eurostat. Elaboración Propia.

El Gráfico 1 indica el consumo por habitante de la UE 28 y en los tres Estados de referencia. Es un indicador que, en sí mismo, solo aporta una visión del consumo de energía sin interpretarlo en relación con el Producto Industrial Bruto, pero que tiene su valor en series largas. En este caso se puede observar una caída de la demanda

²⁶⁹ Los datos de Eurostat corresponden a los publicados hasta julio de 2016, que terminan en 2014. Estos datos son proporcionados por los Estados miembros de acuerdo a protocolos definidos por la CE. Sin embargo, es frecuente que las publicaciones oficiales nacionales de los estados Miembros no coincidan, en todo, con los datos aportados a Eurostat.

energética en todos los países pero muy significativamente en España desde el año 2008, como consecuencia, entre otras razones, de la profunda crisis económica.

Gráfico 2. Intensidad Energética. UE, Dinamarca, Alemania y España

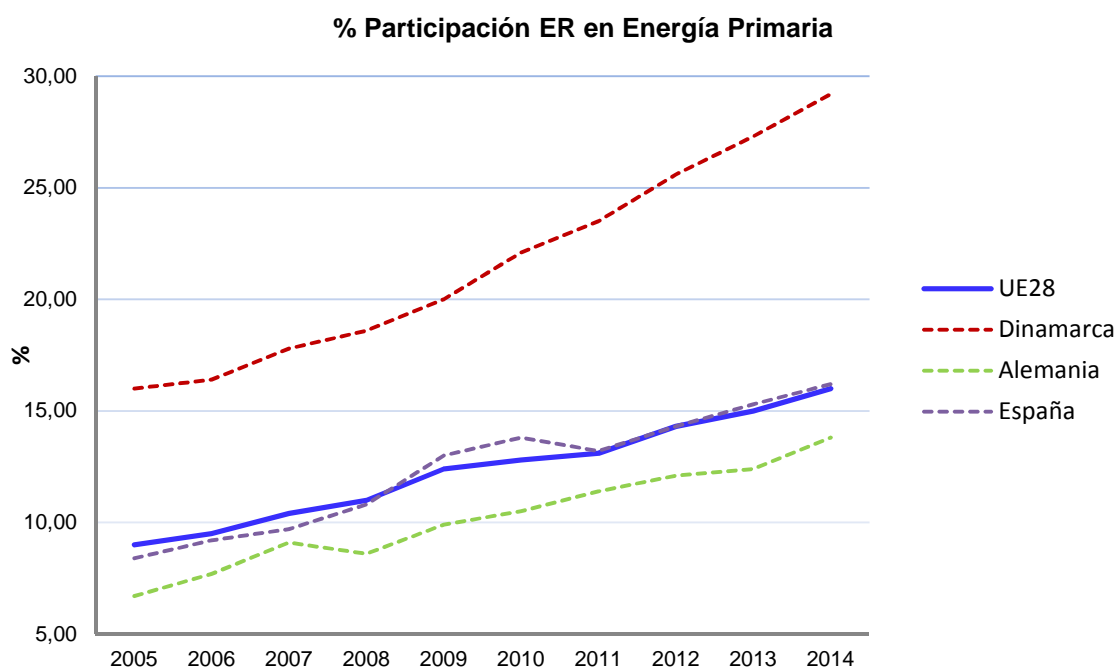


Fuente Eurostat. Elaboración propia

El Gráfico 2 representa el indicador de intensidad energética desde el año 2000. La intensidad energética es el ratio del consumo de energía en términos de kilogramos de petróleo equivalente y por 1000 € de PIB. Es un indicador de la eficiencia energética. Tiene en cuenta el consumo de cinco tipos de energía, carbón, electricidad, petróleo, gas y energías renovables.

Se observa como la UE 28 ha reducido su intensidad energética en un 18,4% en el periodo comprendido desde el año 2005 al año 2014, al igual que Alemania. En el mismo periodo Dinamarca ha reducido su intensidad en un 14,5 % pero partiendo de una intensidad energética que, ya en 2005, era la más baja de Europa, y lo sigue siendo en 2014. España ha reducido en estos años un 15% su intensidad energética pero desde el año 2009 hasta el 2012 el decrecimiento fue prácticamente nulo o negativo, debido sin duda a la disminución del PIB por la crisis económica, aunque si ha experimentado una reducción en 2014.

Gráfico 3. Participación de Energías Renovables en Energía Primaria



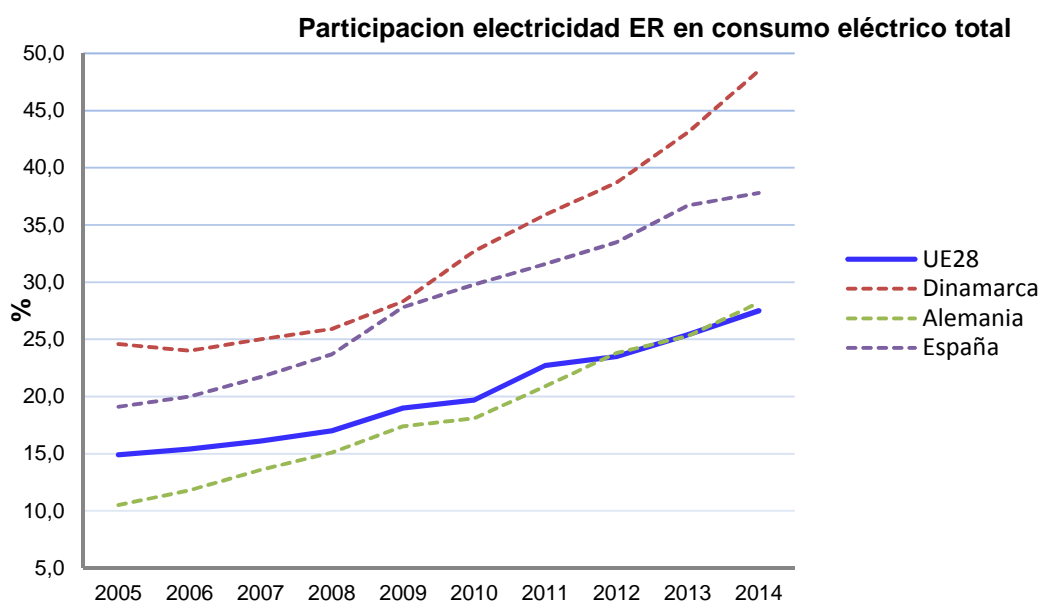
Fuente Eurostat. Elaboración propia

El Gráfico 3 representa la participación de las energías renovables en términos de consumo de energía primaria. El país con mayor participación y con el crecimiento del indicador más acusado es Dinamarca, muy por delante de la media de la UE 28, e incluso de Alemania. Es significativo que Alemania no alcance un 15% de energía renovable en el total de energía primaria. España se mantiene en la media europea, pero en ambos casos con una tendencia alejada del 20% requerido por la UE para 2020.

En el Gráfico 4 podemos ver la evolución de la participación de la electricidad de fuentes renovables en el consumo eléctrico total. La electricidad producida de fuentes de energías renovables comprende la generación hidroeléctrica, excluido el bombeo, eólica solar geotérmica y electricidad de biomasa o residuos. La electricidad total consumida comprende la electricidad generada por combustibles fósiles, electricidad generada por renovables más la electricidad importada menos la exportada.

Se mantienen las líneas comentadas en el gráfico anterior, con una significativa tasa de generación de electricidad renovable en Dinamarca, cercana al 50% en 2014 y un 37,8% en España. Alemania tiene una tendencia de crecimiento muy importante, aunque se sitúa en los niveles de la media de la UE.

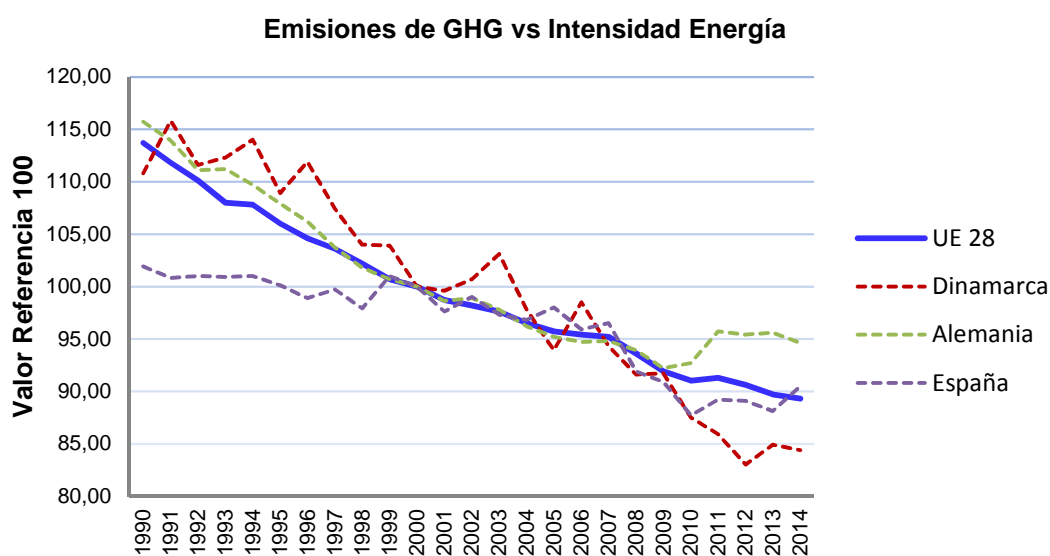
Gráfico 4. Energías renovables vs total electricidad



Fuente Eurostat. Elaboración propia

Las variaciones de la generación de gases de efecto invernadero GHG en función del PIB, tomando como referencia 100 el año 2000, se recogen en el Gráfico 5. Es muy significativo que Alemania y España hayan sufrido un retroceso en la tendencia mantenida hasta el año 2010, lo que se justificaría por una mayor participación de las energías fósiles, en particular carbón, en la generación de electricidad. Incluso se observa un repunte en Dinamarca en el año 2012. El indicador de la UE 28 solo refleja un ligero cambio de tendencia a partir del año 2010.

Gráfico 5. Emisiones de GHG vs Intensidad energética.

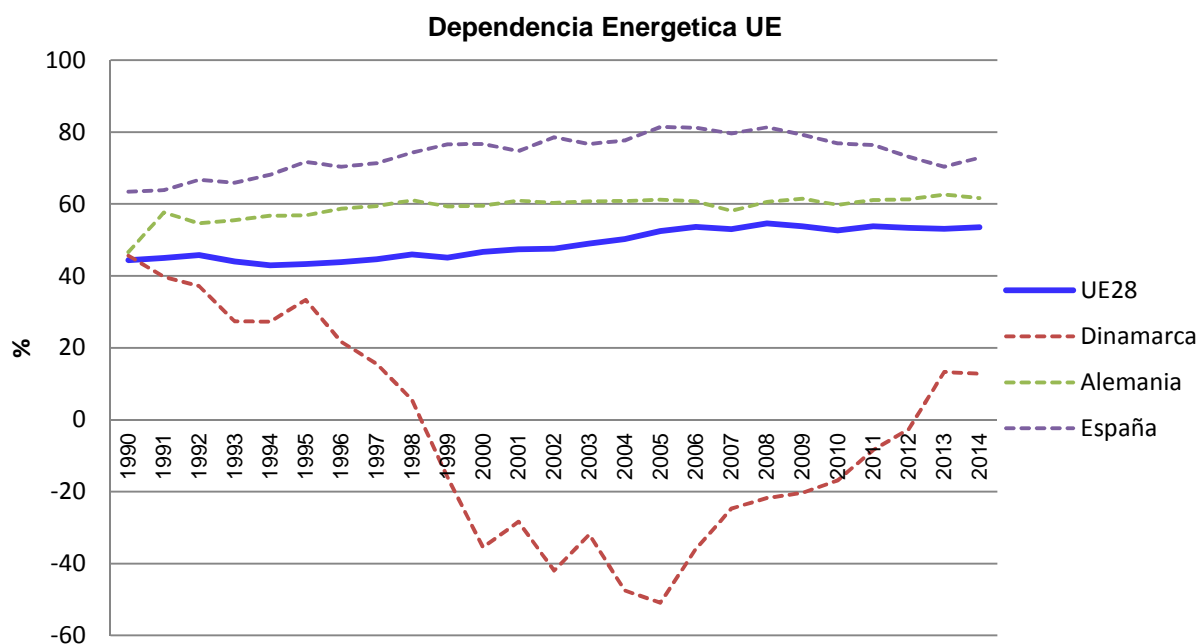


Fuente Eurostat. Elaboración propia

Como se observa, la dependencia energética ha subido en la UE 28, desde 1990. Un 9,4 %. Alemania mantiene casi constante su dependencia del exterior, mientras que

España sigue en un 80%, aunque ha disminuido en 10 % su dependencia exterior al disminuir la demanda como consecuencia de la crisis. Dinamarca es una excepción en este análisis, por cuanto su superávit de energía, que es exportado, proviene de los yacimientos de gas del Mar del Norte que están en fase de agotamiento de las reservas. Dinamarca tiene proyectado ser autosuficiente energéticamente, sin utilización de combustibles fósiles.

Gráfico 6. Dependencia Energética UE.

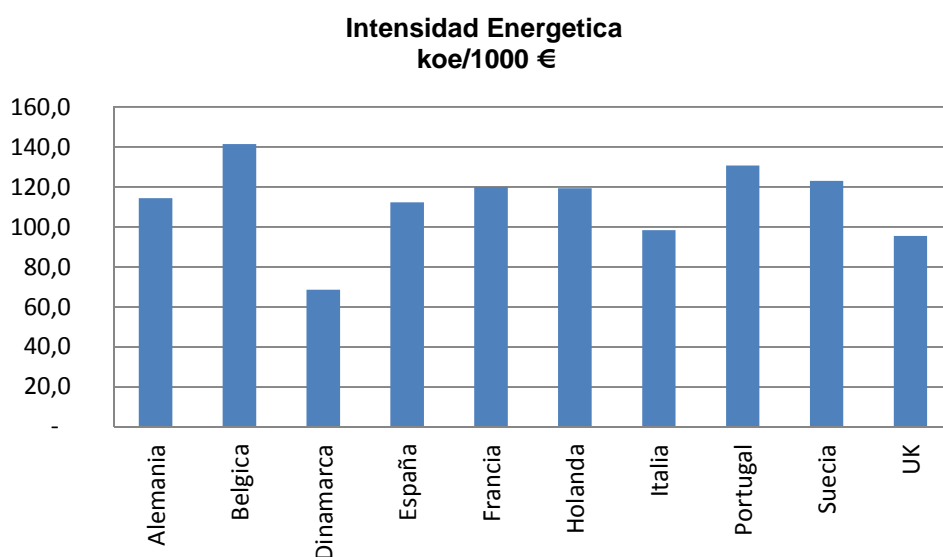


Fuente Eurostat. Elaboración propia

En la siguiente serie de Gráficos 7 al 15 se recogen los indicadores tratados arriba pero comparando los 10 países de mayor población y consumo de la UE 28 en datos del año 2014.

Los indicadores de intensidad energética de 2014, expresados en koe/1.000 € de PIB, nos hacen ver, a igualdad de sistemas de eficiencia energética en el consumo de energía, qué tipo de economía es más exigente en energía. En el Gráfico 7 de los 10 países de la UE vemos una situación bastante equilibrada en el indicador, sin superar los 140 koe/1.000 €. En los países del este de la UE encontramos economías muy poco eficientes energéticamente, que superan los 150 koe/1.000 €, entre las que destaca Bulgaria con 450 koe/1.000 € y Bosnia con cerca de 300 koe/1.000 €.

Gráfico 7. Intensidad Energética. Principales economías UE



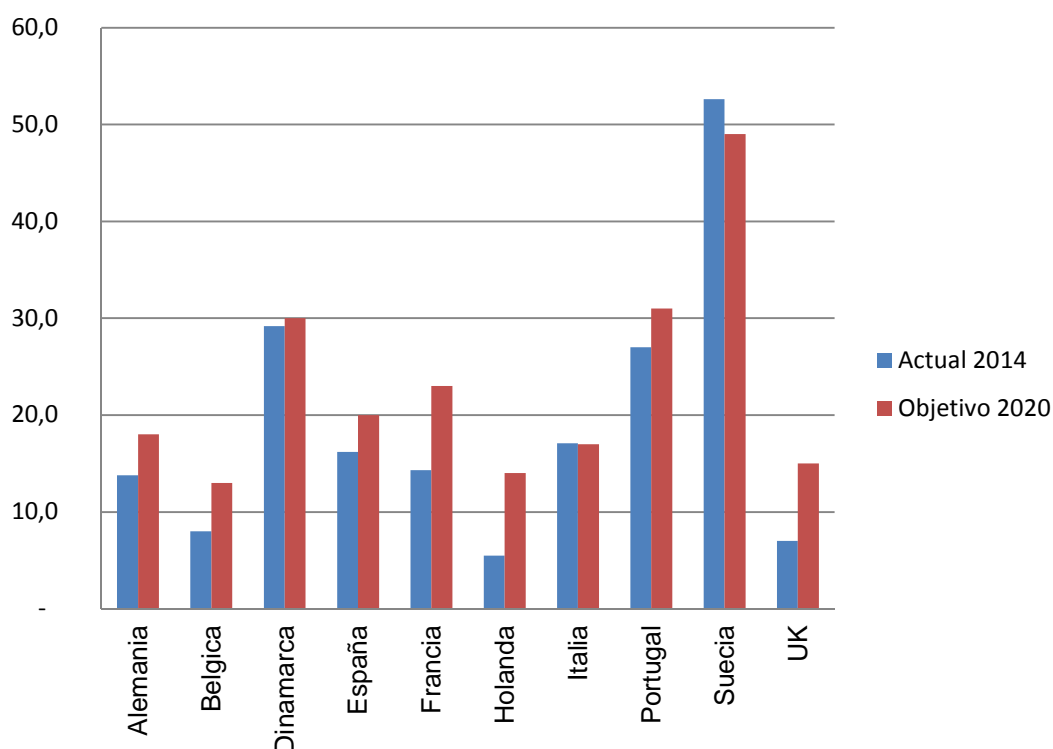
Fuente Eurostat 2014 Elaboración propia.

Con frecuencia las economías más avanzadas, basadas en el conocimiento, generan más recursos y necesitan una menor cantidad de energía, lo que se refleja con claridad en el indicador de intensidad energética. Dos importantes sectores de consumo energético, la vivienda y el transporte, inciden notablemente en este indicador. En Dinamarca en el sector de vivienda y edificios, como veremos en la Segunda Parte, se han puesto en práctica políticas muy rigurosas para mejorar los aislamientos térmicos de los edificios, lo que junto al sistema combinado de calor y generación de electricidad, *district heating*, ha repercutido de una forma importante en la reducción del consumo.

En el Gráfico 8, participación de las energías renovables en el consumo final de energía, podemos ver el grado de avance de las políticas de los Estados miembros en el cumplimiento de los objetivos. Suecia claramente se destaca del grupo de los 10 países analizados por su elevada producción de electricidad hidráulica. Pero salvo en el caso de Italia y Dinamarca, se está aún lejos de los objetivos de cada Estado, principalmente en Bélgica, Francia Holanda y Reino Unido. Para alcanzar el 20% de la participación de renovables en el mix energético, España necesita instalar potencia de generación renovable para obtener un 4% del mix.²⁷⁰

²⁷⁰ El Ministerio de Industria y Energía de España ha comunicado en julio de 2016 la próxima publicación de una licitación en energías renovables para cumplir con los objetivos señalados por la UE.

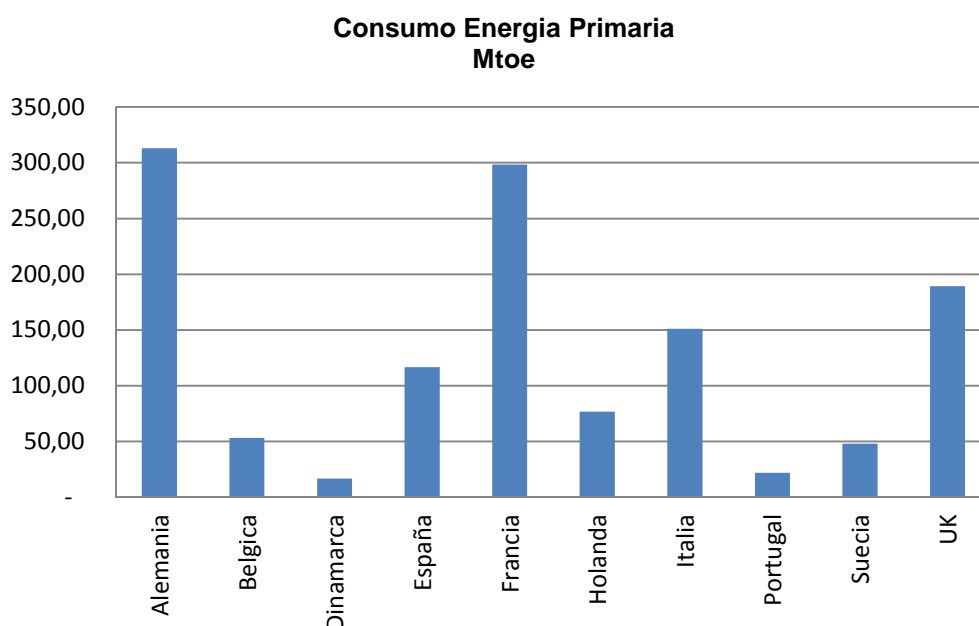
Gráfico 8. Participación de las Energías Renovables en el consumo final.



Fuente Eurostat. Elaboración propia

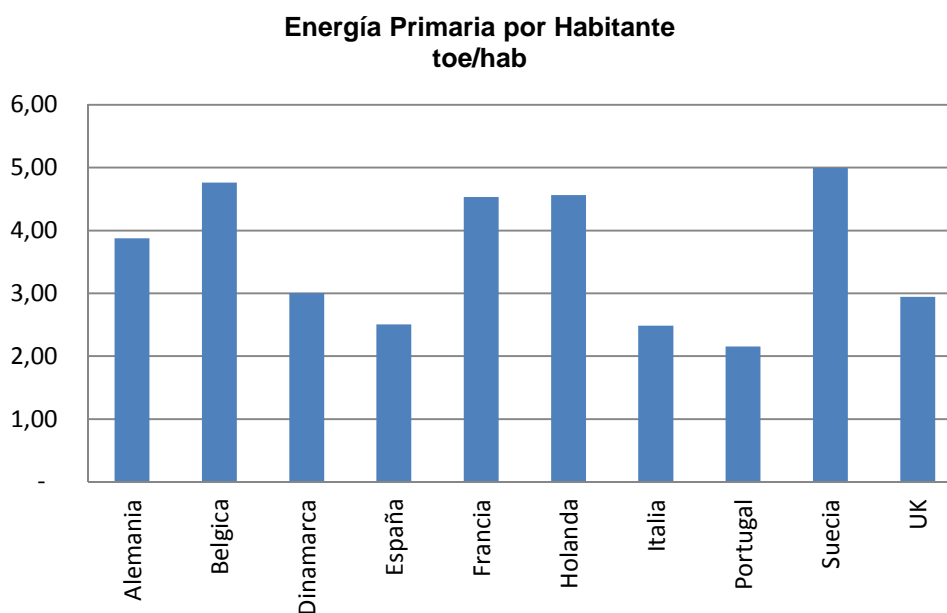
El Gráfico 9 recoge el consumo de energía primaria por país, que aporta la evidencia de que el mayor consumo se da en los países más densamente poblados y más industrializados como Alemania, Francia y Reino Unido. El indicador de energía primaria por habitante permite considerar que el clima tiene una incidencia sensible en el consumo de energía primaria ya que los países del Sur de Europa Italia, España y Portugal, consumen menos energía que los del Norte, entre los que nuevamente Dinamarca es el país del Norte con menor consumo per cápita. Esta apreciación hay que cruzarla con la que nos aporta la intensidad energética y con el tipo de economía del medio rural del Sur de Europa.

Gráfico 9. Consumo Anual Energía Primaria 2014



Fuente Eurostat. Elaboración propia

Gráfico 10. Energía Primaria por habitante

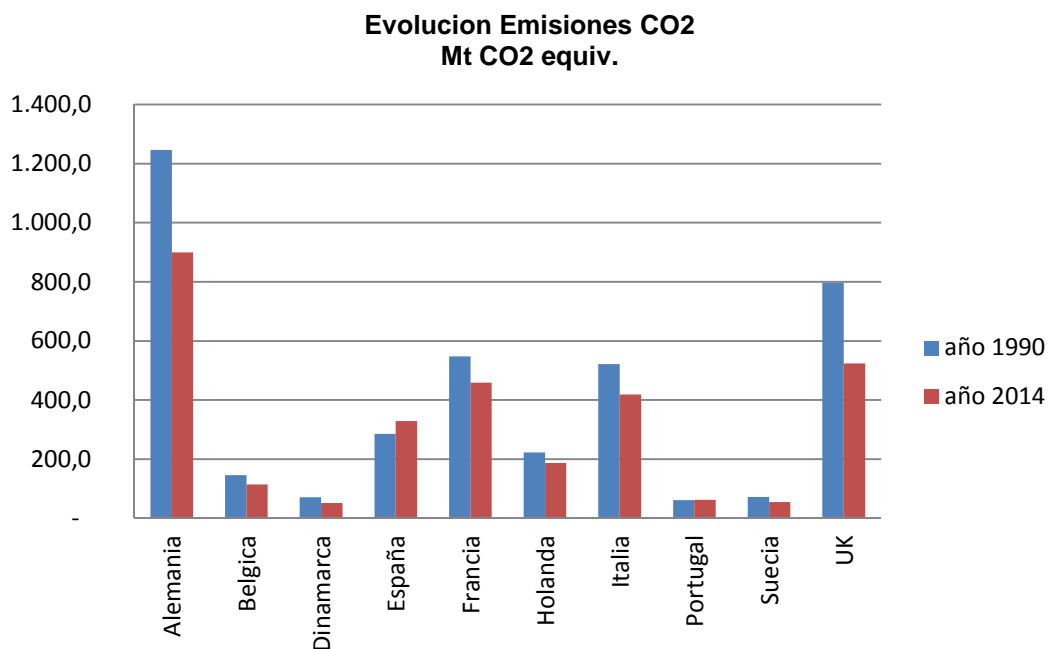


Fuente Eurostat. Elaboración propia

No obstante las emisiones de GHG no se corresponden con el patrón de clima que hemos apuntado al hablar del consumo por habitante. Así, en Italia las emisiones de GHG son más elevadas que en España y en ambos casos muy superiores a las de Dinamarca. En general la evolución de emisiones en España, en el periodo analizado ha sido peor en 2014 que en 1990, algo que se hace difícil de entender en una país

con una importante participación de las ER y con una menor demanda de energía como consecuencia de la crisis económica.

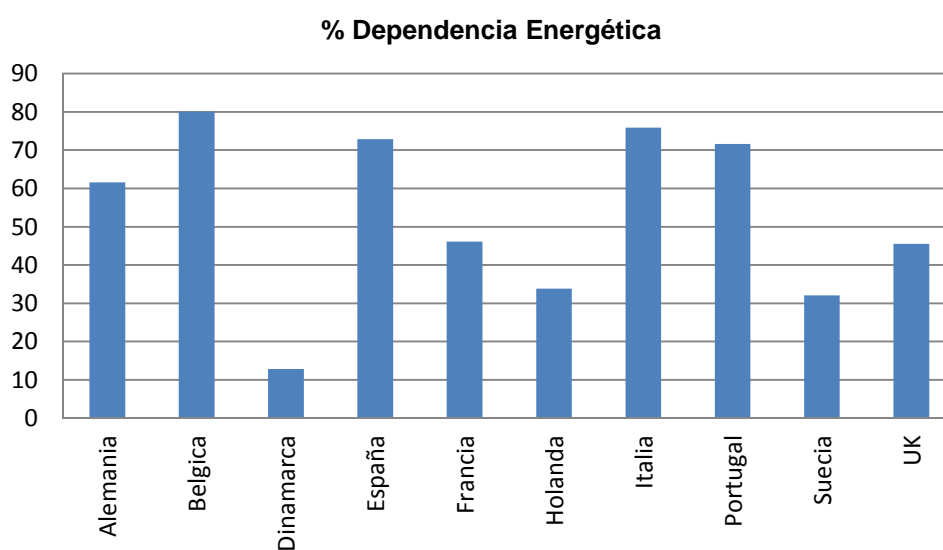
Gráfico 11. Emisiones de CO2-equiv. 1990- 2014



Fuente EEA. Elaboración propia

Uno de los factores más determinante del concepto de sostenibilidad energética es el de dependencia energética, con una fuerte incidencia en los precios y en la garantía de suministro en momentos de tensiones geoestratégicas.

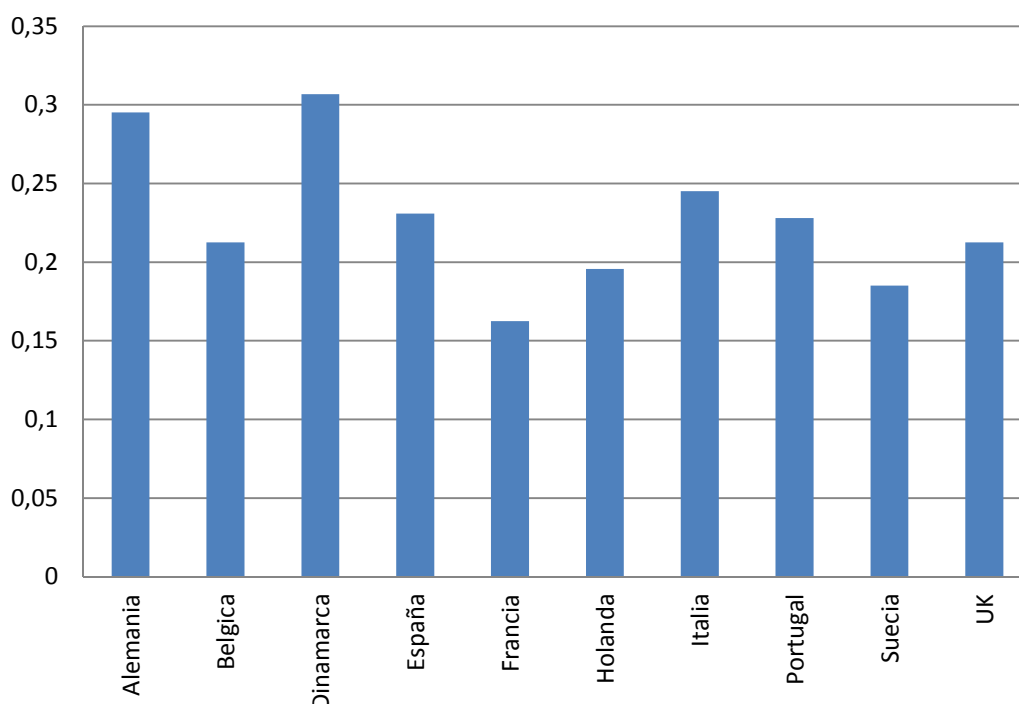
Gráfico 12. Dependencia Energética



Fuente Eurostat. Elaboración propia

La lectura de la dependencia energética de los países analizados, Gráfico 12, nos hace ver que aquellos países que tienen explotaciones de gas y petróleo en el mar del Norte, como UK, Dinamarca y Holanda, tienen, obviamente, una menor dependencia energética, si bien en fase de regresión por el agotamiento anunciado de las reservas. Francia tiene también una menor dependencia teórica, el 46%, debido a su parque de centrales nucleares. Bélgica y los países del sur tienen una muy alta dependencia energética de más del 70% a pesar de que estos últimos tienen una significativa participación de energías renovables en su mix energético.

Gráfico 13. Precio de electricidad a consumidores domésticos. Franja media de consumo de 3.500 kWh/año. €/kWh.



Fuente Eurostat. Elaboración propia

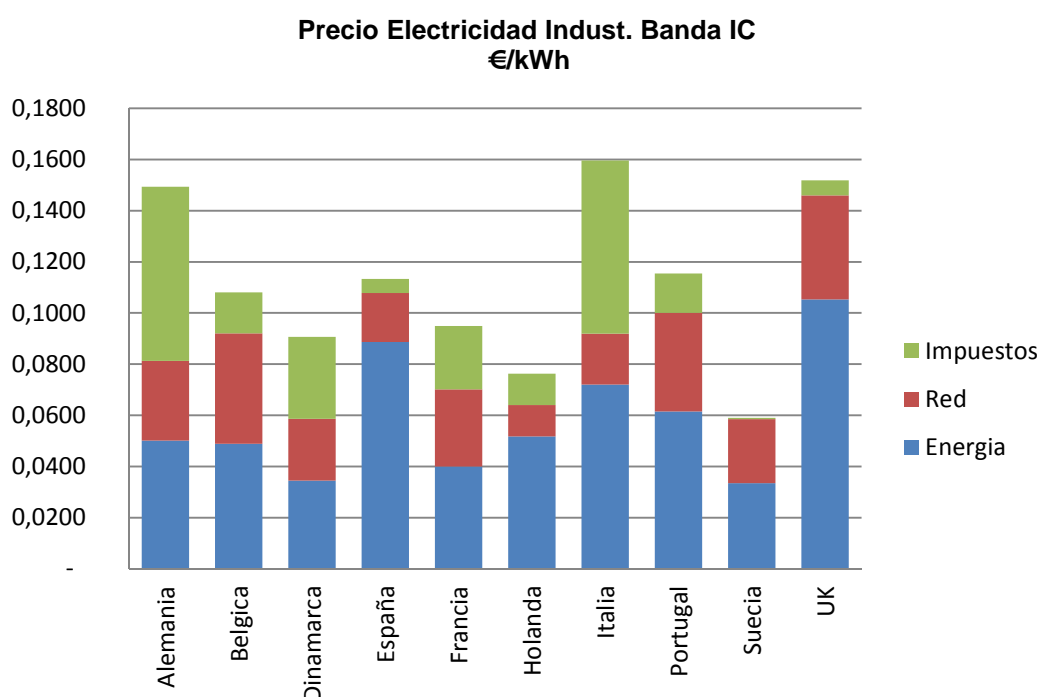
Los distintos precios de la electricidad en los países de la UE, Gráfico 13, son fuente de una importante contestación social, mayor aun cuando se comparan los precios pagados por los consumidores domésticos con respecto a los precios de la industria. La información de Eurostat nos ha permitido elaborar dos gráficos distintos, uno con los precios domésticos a los consumidores medios y otro con los precios de la electricidad industriales, desglosados, también para consumos medios.

En general, se observa que los precios industriales, Gráfico 14, son sensiblemente más reducidos, un 50%, en el sector industrial que en el sector doméstico y ello a pesar de que los impuestos que gravan la electricidad industrial en Alemania e Italia son del orden del 40% del total del precio en esta banda de consumo IC. La justificación de este desfase entre precios domésticos e industriales se fundamenta en

que hay que hacer un esfuerzo para mantener la competitividad de las industrias. Tendremos ocasión en la Segunda y Tercera Parte de ver argumentos en el sentido de que los precios de la electricidad no son en sí mismo un factor de competitividad.

Por el contrario, estamos asistiendo en la UE a una situación de dificultad, acusada con la crisis económica, en el pago del consumo de la electricidad por ciudadanos desfavorecidos y con cargas familiares. Se ha acuñado el concepto de pobreza energética, analizado en el capítulo anterior.

Gráfico 14. Precio de Electricidad consumidores industriales Banda IC de 500 MWh a 2.000 MWh por conceptos de precios.



Fuente Eurostat 2014. Elaboración propia.

29. Cambio Climático

Al inicio de los años 70 se puso de manifiesto en el mundo occidental una corriente de pensamiento sobre la conservación del medioambiente cuyas afecciones más destacadas eran la contaminación de los ríos por la industria en general, las industrias químicas y papeleras, la lluvia ácida como consecuencia de la producción de energía con combustibles fósiles de alto contenido de azufre, la eutrofización de los embalses, la contaminación atmosférica por las calefacciones y los humos de los vehículos, etc.

Un hecho relevante de efectos medioambientales globales fue el relacionado con la disminución de la capa de ozono en la estratosfera que estaba incidiendo en una mayor exposición de la Tierra a la radiación ultravioleta, causante de carcinomas en la

piel. La razón de esta disminución del ozono fue determinada por varios investigadores, entre ellos el mexicano Mario Molina²⁷¹, quienes descubrieron la relación entre las emisiones antropogénicas de los compuestos clorofluorocarbonados CFC y la fotólisis del proceso de creación del ozono que absorbe la radiación en la banda de longitud de onda comprendida entre 200 y 300 nanómetros.

Los compuestos CFC se utilizan como líquidos/gases refrigerantes en los equipos de aire acondicionado. Se demostró que el Freón 12 era el gas que mayores efectos causaba en la reducción de la capa de ozono. El Protocolo de Montreal de 1987 y el posterior acuerdo de Londres redujeron el consumo de los CFC y, en 1992, se adelantó la fecha límite de emisión a 1996. Hoy en día, salvo en periodos ocasionales que se están entendiendo como situaciones naturales, la capa de ozono está prácticamente reestablecida. Vemos aquí un importante problema medioambiental que tuvo una pronta y correcta respuesta desde sus orígenes y que se ha resuelto adecuadamente, aunque sigue la batalla contra el comercio ilegal de compuestos CFC en los países asiáticos.

Por contra el calentamiento global que produce el cambio climático es debido a unas causas globales y multifactoriales. Ya en la Cumbre de Río de 1992 se vio la incidencia en el calentamiento global del nivel de emisiones de gases como el CO₂, el metano CH₄ y los óxidos de nitrógeno NO_x, entre otros²⁷²; y se pronosticaron unos escenarios de nivel de CO₂ con sus correspondientes efectos en el clima. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en la que participaron la gran mayoría de los países del mundo, desarrolló los acuerdos de la Cumbre de Río marcándose como objetivos la estabilización de la emisiones de GHG a unos niveles aceptables que no generasen alteraciones peligrosas en el medioambiente y en un plazo que permitiese la adaptación de los ecosistemas²⁷³. Estos objetivos fueron reforzados por Protocolo de Kyoto de 1997, en el que se establecieron los límites de reducción de emisiones en el periodo entre el 2008 y el 2012 en un 5%. La UE se comprometió a reducir sus emisiones en un 8%, en cuya reducción los Estados miembros tuvieron distintos niveles de compromiso. España (+15%), Grecia (+25%), Irlanda (+13%), Portugal (+27%) y Suecia (+4%) aumentaban sus niveles de emisión.

²⁷¹ Mario Molina obtuvo en 1995 el premio Nobel de Química, junto a Paul J. Crutzen y F. Sherwood Rowland por su descubrimiento del mecanismo de absorción del ozono. Preside en México DF la Fundación Mario Molina, dedicada a la conservación del medioambiente.

²⁷² Además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆).

²⁷³ KUZEMKO, C. (2015), "Climate change benchmarking: Constructing a sustainable future?" *Review of International Studies*, 41(05), 969-992.

En estos momentos casi nadie discute si estamos o no en el camino hacia un cambio climático que cambie sustancialmente nuestras formas de vida. Los fenómenos meteorológicos dan muestra de ello. La discusión está en si este fenómeno se debe a causas naturales o antropogénicas²⁷⁴. Los defensores de las causas naturales hacen alusión a las variaciones de la atmósfera solar, variación de los campos magnéticos y el efecto de los vientos solares. Otras teorías se basan en el cambio de la oblicuidad y excentricidad de la órbita terrestre, el ángulo de inclinación terrestre. E incluso se esgrimen razones puramente atmosféricas.

Ante la dimensión global del problema y los diferentes estudios e interpretaciones se creó en 1988, por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medioambiente (PNUMA), el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). El IPCC no realiza investigaciones ni controla datos relativos al clima u otros parámetros pertinentes, sino que basa su evaluación principalmente en la literatura científica y técnica, publicada y revisada por homólogos.

El IPCC está formado por tres grupos y un equipo especial:

- Grupo de Trabajo I evalúa los aspectos científicos del sistema climático y el cambio climático.
- Grupo de Trabajo II evalúa la vulnerabilidad de los sistemas socioeconómicos y naturales al cambio climático, las consecuencias negativas y positivas de dicho cambio y las posibilidades de adaptación al mismo.
- Grupo de Trabajo III evalúa las posibilidades de limitar las emisiones de gases de efecto invernadero y de atenuar los efectos del cambio climático.
- Equipo especial que se encarga del Programa del IPCC en cuanto a inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

Entre los científicos del Panel Intergubernamental del Cambio Climático, hay una clara unanimidad en que el cambio climático *muy probablemente* tiene su origen en las

²⁷⁴ ANDEREGG, W. R., PRALL, J. W., HAROLD, J., & SCHNEIDER, S. H. (2010), "Expert credibility in climate change". *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 107(27), 12107-12109.

Es interesante leer este artículo al respecto de la discusión científica en el origen antropogénico o natural, realizado por investigadores de las Universidades de Stanford, Toronto y de Flora Hewlet Foundation, Los autores analizan las estadísticas de noticias científicas en uno u otro sentido, y a la opinión pública de US, recopilando una base de datos de 1.372 investigadores del clima basada en la autoría de informes de evaluación científica y participantes en declaraciones conjuntas de varios autores sobre el Cambio Climático Antropogénico. Véase también: ORESKES, N. (2004), "The scientific consensus on climate change". *Science*, 306 (5702), 1686-1686. HANSEN, J., SATO, M., & RUEDY, R. (2012), "Perception of climate change". *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(37), E2415-E2423.

emisiones de gases de efecto invernadero. Recojo aquí, textualmente, algunas de las conclusiones del Quinto Informe de 2015²⁷⁵:

Cambios observados en el Clima y sus efectos:

- *“La influencia humana en el sistema climático es clara, y las emisiones antropogénicas recientes de gases de efecto invernadero son las más altas de la historia. Los cambios climáticos recientes han tenido impactos generalizados en los sistemas humanos y naturales”*
- *“El calentamiento en el sistema climático es inequívoco, y desde la década de 1950 muchos de los cambios observados no han tenido precedentes en los últimos decenios a milenios. La atmósfera y el océano se han calentado, los volúmenes de nieve y hielo han disminuido y el nivel del mar se ha elevado”.*
- *“Cada uno de los tres últimos decenios ha sido sucesivamente más cálido en la superficie de la Tierra que cualquier decenio anterior desde 1850. Es probable que el período 1983-2012 haya sido el período de 30 años más cálido de los últimos 1.400 años en el hemisferio norte, donde es posible realizar esa evaluación (nivel de confianza medio). Los datos de temperatura de la superficie terrestre y oceánica, combinados y promediados globalmente, calculados a partir de una tendencia lineal, muestran un calentamiento de 0,85 [0,65 a 1,06] °C durante el período 1880-2012”.*
- *“El calentamiento del océano domina sobre el incremento de la energía almacenada en el sistema climático y representa más del 90% de la energía acumulada entre 1971 y 2010 (nivel de confianza alto), siendo únicamente en torno al 1% la energía almacenada en la atmósfera. A escala global, el calentamiento del océano es mayor cerca de la superficie. Los 75 m superiores*
- *se han calentado 0,11(0,09 a 0,13) °C por decenio, durante el período comprendido entre 1971 y 2010”.*
- *“Desde el comienzo de la era industrial, la incorporación de CO₂ en el océano ha dado lugar a su acidificación; el pH del agua del océano superficial ha disminuido en 0,1 (nivel de confianza alto), lo que corresponde a un 26% de aumento de la acidez, medida como concentración de los iones de hidrógeno”.*
- *“Es muy probable que la superficie media anual del hielo marino del Ártico haya disminuido durante el período 1979-2012 en un rango del 3,5% al 4,1% por decenio. La extensión del hielo marino del Ártico ha disminuido en cada estación y en cada decenio sucesivo desde 1979, siendo en verano cuando se ha registrado el mayor ritmo de disminución en la extensión media decenal (nivel de confianza alto)”.*
- *“Es muy probable que la extensión media anual del hielo marino de la Antártida haya aumentado en un rango de entre el 1,2% y el 1,8% por decenio entre*

²⁷⁵ Cambio Climático 2015. Quinto Informe. Síntesis. Informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

1979 y 2012. Sin embargo, existe un nivel de confianza alto en cuanto a que existen marcadas diferencias regionales en la Antártida, con un aumento de la extensión en algunas regiones y una disminución en otras”.

- “Durante el período 1901-2010, el nivel medio global del mar se elevó 0,19 (0,17 a 0,21) m. Desde mediados del siglo XIX, el ritmo de la elevación del nivel del mar ha sido superior a la media de los dos milenios anteriores (nivel de confianza alto)”.

Causas del cambio climático:

- “Las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero han aumentado desde la era preindustrial, en gran medida como resultado del crecimiento económico y demográfico, y actualmente son mayores que nunca. Como consecuencia, se han alcanzado unas concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso sin parangón en por lo menos los últimos 800 000 años”.
- “Entre 1750 y 2011 las emisiones antropogénicas de CO₂ a la atmósfera acumuladas fueron de 2.040 ± 310 GtCO₂. Alrededor del 40% de esas emisiones han permanecido en la atmósfera (880 ± 35 GtCO₂) y el resto fueron removidas de la atmósfera y almacenadas en la tierra (en plantas y suelos) y en el océano. Los océanos han absorbido alrededor del 30% del CO₂ antropogénico emitido, provocando su acidificación. Alrededor de la mitad de las emisiones de CO₂ antropogénicas genas acumuladas entre 1750 y 2011 se han producido en los últimos 40 años”.
- “Los efectos de las emisiones, así como de otros factores antropogénicos, se han detectado en todo el sistema climático y es sumamente probable que hayan sido la causa dominante del calentamiento observado a partir de la segunda mitad del siglo XX”.
- “Las emisiones de CO₂ procedente de la combustión de combustibles fósiles y los procesos industriales contribuyeron en torno al 78% del aumento total de emisiones de GEI de 1970 a 2010, con una contribución porcentual similar para el aumento experimentado durante el período de 2000 a 2010”.
- “La mayor parte del aumento observado del promedio mundial de temperaturas desde mediados del siglo XX se debe muy probablemente al aumento observado de las concentraciones de GHG antropogénicas”.

El cambio climático proyectado y sus impactos:

- “En los últimos decenios, los cambios del clima han causado impactos en los sistemas naturales y humanos en todos los continentes y océanos. Los impactos se deben al cambio climático observado, independientemente de su causa, lo que indica la sensibilidad de los sistemas naturales y humanos al cambio del clima”.

- *“La emisión continua de gases de efecto invernadero causará un mayor calentamiento y cambios duraderos en todos los componentes del sistema climático, lo que hará que aumente la probabilidad de impactos graves, generalizados e irreversibles para las personas y los ecosistemas. Para contener el cambio climático sería necesario reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual, junto con la adaptación, puede limitar los riesgos del cambio climático”.*

Este Informe de Síntesis 2015 dibuja una inexorable vinculación, clara y directa, entre el cambio climático y los combustibles fósiles. De ahí la suma importancia de las políticas energéticas. Entiendo que es responsabilidad de todas las instituciones públicas la sensibilización continua de la sociedad en este grave problema del que ya percibimos consecuencias graves pero, a pesar de ello, el mundo, los ciudadanos, lo abordamos con pasividad y escepticismo. La razón de esta actitud puede deberse a que este fenómeno reúne las singulares características que mueven a comportamientos fatalistas similares: 1) la lenta manifestación, en el tiempo y a escala humana, de los cambios climáticos; más aún en el mundo desarrollado; 2) se trata de un fenómeno cuyos previsible efectos más acusados y trágicos no los sufriremos los actuales habitantes; 3) es un fenómeno irremediable para la escala y condición humana. Lo dramático de esta actitud es que cuando se quiera actuar será ya un fenómeno irreversible.

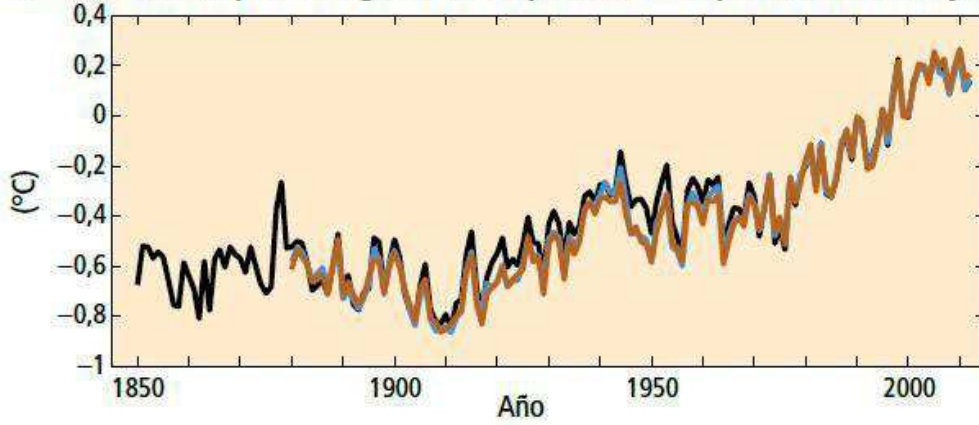
El propio informe dice textualmente:

“El calentamiento continuará después de 2100 en todos los escenarios RCP²⁷⁶, excepto para el RCP 2,6. Durante muchos siglos, la temperatura en superficie se mantendrá aproximadamente constante a niveles elevados después de que cesen completamente las emisiones antropógenas netas de CO₂. Gran parte del cambio climático antropógeno resultante de las emisiones de CO₂ es irreversible en una escala temporal de entre varios siglos y milenios, excepto en el caso de que se produzca una abundante remoción neta de CO₂ de la atmósfera durante un período de tiempo prolongado”.

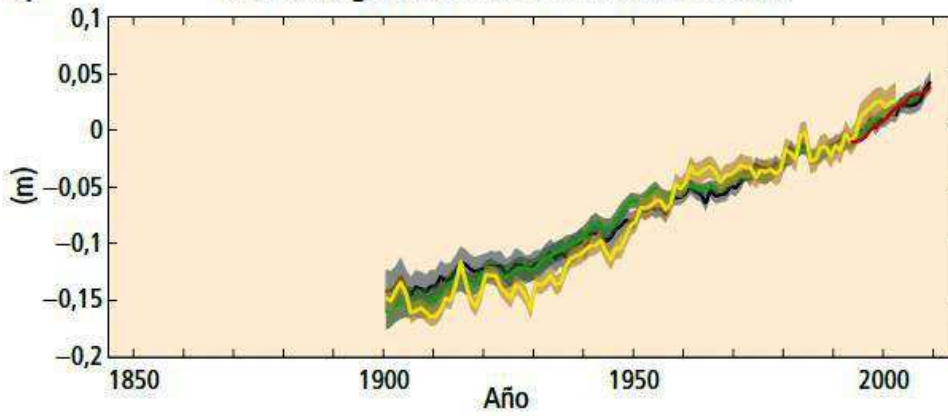
Ilustro con algunos cuadros y gráficos, publicados por el IPCC en el mencionado informe, los indicadores comentados más destacados.

²⁷⁶ RCP. Representative Concentration Pathways, son los distintos escenarios de valores de forzamiento radiativo (cambio en el calor entrante o saliente del sistema climático) en 2100. RCP 2,6 es un escenario de un valor de forzamiento radiativo en 2100 de +2.6 W/m².

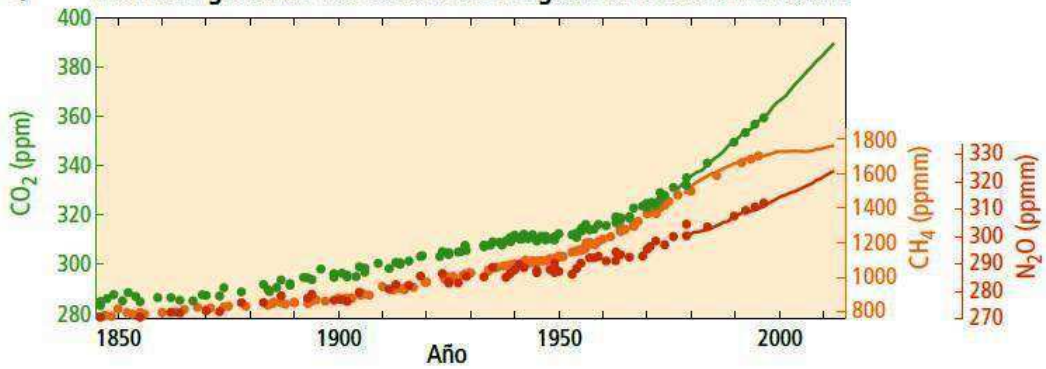
a) Anomalia del promedio global de temperaturas en superficie, terrestres y oceánicas,

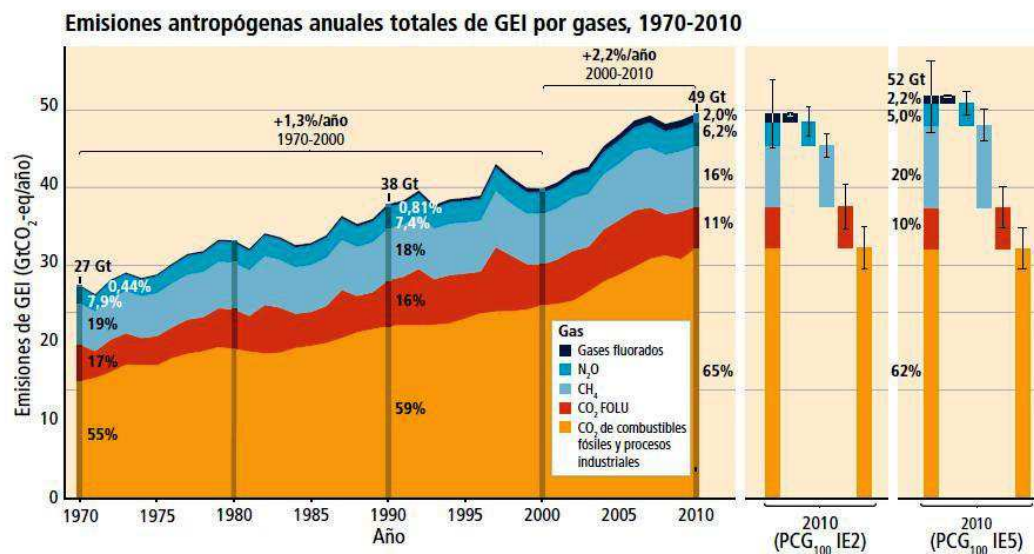
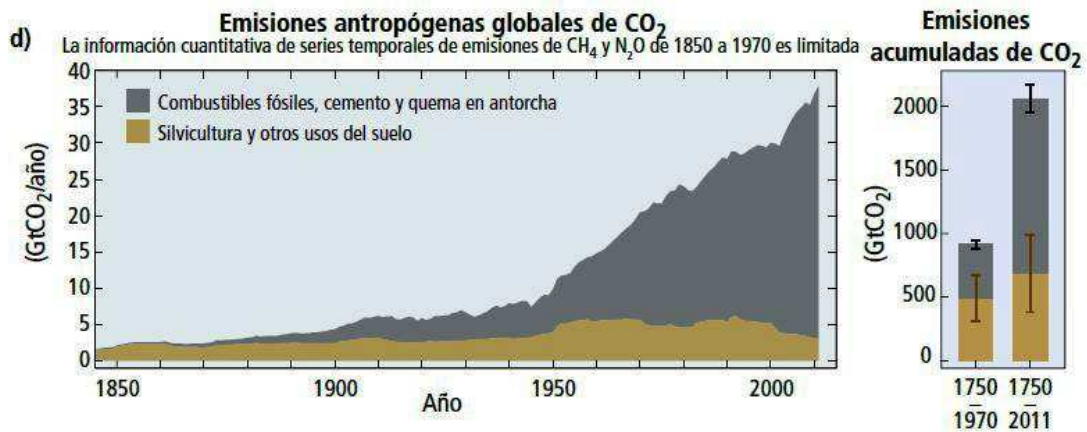


b) Promedio global del cambio del nivel del mar



c) Promedio global de concentraciones de gases de efecto invernadero





30. Cumbre del Cambio Climático. COP 21. Paris

El Acuerdo de Paris 2015, resultante de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, tuvo como objetivo “reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza”.

Para ello se consideró necesario “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 ° C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 ° C con respecto a los niveles preindustriales”, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.

Las Decisiones para hacer efectivo el Acuerdo, se centran en

1.- Mitigación.

El mecanismo de mitigación tiene por objeto reducir las causas del cambio climático. En este sentido, cada Parte deberá preparar, comunicar y mantener las sucesivas

contribuciones determinadas a nivel nacional que tenga previsto efectuar que deberán significar una progresión con respecto a las anteriores contribuciones. Las partes que son países desarrollados deben encabezar los esfuerzos y proponerse objetivos de reducción de emisiones para el conjunto de la economía. Las Partes que son países en desarrollo deberán seguir con las actuaciones en mitigación y en su momento emprender acciones de reducción.

Cada Parte deberá comunicar una contribución determinada a nivel nacional cada cinco años, y proporcionar la información necesaria a los fines de la claridad, la transparencia y la comprensión.

2.- Adaptación.

Se propuso aumentar la capacidad de adaptación, asistencia a los países en desarrollo para programas y planes nacionales, en relación con los efectos adversos del cambio climático, promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos. El desarrollo de las acciones en la lucha contra el cambio climático requería la disposición de flujos financieros a un nivel compatible con una trayectoria que condujera a un a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Para cumplir el objetivo a largo plazo del aumento global de temperatura, las Partes se propusieron *“lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo lo antes posible, teniendo presente que los países en desarrollo tardarán más en lograrlo, y a partir de ese momento reducir rápidamente las emisiones de gases de efecto invernadero, de conformidad con la mejor información científica disponible, para alcanzar un equilibrio entre las emisiones y la absorción antropogénicas”*.

3.- Pérdidas y daños

Las Partes reconocen la importancia de evitar, reducir al mínimo y afrontar las pérdidas y los daños relacionados con los efectos adversos del cambio climático, incluidos los fenómenos meteorológicos extremos y los fenómenos de evolución lenta, y la contribución del desarrollo sostenible a la reducción del riesgo de pérdidas y daños. Las Partes que son países desarrollados deberán proporcionar recursos financieros a las Partes que son países en desarrollo para prestarles asistencia tanto en la mitigación como en la adaptación, y seguir cumpliendo así sus obligaciones en virtud de la Convención.

Las Partes que son países desarrollados deberían seguir encabezando los esfuerzos dirigidos a movilizar financiación para el clima a partir de una gran variedad de fuentes, instrumentos y cauces, teniendo en cuenta el importante papel de los fondos públicos,

a través de diversas medidas, como el apoyo a las estrategias controladas por los países, y teniendo en cuenta las necesidades y prioridades de las Partes que son países en desarrollo.

4.- Financiación

Los países desarrollados tienen la intención de mantener su actual objetivo colectivo cuantificado de movilización hasta 2025 en el contexto de una labor real de adaptación y de la transparencia en la aplicación; antes de 2025, la Conferencia de las Partes establecerá un nuevo objetivo colectivo cuantificado que será como mínimo de 100.000 millones de dólares anuales, teniendo en cuenta las necesidades y prioridades de los países en desarrollo.

Una parte de estas contribuciones será de aplicación de enfoques de política e incentivos positivos destinados a reducir las emisiones debidas a la deforestación y la degradación forestal y promover la función de la conservación, la gestión sostenible de los bosques y el aumento de las reservas forestales de carbono, así como para la aplicación de enfoques de política alternativos, como los que combinan la mitigación y la adaptación para la gestión integral y sostenible de los bosques.

5.- Desarrollo y transferencia de tecnología.

Se decide fortalecer el Mecanismo Tecnológico y pide al Comité Ejecutivo de Tecnología y al Centro y Red de Tecnología del Clima que, al dar apoyo para la aplicación del Acuerdo, prosigan sus trabajos en relación, entre otras cosas, con:

- la investigación, el desarrollo y la demostración de tecnología;
- el desarrollo y la mejora de las capacidades y tecnologías endógenas;

Se pide al Órgano de Asesoramiento Científico y Tecnológico que elabore el marco tecnológico que debería facilitar, entre otras cosas:

- la realización y actualización de evaluaciones de las necesidades de tecnología, y una mejor puesta en práctica de sus resultados, en particular los planes de acción tecnológica y las ideas de proyectos, mediante la preparación de proyectos financiables;
- el aumento del apoyo financiero y técnico prestado para la puesta en práctica de los resultados de las evaluaciones de las necesidades de tecnología;
- las evaluaciones de las tecnologías que estén listas para ser transferidas;
- la creación de entornos más propicios para el desarrollo y la transferencia de tecnologías idóneas desde los puntos de vista social y ambiental y la adopción de medidas para superar los obstáculos al desarrollo y la transferencia de esas tecnologías;
- el aumento de la eficacia y la durabilidad de las medidas de adaptación.

6.- Fomento de la Capacidad.

El Fomento de la Capacidad debería mejorar la capacidad y las competencias de las Partes que son países en desarrollo, en particular de los que tienen menos capacidad, como los países menos adelantados, y los que son particularmente vulnerables a los efectos adversos del cambio climático.

Para llevar a cabo una acción eficaz frente al cambio climático es necesario, entre otras cosas, aplicar medidas de adaptación y mitigación, facilitar el desarrollo, la difusión y el despliegue de tecnología, el acceso a financiación para el clima, los aspectos pertinentes de la educación, formación y sensibilización del público y la comunicación de información de forma transparente, oportuna y exacta.

7.- Balance Mundial.

La Conferencia de las Partes hará periódicamente un balance de la aplicación del presente Acuerdo para determinar el avance colectivo en el cumplimiento de su propósito y de sus objetivos a largo plazo (“el balance mundial”). Hará su primer balance mundial en 2023 y a partir de entonces lo hará cada cinco años.

El acuerdo quedó abierto a la firma en la Sede de las Naciones Unidas en Nueva York del 22 de abril de 2016 al 21 de abril de 2017, y a la adhesión a partir del día siguiente a aquel en que quede cerrado a la firma. El Acuerdo entrará en vigor al trigésimo día contado desde la fecha en que no menos de 55 Partes en la Convención, cuyas emisiones estimadas representen globalmente un 55% del total de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, hayan depositado sus instrumentos de ratificación, aceptación, aprobación o adhesión²⁷⁷.

31. Hoja de Ruta de la Energía para 2050.

La Comunicación de la Comisión Europea de 2010 al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones titulada “Hoja de Ruta de la Energía 2050”²⁷⁸ justifica el documento por la necesidad de aportar una visión de la energía en el 2050, en cuanto a seguridad de abastecimiento y competitividad, teniendo en cuenta los compromisos medioambientales en relación con las emisiones de GHG de reducción de un 40% en 2050.

²⁷⁷ El acuerdo de París entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, 30 días después de la ratificación de la UE, que supuso sobrepasar el límite de emisiones y de número de Partes. La 22 Conferencia de las Partes tuvo lugar en Marrakech del 7 al 18 de noviembre de 2016.

²⁷⁸ EU Commission (2011). COM (2011) 885 final Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social europeo y al Comité de las Regiones. “*Hoja de ruta de la energía para 2050*”. Bruselas, 15.12.2011.

Se indica en la comunicación que en la actualidad no hay hipótesis que permitan avanzar cómo será el camino que se ha de seguir a partir de la agenda 2020 (aún no se había publicado la estrategia 2030), pero considera necesario trabajar en este sentido para eliminar las incertidumbres en los gobiernos, inversores, y los ciudadanos. Como ejercicio de prospectiva que es, maneja distintas hipótesis de trabajo que exploran los caminos hacia la descarbonización del sistema energético tendentes a la reducción de un 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que implica la reducción del 85% de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, incluidas las del transporte. Estos escenarios o hipótesis están sujetos a muchas incertidumbres derivadas de los efectos imprevistos de la subida o bajada de los precios del petróleo y de la cantidad de las reservas probadas y probables, de la explotabilidad a precios comerciales y sin incidencias en el medioambiente del gas shale o gas de esquistos, de los avances en las tecnologías energéticas de bajo carbono, y la captura y almacenamiento del CO₂.

La Comunicación, en los distintos escenarios manejados, hace mención de la necesidad de un mercado interior que permita aumentar la seguridad en el suministro de energía y obtener costos más bajos en comparación con los de los mercados nacionales y en especial por el uso eficiente de las energías renovables que podría alcanzar hasta un 25% de reducción de costos.

Las hipótesis contempladas son:

1.- Hipótesis de referencia.

Esta hipótesis de referencia incluye las tendencias actuales con distintos factores y valores. i) Índice de crecimiento del PIB, ii) política energética 2010, iii) Objetivos 2020, iv) reducción de GHG, v) derechos de emisión, vi) precios de importación de energía.

2.- Iniciativas políticas actuales (IPA).

Esta hipótesis actualiza medidas ya adoptadas, como en el caso de la estrategia Energía 2020; las relativas al «plan de eficiencia energética» y a la nueva Directiva sobre imposición de los productos energéticos.

3.- Hipótesis de descarbonización

- Alta eficiencia energética. Compromiso político para lograr unos altos índices de ahorro de energía que conduce a una disminución de la demanda energética del 41 %, de aquí a 2050.
- Tecnologías de suministro diversificadas. Todas las fuentes de energía pueden competir en condiciones de mercado sin medidas de apoyo específicas dando por supuesta la aceptación de la energía nuclear y de la captura y almacenamiento de carbono (CAC) por parte de la opinión pública.

- Alta utilización de fuentes de energía renovables (ER). Medidas de apoyo decididas a las ER de manera que participen en un 75% en el consumo final bruto de energía en 2050 (75 % en 2050) y alcance un 97% de participación en el consumo de electricidad.
- Captura y almacenamiento de carbono diferidos. La captura y almacenamiento de carbono (CAC) están diferidos, lo que da lugar a cuotas más elevadas de energía nuclear y la descarbonización está más dictada por los precios del carbono que por el impulso tecnológico.
- Baja utilización de energía nuclear. Parte de la hipótesis de que no se está construyendo ninguna central nuclear (a excepción de los reactores nucleares actualmente en construcción), y da como resultado una mayor penetración de la CAC (alrededor del 32% en generación de electricidad).

Las conclusiones obtenidas del manejo de estas hipótesis son:

1. Es posible una ruta de descarbonización con costos de transformación del sistema energético más reducidos que equivaldrían a un 14,6% del PIB de 2050 en un escenario en el que se maneja la reducción de la dependencia hasta un 35%-45%.
2. Los costos de los combustibles en su conjunto serán inferiores a los actuales debido a la alta participación de las energías renovables. Además el costo total de la dependencia energética se reducirá en un entorno de precios de combustibles fósiles a la baja. Sin embargo las inversiones en redes de transporte, para atender al mercado único de energía, serán elevadas ascendiendo a 1,5 a 2,2 billones de euros, en el periodo entre 2011 y 2050, al igual que las inversiones en la transformación del sistema energético.
3. La electricidad será el vehículo energético fundamental en esta estrategia alcanzando un 36% a un 39% en la demanda energética total en 2050, pudiendo participar en un 65% en la energía necesaria para el transporte terrestre.
4. Habrá una subida de precios de la electricidad hasta el año 2030 debido a los elevados costos de capital en la transformación del sistema energético para alcanzar una participación de la electricidad de las energías renovables del 97%. En consecuencia, el gasto de los hogares y en las Pymes se incrementará hasta un 16% en 2030, disminuyendo al 15% en 2050.
5. La demanda de energía *primaria* debe descender en una franja entre el 16 % y el 20 % para 2030 y entre el 32 % y el 41 % en 2050, frente a los picos en 2005-2006 con medidas de eficiencia energética y disociando el crecimiento económico del consumo de energía.
6. La participación de las energías renovables aumenta sustancialmente en todas las hipótesis, alcanzando al menos el 55 % del consumo final bruto de energía en 2050, lo que representa una subida de 45 puntos porcentuales desde el nivel actual, cercano al 10 %. La cuota de las ER en el consumo de electricidad

alcanza el 64 % en una hipótesis de alta eficiencia energética y el 97 % en una hipótesis de alta utilización de energías renovables, que incluye un importante almacenamiento de electricidad para dar cabida a la variación del suministro de las ER, incluso en momentos de baja demanda.

7. La captura y almacenamiento de CO₂ puede ser una actividad sustancial en la hipótesis de que el 32 % de la producción de energía proceda de combustibles fósiles, pero pierde importancia en el supuesto escenario de alta penetración de las energías renovables.
8. La energía nuclear tendría su lugar en el caso de que la hipótesis de CAC, (captura y almacenamiento de carbono) no se cumpla.

Termina el ejercicio de prospectiva con una síntesis de las acciones necesarias para acometer la transformación del sistema y mercados energéticos.

En primer lugar, considera fundamental la aplicación decidida de medidas de ahorro y eficiencia energética en la industria²⁷⁹, en el transporte y en los edificios, con actuaciones y estrategias ya formuladas en los distintos Planes de Acción de Eficiencia Energética.

En segundo lugar, las Energías Renovables se convierten en las tecnologías de bajo carbono que ocuparán una posición dominante en los sistemas de generación y en la calefacción y enfriamiento. La innovación y el desarrollo de estas tecnologías se considera sumamente importante para alcanzar costos de energía más competitivos y las ayudas públicas para ello se consideran fundamentales. Los incentivos a las energías renovables se habrán de mantener de forma más eficiente y en el entorno de integración del mercado en la UE. Las economías de escala surgidas de una menor dependencia energética han de servir para incentivar las ER.

En tercer lugar, resulta necesario profundizar en el desarrollo del almacenamiento de energía que permita atender las necesidades no cubiertas por la aleatoriedad, cada vez menor, y los reducidos factores de capacidad de las tecnologías más evolucionadas. En este sentido, se considera fundamental un sistema interconectado, un mercado interior, que permita disminuir los huecos de producción en unos emplazamientos con producciones en otros.

Las instalaciones de ciclos combinados de gas tienen rendimientos muy superiores a las de generación térmica convencional, y por tanto sus emisiones en GHG son más bajas. El papel del gas en esta transición energética será muy importante.

²⁷⁹ La recuperación de la energía de baja entalpía de los procesos de refrigeración de las plantas térmicas y procesos industriales mediante procesos criogénicos es una gran oportunidad energética aún no suficientemente desarrollada.

Finalmente se considera necesaria la adecuación en particular de los sistemas de gestión de la energía y de la electricidad a la nueva situación energética, desarrollando nuevas infraestructuras, mejorando la capacidad de interconexión y el mercado interior de energía. Las importantes inversiones necesarias han de ser impulsadas por los poderes públicos mejorando las condiciones de financiación del sector.

CAPITULO V. CONCLUSIONES.

Síntesis de la Política Energética de la Unión Europea. 1946-2016.

En el análisis histórico de la construcción de una Comunidad Europea de la Energía hemos identificado tres distintas situaciones que en cada momento han determinado las acciones emprendidas por la Unión, escenarios que en lo temporal coinciden básicamente con la distribución de los capítulos de este estudio.

Tras la Segunda Guerra Mundial se abre un primer periodo que va desde la creación de la CECA hasta principios de los años 90, periodo en el que se despertó una preocupación fundamental por el control de los recursos energéticos, especialmente el carbón y la garantía del suministro necesario para la reconstrucción de los países contendientes. En 1955 la producción de carbón se incrementó solamente un 2%, lo que no era suficiente para la demanda en usos domésticos e industriales. Esta situación, unida a otros factores, llevó a Francia y Alemania a crear una Alta Autoridad común que fue el germen de la Comunidad del Carbón y el Acero promulgada en el Tratado de París firmado por Francia Alemania, Italia, Bélgica, Holanda y Luxemburgo.

Es necesario resaltar aquí que el carbón es un componente fundamental en la fabricación del acero lo que hizo que se convirtiera en una materia prima siderúrgica más valorada que como materia prima energética. La energía hidráulica generaba en aquellos años más del 50% de la electricidad, cuyo consumo se mantenía contenido, pero que pronto se vio su trascendencia en el desarrollo europeo.

A pesar de la preocupación comentada, ni en el Tratado de Paris, o de la CECA, ni posteriormente, en el Tratado de Roma de 1957, por el que se constituye la Comunidad Económica Europea, hicieron mención directa alguna a la energía como tal, esto es, una mención explícita a una política energética común. Y ello, a pesar de que las necesidades de energía primaria, estimadas en el "Estudio sobre las perspectivas energéticas a largo plazo de la Comunidad Europea", tales perspectivas se habían incrementado en un 84%, en el escenario 1964-1975, mientras que los recursos energéticos crecieron tan solo al 37%. La proyección de la tasa anual de crecimiento del consumo energético era del 4% anual. En este entorno, la dependencia energética de las importaciones de petróleo de los países de Oriente

Medio era cada vez mayor, lo que añadía una dimensión geopolítica que no se había contemplado en su real magnitud.

Las crisis del petróleo de 1973 y 1979, cuyos orígenes y circunstancias he comentado en el Capítulo I, desataron las alarmas en cuanto a la dependencia energética en plena etapa de desarrollo económico. Europa sufrió un embargo del petróleo y vivió una situación de colapso energético como nunca había sufrido y a la que se sumó el alza de los precios del petróleo. La CEE importaba el 70% de su energía de los Países Árabes.

Finalizada la primera crisis del petróleo en 1974, la CEE, en el documento de comunicación de la Comisión al Consejo "*Community Energy Policy Objectives for 1985*", se plantea la definición y puesta en marcha de una Política Energética Común y ya se empieza a hablar en términos de ahorro y eficiencia energética. El Programa de la CEE, de Uso Racional de la Energía, ve necesaria una disminución de la dependencia energética desde el 63 % en 1974 hasta el 45% en 1985.

Pero sin descartar las acciones en este sentido, la energía nuclear era la esperanza de la CEE para resolver la garantía de suministro, opción que satisfacía mejor las necesidades de suministro y la independencia energética. Así en la Comunicación al Consejo relativa a la Política Energética Común se considera, para el año 1985, un objetivo de puesta en funcionamiento de centrales nucleares con una potencia total de 200 GWe. En 1984, Euratom publica su Tercer Programa Nuclear Indicativo en el que consideraba que en 1990 el 70% de la energía eléctrica sería de origen nuclear. Pero estas optimistas expectativas se ven truncadas cuando, en 1986, la central nuclear de Chernóbil sufre un gravísimo accidente de sobrecalentamiento del núcleo que provocó la explosión del contenedor y la emisión de enormes cantidades y dosis de elementos radiactivos a la atmosfera que todavía hoy, en 2016, sigue sin estar controlada. Este hecho, sin precedentes en su gravedad y magnitud, provocó una gran alarma en la sociedad europea; y de hecho supuso la paralización de nuevos proyectos nucleares y el reforzamiento de las medidas de seguridad en vigor.

Junto a esta propuesta de definición de una Política Energética Común de las Comunidades, se comienzan a articular programas de investigación y desarrollo en nuevas fuentes de energía, con inclusión de propuestas novedosas en el campo de las energías renovables, la fusión, el hidrógeno, etc., tecnologías que tardarían aún algunos años en entrar en la fase comercial.

Pero la realidad es que en este periodo de las Comunidades, en un ámbito comunitario de una dimensión manejable, si la comparamos con la estructura actual de la UE, no se aprobó una Política Energética común. Hubo, como he comentado en el Capítulo III, iniciativas de gran calado político acompañadas de numerosos actos comunitarios,

programas y planes de desarrollo tecnológico y referencias a la energía en distintos campos de la economía, el medio ambiente, la libre circulación de productos, etc., que marcaron la senda por la que discurrían las actividades energéticas.

En materia de energía, este periodo comunitario comprendido entre 1946 y 1990, se caracteriza por una situación de gran preocupación por la garantía del suministro energético y la reducción de la dependencia energética, en la que la CEE realizó sus mayores esfuerzos y depositó sus esperanzas en el desarrollo de la tecnología nuclear de fisión. Pero esta estrategia no pudo alcanzarse, en primer lugar y muy posiblemente, por la reacción de una sociedad opuesta a aceptar una tecnología que no inspiraba confianza en su seguridad, que en cualquier caso dejaba a las generaciones futuras un pesado legado del almacenamiento y vigilancia de los residuos radioactivos, y en segundo lugar, por las dificultades financieras de las compañías eléctricas para acometer las enormes inversiones necesarias.

En el segundo periodo comprendido entre los Tratados de Maastricht, o Tratado de la Unión Europea, y el Tratado de Lisboa, las acciones de la CCE, y más tarde de la UE, se orientan más hacia la aceptación del hecho de que, a pesar de todas las estrategias y acciones emprendidas en el periodo anterior, la creciente demanda de energía en términos absolutos implicaba un aumento de la dependencia energética que solo podía ser paliada mediante programas de reducción y ahorro de energía, y el aprovechamiento eficiente de los recursos renovables. La toma de conciencia de la existencia de un progresivo cambio climático producido por los gases de efecto invernadero como consecuencia del uso de combustibles fósiles, reforzó la necesidad de la eficiencia energética como una forma activa de reducir tales efectos.

A pesar de las esperanzas que generaron tanto la declaración de Stuttgart como el Acta única Europea, tampoco el Tratado de Maastricht pudo recoger una expresión suficiente en materia de política energética común, limitándose a introducir un texto en el que se mencionan las medidas en el ámbito de la energía, como parte de las acciones conducentes al cumplimiento de los objetivos de la UE. Esto, de alguna forma, significaba la continuación de las diferentes posiciones, intereses y puntos de vista de la Comisión y del Parlamento, con respecto a los propios de los Estados miembros representados en el Consejo.

Es natural cuestionarse que circunstancias o razones existieron para que los firmantes de los Tratados no contemplasen en ellos la formulación para la consecución de una Política Energética común, siendo la energía un vector fundamental en el desarrollo económico de la UE. Las experiencias vividas en el periodo anterior, en cuanto a las dificultades en la garantía del suministro, la inestabilidad de los precios, el fracaso de las estrategias basadas en el parque de generación nuclear -todo ello en una situación de crecimiento de la demanda de energía- así lo aconsejaban. Y esta reflexión

contrasta, más aún, con el gran avance en el Tratado de Maastricht en el proceso de integración y consolidación del proyecto europeo con aspectos tan destacables como la Europa de los pilares, la unión económica y monetaria, en el funcionamiento democrático de sus instituciones, en el desarrollo de una política comercial, mercado interior, etc.

Tampoco se entiende bien que los firmantes apostaran decididamente al desarrollo de una política común en agricultura, pesca, transportes y en medioambiente sin tener en cuenta explícitamente la necesidad de una política en energía cuyos recursos, procesos y consumo, tantos efectos e impactos recíprocos tienen en aquellas. Por tanto tuvo que haber razones poderosas para que el Tratado no recogiese la necesidad de una Política Energética, cuando ya en 1974, debido al impacto generado por la crisis del petróleo la CEE, y más tarde en 1985, se planteó una política común en energía.

Como respuesta, me atrevo a decir, que si no se vio la necesidad de la formulación de una política energética fue justamente porque los Estados miembros no estaban aún en condiciones de aceptar una inclusión de la energía en los Tratados, o en el Derecho originario, al considerar de carácter estratégico nacional cualquier aspecto relacionado con la energía, cuyas competencias no debían de ser transferidas ni compartidas, en defensa de sus intereses nacionales y económicos. Lo cual sería solamente un exponente más del grado de integración al que aspiraban, en conjunto, los Estados miembros.

La Comisión, en este periodo, continuó realizando propuestas de programas de ahorro y eficiencia energética, de desarrollo tecnológico específico en nuevas tecnologías, complementada por las sucesivas ediciones de los programas marco de investigación y desarrollo. En 1995, la Comisión publicó el Libro Verde de Energía, como ejercicio de discusión de Política Energética, en el que se insiste en la necesidad de que las políticas energéticas nacionales y de la Comunidad deberían aproximarse de una forma clara, dado que la efectividad de esta Política Comunitaria depende de su consistencia. Existen muchos factores que influyen en esta política, factores que son, por naturaleza, transnacionales y que afectan a un mercado interior de la energía y a un mercado único europeo, en el que es necesario reforzar la competitividad. El Parlamento de la UE, compartía con la Comisión esta necesidad de impulsar la competencia en el sector energético, allá donde persisten los monopolios, mediante mecanismos de liberalización Y de esta manera alcanzar un equilibrio entre la satisfacción de las necesidades comunes de la protección de los consumidores, la seguridad del suministro y la protección del medioambiente.

El Consejo, por su lado, consideró que la Comisión tenía las competencias y capacidades para implicar a los Estados miembros en una aproximación a una visión

común de la Comunidad que debería caminar, entre otros aspectos, hacia la incorporación de las políticas energéticas. Todo esto, puso de manifiesto que la carencia en los Tratados de una articulación jurídica normativa específica condujo a una dispersión de los esfuerzos necesarios en muchos planos de la actividad energética en el interior y en el exterior, que pudo haberse evitado.

En el Libro Blanco 1996, la Comisión ahonda en su defensa de una coordinación entre las políticas energéticas nacionales y la política de la Comunidad. El Consejo invita a la Comisión a establecer un proceso de cooperación entre la Comunidad y los Estados miembros para garantizar que las políticas en materia energética, tanto comunitarias como nacionales, sean compatibles con los objetivos comunes de la resolución expresados en el Libro Verde.

La reforma de Lisboa (reforma de los Tratados vigentes) supuso un avance en materia de energía por su inclusión específica en los artículos 4.2.i), 122 y – particularmente– 194 TFUE, aun cuando las competencias de la Unión en esta materia son compartidas con las de los Estados miembros, debiéndose respetar el principio de subsidiariedad. La Unión intervendrá sólo en caso de que, y en la medida en que, los objetivos de la acción pretendida no puedan ser alcanzados de manera suficiente por los Estados miembros, ni a nivel central ni a nivel regional y local, sino que puedan alcanzarse mejor, debido a la dimensión o a los efectos de la acción pretendida, a escala de la Unión.

El Consejo, a propuesta de la Comisión, podrá decidir, con un espíritu de solidaridad entre Estados miembros, acerca de las medidas adecuadas a la situación económica, en particular si surgieren dificultades graves en el suministro de determinados productos, especialmente en el ámbito de la energía. El Consejo, por unanimidad, con arreglo a un procedimiento legislativo especial, y a propuesta de la Comisión y previa consulta al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social y al Comité de las Regiones, adoptará las medidas que afecten de forma significativa a la elección por un Estado miembro entre diferentes fuentes de energía y a la estructura general de su abastecimiento energético. Por otro lado, el artículo 170 TFUE (ex 154 CE) continúa asignando a la Unión la contribución al establecimiento y al desarrollo de redes transeuropeas en los sectores de las infraestructuras de transportes, de las telecomunicaciones y de la energía.

En este tercer periodo surgido a partir del Tratado de Lisboa, se asientan las acciones en eficiencia energética ya emprendidas con la publicación del Libro Verde de la Eficiencia Energética 2005, en el que se pone de manifiesto que la intensidad energética disminuyó en el periodo 1970-2000, pese a que el consumo de energía había aumentado a un ritmo anual del 1%. La eficiencia energética sin embargo solo

mejoró en dos años un 1%, siendo en 2005 tan solo el 0,5%. El Libro Verde propuso tomar medidas para reducir el consumo de energía en un 20% para el año 2020.

El Cambio Climático, producido por los gases de efecto invernadero derivados del uso energético de los combustibles fósiles, es una seria preocupación de la UE. Los esfuerzos de política energética van dirigidos a reducir el consumo de energía y al desarrollo de las energías renovables. Se acuñan y refuerzan los conceptos de sostenibilidad energética y desarrollo sostenible que expresan el interés de garantizar que el crecimiento económico, la inclusión social y la protección del medioambiente, conceptos surgidos del Programa Marco de la Competitividad y la Innovación, avancen a la par.

Las energías renovables, en sus diferentes tecnologías, han alcanzado un nivel de eficiencia que les hace competitivas frente a otras opciones de generación convencional, sin necesidad de ayudas adicionales. El objetivo de la Unión era alcanzar en 2015 un 15% y en 2020 un 20% de participación de las energías renovables en el mix energético. Como tecnologías *zero carbon*, cumplen además con los requerimientos necesarios para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Los Estados miembros tienen el compromiso de tener unos objetivos indicativos del grado de avance de estas tecnologías en el mix energético.

Ante el incumplimiento de los objetivos establecidos, la Comisión envió un claro mensaje a los Estados miembros indicándoles que, aunque algunos Estados han adoptado políticas ambiciosas que han dado seguridad a los inversores, se ha visto que las estrategias nacionales son vulnerables a los cambios derivados de las prioridades políticas. La Comisión se enfrenta a serias dudas sobre la real capacidad o voluntad política los Estados miembros de cumplir con los objetivos de alcanzar el 20% de energías renovables en 2020; y hace la reflexión de si la UE puede permitirse no avanzar en el modelo energético necesario.

En 2007, y en coherencia con la reforma operada por el Tratado de Lisboa, se define la Política Energética para Europa en 2007 que entró en vigor en 2009. A la vista de las incoherencias e incertidumbres ya comentadas, tal definición es, en sí misma, un gran éxito, por cuanto tiene como meta el integrar a todas las políticas nacionales en un sola Política Energética, con un marco regulatorio y normativo más vinculante para los Estados miembros, ya que considera que las políticas energéticas nacionales existentes, no son sostenibles. Junto a esta Política Energética se desarrolló un importante Plan Europeo de Tecnología Energética que incidía en las líneas de investigación e innovación acordes con las necesidades de la Política Energética.

En general se entendió que este nuevo horizonte que se abría con la Política Energética 2007 iba a permitir que la Unión Europea contase con un nuevo modelo

energético, más sostenible, menos contaminante y menos dependiente del exterior. Desgraciadamente la situación de crisis económica surgida casi a la vez que se promulgaba esta Política no está permitiendo a muchos Estados seguir el camino y el grado de avance, con todo el impulso que se requiere para alcanzar los objetivos. En consecuencia varios Estados, entre ellos España²⁸⁰, con un bajo perfil de cumplimiento y dentro del margen de actuación permitido por la UE, se han recortado las ayudas en algunos casos con carácter retroactivo, no hay financiación para nuevos proyectos y la situación de los fabricantes europeos en tecnologías renovables sigue siendo crítica y resuelta, en parte, por las ventas en mercados exteriores.

Los planteamientos económicos financieros de las grandes corporaciones energéticas están fundamentados en el mantenimiento *del statu quo*. Ante la reducción generalizada de la demanda de energía y la prioridad de despacho de las energías renovables, por no ser gestionables, estas grandes corporaciones prefieren que sus plantas térmicas estén operativas con unos costos externos que casi nunca entran en tales análisis económicos, aunque ello siga suponiendo para la UE una continua sangría de divisas y una pérdida de competitividad interior.

En los años 2008 al 2016, la Unión Europea ha estado inmersa en una situación de crisis económica que ha tenido como consecuencia un estancamiento de las inversiones en generación de electricidad a partir de fuentes de energías renovables y de las infraestructuras de transmisión necesarias para el mantenimiento de un mercado único de energía en la UE. Además, como efecto añadido, se percibe una pérdida de sentimiento comunitario y el rebrote de los nacionalismos populistas, que han tenido su más clara manifestación en el Brexit, pero que en general afecta a varios Estados miembros, con previsibles repercusiones en el proyecto europeo.

En paralelo, la situación de la progresiva elevación de la temperatura global por efecto de cambio climático, en cuya lucha la UE ha tomado un claro papel de liderazgo, obliga a las autoridades europeas al reforzamiento de las iniciativas en la reducción de emisiones por medio de la generación de energía a partir de fuentes renovables y por la aplicación de medidas de eficiencia energética para la reducción del consumo. La Comisión analizó en 2014 la contribución de la eficiencia energética a los objetivos de clima de 2020 y 2030, constatando que tampoco se alcanzarían los objetivos del 20% de reducción de energía primaria, que se limitarían a un 17%-18%, y señalando que cerca del 30% de esta reducción se debe al menor consumo por los efectos de la crisis económica del 2008 en adelante.

²⁸⁰ En 2013 el Gobierno de España reguló el déficit de tarifa. Su solución incluyó un nuevo recorte de las ayudas a las energías renovables y a los sistemas de generación distribuida, en clara discordancia con la Política y Estrategias de la UE.

La Estrategia 2020 se enfrentó a una situación de preocupación general por los escasos avances conseguidos en los objetivos 20/20/20, y en consecuencia se dieron los pasos necesarios en aspectos como la movilidad, la eficiencia energética, el desarrollo del mercado interior de la energía, el papel de los consumidores y el liderazgo tecnológico. La política de clima y energía en 2030 se inspiró en el convencimiento de que la estrategia 2020, tras la aplicación de las medidas puestas en vigor, estaba dando los resultados previstos según se constataba por los indicadores en emisiones, generación renovable e intensidad energética. En estos momentos son necesarias acciones en el desarrollo del mercado interior de energía, en el impulso al desarrollo de las interconexiones de gas y electricidad, y en el control de los precios de la energía, en especial en el sector doméstico más penalizado que el sector industrial.

Considero que las políticas y estrategias comunitarias, orientadas a la disminución de la dependencia energética y a la reducción de las emisiones, basadas en la eficiencia energética y el desarrollo de nuevas tecnologías de las fuentes de energías renovables, difícilmente hubieran podido ser diseñadas y puestas en marcha de manera individual por los Estados, más preocupados por la generación, el transporte y la distribución interior y, en general, por el *statu quo* de su modelo energético. Y menos aún acceder voluntariamente a un mayor mercado interior de la energía interconectado.

Nuevamente se tiene la sensación de que, en el desarrollo de una política energética sostenible, no hay la sintonía adecuada entre los Estados miembros y las instituciones de la UE, la Comisión, el Parlamento y el Consejo. Utilizando un símil eléctrico, cabe pensar que se dan dos fenómenos opuestos: la inductancia de la Comisión y la reactancia de los Estados miembros. Cuando las estrategias y políticas en materia de energía y cambio climático no consiguen alcanzar los resultados previstos, la Comisión actúa habitualmente propiciando nuevas acciones, a veces más agresivas.

Es constatable la dificultad de la Comisión de ir más allá y a mayor velocidad frente a unos Estados miembros muy celosos de su soberanía. Hay que reconocer también el papel en estos años críticos del Parlamento y de la Comisión y sobre todo de sus profesionales que, con una amplia visión energética global, han desarrollado y aplicado metodologías y actuaciones y criterios que aún hoy están sirviendo de pauta a muchos otros países en el mundo.

A pesar de ello, y con todas las dificultades, los incumplimientos, las resistencias, y los errores y aciertos, hay que reconocer que, en unos países más que en otros, se ha andado un buen tramo del camino hacia la sostenibilidad energética.

El Consejo Europeo, del 23 y 24 de Octubre de 2014, aprobó la estrategia propuesta por la Comisión, estableciendo un objetivo vinculante para el 2030 de al menos un 40% de reducción de gases de efecto invernadero²⁸¹ con respecto a las emisiones de 1990, con el objetivo de reducir las emisiones en el horizonte 2050, en un 80-95%. Para cumplir el objetivo, la participación de las energías renovables en 2030 debería ser del 27% del consumo de energía y la eficiencia energética también un 27% de ahorro de energía en 2030.

La aceptación por parte de los Estados miembros del Centro y Este de Europa fue a cambio de obtención de concesiones financieras de las que se beneficiaban aquellos países en los que el PIB per cápita fuera inferior al 60% de la media de la UE. Estos países podrían seguir concediendo derechos de emisión gratuitos, con la limitación en el año 2020 al 40%. Se dotó de una reducción de emisiones con 400 millones en derechos de emisión, a las actividades de captura y el almacenamiento de carbono, a las fuentes de energía renovables y la innovación tecnológica. Como indica John Vogler²⁸², desde el año 2005 la Comisión ha tenido un creciente interés en desarrollar la dimensión interna y externa del cambio climático.

Esta política de clima y energía 2030 ha sido también objeto de análisis críticos que ponen en cuestión los objetivos a obtener, a partir de la valoración de los resultados alcanzados. Dieter Helm en un artículo *“The European framework for energy and climate policie”*, recogía el fracaso de las acciones en uno de los dos pilares en lo que se fundamenta la Estrategia 2030, el mercado interior de energía, ya que subsisten las carencias en infraestructuras físicas y la armonización de tarifas. El pilar del cambio climático, estaba basado en objetivos a corto plazo y en la hipótesis de precios altos de energía y en la competitividad de las energías renovables. Considera que la reducción de emisiones de carbono en la UE ha sido posible, más por la crisis económica, que por las medidas emprendidas, con lo cual los precios del mercado de emisiones han caído. Y es contundente, al decir que las energías renovables no han conducido al crecimiento verde sino a la erosión de la competitividad. Ambos pilares, concluye, han de ser reconsiderados.

²⁸¹ Los sectores sujetos al régimen de comercio de emisiones deberían de reducir sus emisiones en un 43% y en un 30% los no sujetos a dicho régimen.

²⁸² VOGLER, J. (2013), “Changing conceptions of climate and energy security in Europe”. *Environmental Politics*, 22(4), 627-645.

Segunda Parte

POLITICA ENERGETICA EN DINAMARCA

INTRODUCCION

Las sucesivas crisis del petróleo, las tensiones geopolíticas, y el nuevo escenario que se plantea para reducir los efectos del cambio climático, han puesto de manifiesto en el mundo la necesidad de afrontar la situación con la visión, estrategia y planificación requeridas, desarrollando un nuevo modelo energético. Europa, por su especial debilidad energética y el negativo efecto en sus economías de las importaciones de terceros países, está acometiendo el proceso de puesta en operación de estos nuevos modelos tanto desde el punto de vista conceptual como de su aplicación efectiva.

En la historia de la energía en Europa, ciertos países han ostentado un liderazgo claro en la modernización del sistema energético en general, sus políticas energéticas, las tecnologías de generación, las infraestructuras de transporte, la operación de los mercados, el desarrollo tecnológico e industrial, etc. Por lo general, los de mayor peso económico han sido tractores en esta migración de los sistemas al uso, superando resistencias e intereses oligopólicos en su diseño y regulación.

En este nuevo ciclo energético, Dinamarca ha sido uno de los primeros países, si no el primero, en adoptar una política energética sostenible desde sus inicios. No todo el camino ha sido fácil, porque como veremos en esta Segunda Parte, las resistencias al cambio han frenado a veces el desarrollo del marco normativo. A pesar de ello Dinamarca es hoy una referencia mundial en el camino hacia un modelo energético sostenible, que tiene la particularidad de haberse iniciado en unos momentos en los que los yacimientos del Mar del Norte han sido capaces de suministrar la totalidad de su demanda energética, aspecto que confirma la solidez de la visión estratégica de sus autoridades energéticas.

Esta visión estratégica a largo plazo, 2050, y la capacidad de adaptación a un entorno en cambio permanente, es la razón principal de haber incluido a Dinamarca en este estudio de las políticas sostenibles en la Unión Europea. Un país de pequeña dimensión geográfica, demográfica y económica, con tan solo 5,6 millones de habitantes, una superficie de 43.000 km² y 7.300 km de costa, y un PIB 2015 de 50.000 €/habitante está poniendo en práctica una nueva forma de entender la cuestión energética en lo que podríamos considerar como una experiencia pionera.

La metodología seguida en esta Segunda Parte, que es extensible a Alemania y España, se centra en el análisis de la situación de partida en los momentos previos al proceso de liberalización del sector energético impulsado por la Unión Europea lo que, al menos en la teoría, prepara el terreno para que las nuevas políticas puedan afianzarse con una amplia participación social, como requiere un modelo energético sostenible. El estudio de la evolución y la adaptación del marco regulatorio a las nuevas situaciones que se plantean es necesario para poder entender si la Política

Energética de la UE se ve reflejada en la política energética nacional y es capaz de dar respuesta a los retos económicos, sociales y ambientales.

Un hito importante en la creación de un nuevo modelo energético ha sido el proceso de liberalización, con la apertura de los mercados de electricidad a la competencia, la separación entre las actividades de generación, transporte y distribución, la libertad de elección de proveedor de electricidad y el libre acceso al incremento de capacidad de generación. La aplicación de un sistema de incentivos a las energías renovables para compensar los mayores costos de generación y hacer rentables las inversiones, sistema basado en la modalidad *feed in tariff*, permitió, no sin duras críticas, el desarrollo del nuevo modelo energético que progresivamente ha ido reduciendo el diferencial de costos a lo largo de la vida útil de la generación.

La estructura del sector energético, eléctrico y gasista, y su configuración interna e interconexiones con terceros países, es un elemento clave en el desarrollo de una política energética que tiene como objetivo las emisiones cero de gases de efecto invernadero GHG, basada en la generación renovable de calor y electricidad, con recursos y tecnologías cuya potencia no es firme y que necesitan de un suministro adicional de otras plantas o de almacenes de energía.

La política de ahorro y eficiencia energética es fundamental en este nuevo modelo energético. Por ello se estudian los avances regulatorios y sus resultados, que no siempre alcanzan los objetivos planteados. Los mayores sectores de consumo, industria, edificación y transporte, son los focos de atención en la implantación de las políticas de eficiencia. Es de destacar el impulso de la generación distribuida mediante la tecnología del *district heating*, con más de 700 plantas de generación de calor y electricidad, muchas de ellas de propiedad municipal.

Esta Segunda Parte se estructura en 5 capítulos. Un primer capítulo que analiza las Políticas y Estrategias Energética, seguido de un segundo en el que se estudia el Sistema Energético. La operación del sector, la eficiencia energética y la investigación y desarrollo se estudian en un tercer y cuarto capítulo, continuando con un quinto y último capítulo en el que se analiza la sostenibilidad energética de Dinamarca, terminando con un análisis del grado de avance de la política energética en un apartado de conclusiones.

CAPITULO I. POLÍTICA ENERGÉTICA EN DINAMARCA.

32. Evolución de la Política Energética.

32.1. Liberalización del sector eléctrico.

Las crisis del petróleo de 1973 y 1979 tuvieron en Dinamarca un marcado efecto en el suministro energético, debido a que la dependencia del petróleo importado superaba el 90 %. Esta difícil situación dio lugar, en 1976, al Primer Plan de Energía, que tuvo como ejes principales el ahorro de energía, la conversión de las centrales térmicas de petróleo a carbón y la instalación de centrales nucleares. Este primer Plan expresaba una visión muy adelantada en su tiempo del potencial tecnológico y energético de las energías renovables para cuyo aprovechamiento se establecieron impuestos especiales a la electricidad que permitiesen el fomento de la investigación en energías renovables²⁸³. Se publicaron dos documentos para el desarrollo de una nueva política energética basada en fuentes renovables²⁸⁴. Ya a principios de los años 80 se empezaron a construir pequeños aerogeneradores de menos de 100 kW de potencia y que eran adquiridos por grupos o asociaciones para su propio consumo y para la venta de electricidad a la red, para lo que contaban con incentivos fiscales. Dinamarca fue el primer país en el mundo que emprendió políticas activas para un nuevo modelo energético con fuentes de energía renovables.

En 1981 se publicó el Segundo Plan de Energía que sentó las bases para el inicio de las explotaciones y redes de transporte del gas y petróleo en el Mar del Norte, creando un mercado interior para las energías renovables y contando con apoyos económicos obtenidos de los impuestos al petróleo y al carbón, lo que permitió el nacimiento de empresas constructoras de equipos, el desarrollo de las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética y el uso del gas en plantas de cogeneración CHP para la producción de calor y electricidad²⁸⁵.

Debido a las continuadas presiones de los grupos ecologistas antinucleares, el Parlamento en 1985 decidió que las centrales nucleares no formasen parte del sistema de generación de electricidad en el futuro, lo que abrió paso a un acuerdo entre el Ministerio de Energía y los servicios públicos con objeto de instalar 100 MW renovables entre 1986 y 1990, el llamado contrato de 100 MW. El propio gobierno realizó un pedido de aerogeneradores de 100 MW en 1985 y de 200 MW en el año 2000, e impulsó el desarrollo del sector mediante importantes subvenciones a la

²⁸³ A principios de 1891 Paul La Court y un equipo de científicos trabajaron en el desarrollo de técnicas aerodinámicas y en su aplicación a la tecnología eólica.

²⁸⁴ BLEGA, S., *et al.* (1976), "Sketch for alternative energy plan for Denmark, organization for information on Nuclear Power, the organization for renewable energy", Ed. OVE Publishing, Copenhagen.

²⁸⁵ HVELPLUND, F., *et al.* (1983), *Energy for the future: alternative energy plan in 1983*, Borgen Publishers, Copenhagen.

instalación de plantas eólicas, creando fondos de investigación para el desarrollo de las tecnologías.

Jens Bilgrav-Nielsen²⁸⁶, Ministro de Energía y Medioambiente en 1988, fue el impulsor del “*Tercer Plan de Energía, Plan de Acción para el Desarrollo Sostenible. Energía 2000*” que supuso el desarrollo efectivo de las energías renovables en Dinamarca y en particular de la energía eólica marina. La conferencia internacional sobre el clima en Toronto en 1988, recomendó la estabilización de las emisiones globales de CO₂ en 2000 y una reducción del 20% en el año 2005 como objetivo internacional, lo que tuvo un impacto importante en el diseño de la política energética danesa. El objetivo general de Plan de Acción en Energía 2000 fue la reducción de emisiones de CO₂ de un 20% en 2005, en comparación con los niveles de 1988 y del consumo de energía del 15% en el mismo tiempo.

En 1993, Svend Auken, Ministro de Energía y Medioambiente, dio un nuevo impulso al desarrollo del área de las energías renovables. En los años siguientes se continuó con nuevas iniciativas para promover la aplicación de los objetivos de la "Energía 2000"²⁸⁷. Una muestra de esta actividad fue la firma, en 1993, de un acuerdo con el sector eléctrico, que se comprometió a utilizar la biomasa como combustible en sus plantas de energía, con un volumen anual de 1,2 millones de toneladas de paja y 0,2 millones de toneladas de astillas de madera²⁸⁸.

Los objetivos energéticos fueron:

	2000	2030
Energía eólica	1.350 MW	2.800 MW
Biomasa	53 PJ	75 PJ
Energía fotovoltaica		730 MW
Energía marina		380 MW
Solar térmica edificios	1 %	10 %
Bombas de calor		-30% combustible fósil

En términos generales las metas alcanzables fueron:

- reducir el consumo de energía en un 15%;
- aumentar el consumo de gas natural en un 170%;
- aumentar el consumo de energía renovable en un 100%;
- reducir el consumo de carbón en un 45%;

²⁸⁶ Jens Bilgrav-Nielsen fue el autor del libro “Energía Renovable en Denmark, Crónica de 25 años” Ed. OVE Publishing 2000. De él se han tomado algunas notas recogidas en el texto.

²⁸⁷ Energy 2000: A Plan of Action for Sustainable Development (1990).

²⁸⁸ Acciona estuvo atento a estas experiencias en Dinamarca, que sirvieron para el diseño e instalación en el año 2004 de la planta de 25 MW de generación de electricidad a partir de biomasa en Sangüesa (Navarra).

- reducir el consumo de petróleo en un 40%;
- reducir la emisión de CO₂ en al menos un 20%;
- reducir la emisión de SO₂ en un 60%;
- reducir la emisión de NO_x en un 50%.

La regulación garantizaba la interconexión y la compra de la electricidad renovable, estableciéndose que el precio de la electricidad de fuentes de energía eólica estuviese por encima del costo de generación, tomando como referencia el 85% del precio al por menor. En 1993 se estableció el sistema *feed-in-tariff* para la retribución de la electricidad de producción renovable, que se determinaba a partir de un 85% de los costos de producción, a lo que se añadía un reembolso de las tasas de CO₂ y una exención parcial de impuestos, lo que produjo un desarrollo de la energía eólica tal, que en 2005 la energía eólica suponía el 10% del consumo total de energía.

En diciembre de 1995, DEA, la Agencia Danesa de la Energía²⁸⁹, publicó el informe "*Futuro de la Energía de Dinamarca*" por el que se lanzaba el Plan de Energía 21²⁹⁰, también conocido por Cuarto Plan. Contenía dos escenarios de reducción de emisiones: un "proceso pasivo" y un escenario del "máximo esfuerzo" para crear un desarrollo energético sostenible. En este último escenario, las emisiones de CO₂, en 2030, se reducirían a un tercio de las emisiones en el año 1988. Las emisiones de CO₂²⁹¹ debían de reducirse a la mitad en 2030 con respecto a 1998. Un aspecto significativo del Plan de Energía 21, derivado del Plan de Energía de 2000, era que el objetivo existente se complementaba con un objetivo a largo plazo.

Las negociaciones internacionales acerca de las emisiones del cambio climático se encaminaban a que, para el año 2030, los países industrializados redujeran a la mitad sus emisiones de CO₂, en comparación con el nivel de 1990. En la Conferencia de Cambio Climático de la ONU en Kioto en 1997, se había determinado que la reducción de la UE fuese de un 8% en 2012 en comparación con el nivel de emisiones de 1990.

En consecuencia, Dinamarca tenía una política de reducción de emisiones más agresiva que lo indicado en el Protocolo de Kioto, lo que permitía cumplir los objetivos de emisiones de CO₂ en Dinamarca, por la vía de la mejora de la intensidad energética

²⁸⁹ La Agencia Danesa de la Energía DEA fue creada en 1976. Dependiente del Ministerio de Clima, Energía y Edificación, era responsable de todas las tareas relacionadas con la producción, transmisión, utilización de la energía y su impacto en el cambio climático. Su principal función era asegurar el marco legal y político para un suministro de energía limpia, seguro y a precios competitivos. Sin embargo, este escenario fue considerado utópico y no se materializó en el Cuarto Plan Energía 21 de 1996 que mantenía el objetivo general de lograr una mejor utilización de los recursos y reducir los impactos ambientales.

²⁹⁰ Energy 21. The Danish Government's Action Plan for Energy (1996).

²⁹¹ PEDERSEN, S. L. (2000), "The Danish CO₂ emissions trading system". *Review of European Community and International Environmental Law*, 9(3), 223-231.

en un 50% hasta el año 2030 y por la instalación de energías renovables, lo que contribuiría a una producción energía equivalente al 35% del consumo bruto de energía en 2030. El Ministerio de Transporte se sumó a la estrategia de reducción de emisiones²⁹² del sector del transporte como continuación del plan de 1993 “*trafik 2005*”.

Los objetivos específicos eran, en gran parte, los mismos que en el Plan Energía 2000. En cuanto a la energía eólica, se especifica que la mayor parte de la expansión sería en forma de parques eólicos marinos. El objetivo para 2005 fue de 1.500 MW en el país, mientras que como objetivo en 2030 se consideraba una potencia instalada de 1.500 MW en tierra y 4.000 MW en el mar, objetivo tendente a suministrar el 50% del consumo de electricidad en 2030²⁹³.

Pero el interés de los daneses por la energía eólica no solo se ciñó a los planes del gobierno, sino que la sociedad asumió un papel dinamizador de un modelo energético sostenible.²⁹⁴ En 1996, con una potencia total eólica instalada de 814 MW²⁹⁵, existían en todo el país alrededor de 2.100 cooperativas, que constituyeron la base para la continuación del soporte popular para energía eólica en Dinamarca²⁹⁶. La generación de electricidad, en 1996, fue 1.190 MWh/año. La Agencia Danesa de Energía implementó las políticas en energías renovables desarrollando un conjunto adicional de las normas para parques eólicos marinos.

En este cuarto plan, se preveía que las energías renovables proporcionasen del 12%-14% del consumo total de energía en 2005 y un 35% en 2030. En 2001, las cooperativas de aerogeneradores, que incluían a más de 100.000 familias, habían instalado el 86% de todas las turbinas de Dinamarca.

La biomasa estaba llamada a contribuir de manera importante en esta mayor participación de las energías renovables en el mix energético. El Plan de Energía 2000 estimó en 1996 que la producción de energía de la biomasa pasara de 53 PJ a 75 PJ en 2005. Pero el Plan Energía 21 marcó un mayor desarrollo estimando para el año

²⁹² The Danish Government's Action Plan for Reduction of the CO2-Emissions of the Transport Sector.1996. Danish Ministry of Transport.

²⁹³ Ya en 1999 la capacidad de energía eólica instalada había superado los 1.500 MW. Por otra parte las compañías eléctricas recibieron instrucciones de las autoridades energéticas para construir para el año 2008 cinco parques eólicos marinos con un total 750 MW, muy probablemente ya con aerogeneradores de 2 MW de potencia o más.

²⁹⁴ MASKELL, P. (1998), “Learning in the village economy of Denmark. Regional innovation systems: the role of governances in a globalized world”. *Copenhagen Business School. Aalborg University Univeri*<http://www.druid.dk/> 190-213

²⁹⁵ “Vindintegration i Danmark. (2014). Vindens værdi - og tiltag for at sikre den”. *Ed. Ea Energy Analyses. Copenhagen.*

²⁹⁶ Wind Power in Denmark. *Wikipedia.*

2030 en 145 PJ.²⁹⁷ El aumento de la producción hasta 2005 se lograría, principalmente, mediante las plantas de energía centralizadas aumentando el uso de virutas de madera y paja.

32.2. Proceso de Liberalización de la energía eléctrica. Quinto Plan de Energía.

Como ya hemos comentado en el estudio de las políticas energéticas de la UE, la Directiva 96/92 EC, sobre el mercado eléctrico de la electricidad, impulsó el proceso de liberalización del sistema eléctrico²⁹⁸ en los estados miembros que tuvo como eje principal la apertura de los mercados de electricidad a la competencia por medio de la separación entre las actividades de generación, transporte y distribución, la libertad de elección de proveedor de electricidad y el libre acceso al incremento de capacidad de generación, ya sea por licitación o por permiso administrativo no restrictivo.

En 2002, el Gobierno de Dinamarca inició la comunicación a la sociedad del proceso de liberalización de los mercados de electricidad y gas mediante, entre otras muchas actividades, la publicación de un folleto informativo "*Liberalization of the Energy Markets*". En su introducción el Gobierno hacía referencia a que "*los mercados europeos de electricidad y gas han cambiado con rapidez hacia mercados más abiertos, estructuralmente desarrollados y con un creciente enfoque hacia la eficiencia*". El objetivo de la UE, cita, "es que todos los Estados de la Unión Europea hayan abierto totalmente sus mercados de electricidad y gas a los clientes de negocios en 2004 y a los consumidores domésticos en 2005".

El Gobierno de Dinamarca consideraba que el proceso de liberalización del sector de energía, reportase tres beneficios²⁹⁹:

- un amplio conjunto de opciones de los consumidores para comprar gas y electricidad;
- precios más competitivos en comparación con otros países;
- la mejor aproximación al costo eficiente tras alcanzar los objetivos medioambientales.

Y para ello contemplaba acciones claves en cuatro áreas:

- amplia oferta para los consumidores;
- incrementar la competencia y eficiencia;
- alta seguridad de suministro;
- efectividad en los costos tras alcanzar los objetivos medioambientales.

²⁹⁷ HALL, D.O. (1997), "Biomass Energy in Industrialised Countries-A View of the Future". *Forest Ecology and Management* 91(1):17-45.

²⁹⁸ MALLON, K. (2000), "The Liberalisation of Europe's Electricity Markets. Is the environment paying the price for cheap power?" *Greenpeace International*, 50.

²⁹⁹ MARKARD, J. & TRUFFER, B. (2006), "Innovation processes in large technical systems: Market liberalization as a driver for radical change?" *Research Policy*, 35(5), 609-625.

La liberalización de los mercados energéticos se consideraba de gran importancia para la economía nacional. En el año 2001 los hogares y las empresas privadas gastaron en energía alrededor de 23.000 millones de DKK, sin contar los impuestos. Para algunas empresas, la factura de energía era una carga pesada. En ciertos sectores de la industria la energía representaba un 20% de los costos de producción. Y para las empresas de alto consumo energético, incluso pequeños cambios en los precios de la energía son de gran importancia.

El acceso al mercado libre de electricidad sería puesto en marcha antes del 1 de enero de 2003. El Gobierno recibió el apoyo político de la reforma energética para implementar una apertura del mercado para todos los consumidores de gas natural antes del 1 de enero de 2004. Quedaba por resolver el mercado de la calefacción urbana, para garantizar a los consumidores una oferta más amplia.

Antes del inicio del proceso de liberalización, el sector de la electricidad en Dinamarca era un sector regulado por el que los ingresos compensaban todos los costos³⁰⁰ de la compañía eléctrica incluyendo las provisiones de capital para futuros gastos o inversiones, lo que se conoce por beneficios contables cero, sistema de regulación que en la práctica no permite identificar los costos no necesarios, no incentiva a las empresas a mejorar su productividad y a propiciar una reducción de los precios a los consumidores. Esta práctica estuvo muy extendida en muchos países de Europa³⁰¹.

El informe del Danish Economic Council de Otoño de 1997³⁰² reconocía que el sector de la electricidad estaba muy protegido y altamente regulado y que la Ley del Gobierno Danés en el proceso de liberalización de la electricidad era más escéptica y conservadora que en los países de su entorno³⁰³, Noruega, Suecia y Finlandia que ya habían realizado la liberalización de la Ley de producción y distribución, incluyendo un sistema común de intercambio de electricidad. El Gobierno danés prefería continuar con la protección a las centrales tipo CHP (*combined heating and power production*) que generan electricidad y calor para viviendas, actividades comerciales y pequeña industria, centrales conocidas por "*district heating*".

³⁰⁰ Se han documentado casos concretos, surgidos en aquellos años previos a la adopción de las normas comunitarias en torno al mercado interior de la energía, que ratifican el uso de estas prácticas por empresas eléctricas danesas en el ámbito de un mercado regulado y sus efectos en los precios de la energía. Estos mecanismos denominados "incentivos a la regulación" han sido utilizados en otros países de Europa.

³⁰¹ AUNE, F. R., GOLOMBEK, R., KITTELSEN, S. A., & ROSENDAHL, K. E. (2004), "Liberalizing the energy markets of Western Europe; a computable equilibrium model approach". *Applied Economics*, 36(19), 2137-2149.

³⁰² "The Electricity Supply Industry in Transition. The Domestic Economy, Wages, Taxes and Income Distribution". *The International Outlook. Danish Economic Council*, 1997.

³⁰³ EISING, R. (2002), "Policy learning in embedded negotiations: Explaining EU electricity liberalization". *International Organization*, 56(01), 85-120.

El mismo informe indicaba que, si se llevara a cabo la liberalización del mercado, los precios de la electricidad se reducirían un 15% para los consumidores domésticos y un 55% para la industria³⁰⁴, lo que generaría un beneficio superior al obtenido en los países nórdicos y permitiría aprovechar las oportunidades de la importación, a precios reducidos, de la electricidad de origen hidráulico cuya disponibilidad facilitaría la expansión de la energía eólica al cubrir los huecos de generación de esta tecnología. En la misma línea se expresa la OECD³⁰⁵, en el sentido de que la liberalización del sector eléctrico supondría para Dinamarca una eficiencia económica de, al menos, un 20%.

Dos importantes grupos Elsam y Elkraft³⁰⁶ controlaban el 75% de la generación, y el 25% era energía no despachable generada por plantas eólicas y CHP. Además, ambos grupos controlaban la importación y exportación de energía, la planificación de la generación y expansión de la transporte, la operación el sistema de transmisión de electricidad, del cual eran propietarios, y el transporte gas. Y más de 100 cooperativas y municipios, al igual que ocurrió en Alemania, eran propietarias de las compañías locales de la distribución, en cuyos Consejos de Administración se sentaban representantes políticos locales y regionales. Dinamarca fue, posiblemente, uno de los países con mayor integración vertical de los que formaban parte de la UE en aquellos años.

El proceso de liberalización del sector eléctrico se inició en Marzo de 1999 en el Parlamento de Dinamarca con la publicación de la Ley de Suministro Eléctrico³⁰⁷, que transpuso la citada Directiva y mantenía los objetivos de transporte y reducción de emisiones en el periodo 2005-2030, recogidos en Energy 21 y en la Ley de Suministro Eléctrico de 1996, modificación de Energy 21. Todo ello fue fruto del Acuerdo Parlamentario para la Reforma del Sector Eléctrico, que definió que la estructura del sector, la seguridad de suministro a los consumidores y los aspectos medioambientales, debían de basarse en el marco de un sistema eléctrico liberalizado. La reforma de electricidad estableció como objetivo que la electricidad procedente de fuentes renovables, principalmente de viento y biomasa, supusiera el 20% del consumo de electricidad danés en 2003.

³⁰⁴ Nuevamente nos encontramos con una estimación en línea con la discriminación de precios a favor de los grandes consumidores industriales.

³⁰⁵ "Denmark - Regulatory Reform in Electricity 1999". *OECD. Country Studies*.

³⁰⁶ Elsam operaba en el oeste de Dinamarca y Junlandia, y Elkraft en el Este. En el año 2005 la compañía DONG, (Danish Oils and Natural Gas), adquirió y se fusionó con Energi E2 y con la compañía pública NESAs, Københavns Energi and Frederiksberg Forsyning, creando DONG Energy. Elkraft junto a Eltra operador de la red eléctrica y Gastra, gestor de la Red de Gas Natural, fueron fusionadas en 2005, creando Energinet.dk que es el operador nacional de la red eléctrica y de gas.

³⁰⁷ Energy Supply Act 375, de 2 de junio de 1999.

Bajo las nuevas directrices políticas, el Gobierno decidió abandonar el sistema de *feed-in tariff* y ayudar al desarrollo de las energías renovables mediante la puesta en marcha de un mecanismo de portfolio standard RPS^{308,309}, (*Renewable Portfolio Standard*) basado en un sistema de certificados verdes negociables en el mercado, disposición que no superó el trámite parlamentario final para su aprobación³¹⁰.

32.3. Ley 375 de Suministro Eléctrico. 1999.

1.- Objetivos de la Ley.

La Ley³¹¹ se orientaba a garantizar que el sector eléctrico estuviese organizado de acuerdo con los principios de la seguridad de suministro, la economía nacional, el medioambiente y la protección del consumidor, mediante el desarrollo de energía sostenible a partir de fuentes de energías renovables que minimizasen las emisiones de gases de efecto invernadero y con la puesta en práctica de sistemas de ahorro energético, dentro de un marco de competencia en los mercados de electricidad y de cumplimiento de los compromisos ambientales internacionales.

La Ley se aplicaría a la producción, al transporte, comercio y suministro de electricidad, estableciéndose tres grandes líneas generales en el proceso de liberalización: el acceso universal de la energía, la separación de las distintas actividades del sector, y el desarrollo de las energías renovables.

2.- Acceso universal a la energía.

Los usuarios del sistema eléctrico en Dinamarca debían de tener acceso a los servicios de las empresas reguladas públicamente, que incluía a las empresas de la red, las empresas de transmisión, las empresas de suministro y compañías responsables del sistema. El acceso a la infraestructura del sistema eléctrico se llevaría a cabo con criterios objetivos, transparentes, razonables y en igualdad de condiciones, y al precio que se hubiese establecido de antemano³¹². Todo ello como

³⁰⁸ LIPP, J. (2007), "Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom". *Energy policy*, 35(11), 5481-5495.

³⁰⁹ DONG, C. G. (2012), "Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard: An empirical test of their relative effectiveness in promoting wind capacity development". *Energy Policy*, 42, 476-485.

³¹⁰ Como consecuencia de este nuevo enfoque de la Política Energética del gobierno, fueron cancelados dos de los cinco parques eólicos planificados y las tarifas se cambiaron en 2002 de una forma importante. No obstante el Gobierno hizo énfasis en la necesidad de que la generación de electricidad renovable fuese más competitiva.

³¹¹ La Ley 375 de Junio de 1999, (Act nº 375 of 2 June 1999), se complementó con la Ley 376, relativa a cuotas de CO₂ en la producción de electricidad, con la Ley 377 acerca de los subsidios para la producción de electricidad, y con la Ley 378 acerca de la utilización de las fuentes de energías renovables y la Ley 379.

³¹² La Ley 375 dibujaba, en relación con la liberalización, una operación del sistema eléctrico similar a la de Noruega y Suecia.

condición previa para que se estableciese una competencia eficaz en lo relativo a la actividad de producción y comercialización.

3.- Separación de Actividades.

En al aspecto de la separación de actividades, la Ley 375 contempló que la generación de electricidad y su comercialización estuviesen sujetos a la libre competencia, mientras que la operación de la red y la responsabilidad del sistema funcionaran como infraestructura pública de libre acceso a los agentes del sistema. Se creaba la figura de empresas de garantía de suministro, que ofreciesen el suministro de electricidad a todos los consumidores en el distrito de suministro. Las empresas de distribución existentes debían seguir funcionando como empresas de la red. Las actividades de comercialización y suministro debían desacoplarse, estableciéndose criterios de restrictivos a los miembros de los respectivos Consejos de Administración.

4.- Energías renovables.

La promoción de las energías renovables (ER) fue objetivo principal de la nueva legislación en consonancia con una menor dependencia de las importaciones de energía y la reducción de las emisiones de efecto invernadero. Se establecieron cuotas de emisión de CO₂ de los productores de electricidad, que obligaban a una reducción de 7 millones de toneladas de CO₂, hasta alcanzar en el año 2000 un límite de 23 millones de toneladas. El incumplimiento de los objetivos estaba penalizado con sanciones por importe de 40 DKK/tCO₂ en exceso de la cuota asignada. La ley permitía el comercio de los derechos de emisión.

Se crearon los Certificados de Energías Renovables que debían de ser comprados por los consumidores. Con ello se pretendía dar por terminada la política de subsidios estatales a gran escala, aunque se mantuvieran los subsidios para las pequeñas plantas de producción de fuentes de energías renovables. Las empresas responsables del sistema estaban obligadas a comprar la energía generada por estas pequeñas plantas.

Se creó la Comisión de Supervisión de la Energía (*Energy Supervisory Board*) como organismo autónomo que asumía las funciones de inspección y vigilancia del sistema energético, que sustituiría al *Electricity Price Committee* y al *Gas and Heat Price Committee*. Sus órganos rectores estaban constituidos por un Presidente y seis miembros, designados por el Ministro de Medioambiente y Energía por un período de cuatro años. Se le facultó para la obtención de información de las empresas de ambos sectores y para hacer cumplir las sanciones en caso de incumplimiento, si fuese necesario. Se le asignó un papel de regulador de los precios de operación del sistema y de las tarifas, así como la capacidad de modificar precios y condiciones de entrega de energía, dentro de un marco general establecido por el Ministerio.

5.- Derecho al Suministro de Energía.

Los consumidores tienen el derecho al suministro de energía bajo pago y a elegir su proveedor de electricidad debiendo comprar una parte de la electricidad adquirida por el sistema eléctrico pagando una cantidad razonable en relación con otros consumidores. Se estableció la obligación para los compradores de electricidad de adquirir certificados verdes de energías renovables, así como participar con una cuota relativa de los gastos necesarios de las empresas de suministro en la ejecución del servicio público³¹³.

6.- Plantas de Generación de Electricidad.

La instalación de nuevas plantas de generación de más de 25 MW exigía a las compañías la solvencia económica y la capacidad técnica para la obtención de una licencia del Ministerio de Medioambiente y Energía. Las plantas en funcionamiento debían cumplir con los requerimientos ambientales expresados en la Ley de Suministro de Energía de 1996. En el caso de plantas CHP, el solicitante de licencia de generación debía adquirir el compromiso de suministro de calor para calefacción urbana en un área definida.

No se autorizó la instalación de Centrales nucleares.

En lo relacionado con la instalación de parques eólicos marinos, solamente el Estado danés tenía el derecho a acceder a utilizar la energía del agua y el viento en las aguas territoriales y en la zona económica exclusiva. Los estudios preliminares y la utilización de la energía generada sólo se llevaban a cabo con el permiso del Ministerio de Medioambiente y Energía, que contaba con la facultad de indicar condiciones o términos particulares de los estudios y sus resultados, estableciéndose normas para la adquisición de licencias. El Ministerio se reservaba la capacidad de exigir estudios medioambientales específicos y encuestas para los emplazamientos, en los que se considerase un efecto ambiental elevado. La concesión de las licencias, sujetas al permiso de conformidad, se realizaría por licitaciones públicas.

El Ministerio de Medioambiente y Energía era el organismo que regulaba las autorizaciones para la construcción y operación de los parques eólicos marinos, y en especial en cuanto al trazado e instalación de líneas eléctricas submarinas.

7.- Redes de Transporte de Electricidad.

Se estableció un procedimiento similar al de las instalaciones de generación, en cuanto a la obtención de licencias para tensión superior a 100 kV, por un plazo de veinte años, en localizaciones determinadas, condiciones de operación y

³¹³ La Ley definió aquí las obligaciones de los consumidores en el consumo de electricidad al sistema, que en aquellos años no tenía en consideración el autoabastecimiento, y al pago de los costos que se conocen como costos regulados o fijos.

mantenimiento, medición de electricidad transportada y acceso a las redes de transporte de electricidad de los organismos supervisores³¹⁴.

Se autorizaba la instalación de líneas directas, bajo licencia del Ministerio de Medioambiente, solamente en el caso de que se demostrase ante la autoridad supervisora que no había habido posibilidad de encontrar una solución satisfactoria para el transporte de energía.

8.- Empresas responsables del Sistema de Transmisión.

La Ley contempló la figura de empresas responsables del sistema de transmisión que tenían la responsabilidad de mantener la seguridad del suministro y la utilización eficiente de un sistema de suministro eléctrico coherente. Estas empresas, de naturaleza privada, tenían que cumplir determinados requerimientos, actuando bajo licencia concedida por 20 años por el Ministerio de Medioambiente y Energía en un área específica. Las empresas responsables del sistema de transmisión eran responsables de colaborar con otras empresas de suministro con el fin de garantizar las obligaciones de servicio público.

Las empresas asumirían funciones de carácter técnico, en materia de calidad de suministro de energía, de coordinación en las conexiones de transmisión de electricidad, de prospectiva de la demanda, de planificación de las necesidades de capacidad de transmisión, de la interconexión y cooperación con transportes de otros países y sistemas. En materia de la generación de energías renovables asumían la responsabilidad de asegurar que la electricidad generada mediante estas tecnologías fuera distribuida de una manera proporcional a los consumidores. Finalmente tenían la responsabilidad de emitir un informe medioambiental en la generación de electricidad y CHP.

9.- Empresas responsables del Suministro de Electricidad.

Se entendía por tal la empresa poseedora de una licencia administrativa que garantizase el suministro de electricidad a aquellos consumidores que, o bien no tenían la posibilidad de elegir su propio proveedor o que no ejercían esta posibilidad. Se mantenía el cumplimiento de la obligación de compra de certificados de energías renovables y la prestación de asistencia a los consumidores en ahorro de energía.

10.- Compra de Empresas de Transporte. Derecho preferente del Estado.

³¹⁴ El Ministro de Medioambiente y Energía podía decidir que los licenciatarios de red en cooperación iniciasen actividades de investigación y el desarrollo con miras a aplicaciones de eficiencia energética. El Ministro de Medioambiente y Energía tiene la facultad de establecer las normas o tomar las decisiones relativas a la elaboración de planes para dichas actividades y para la aprobación de los mismos.

La Ley reconocía al Estado un derecho preferente de compra de empresas de transporte de electricidad que estuviesen en proceso de venta. Las compañías afectadas por este derecho del Estado eran las de transporte de electricidad mayores de 200 KVA o con una conexión a las redes de electricidad de otro país, tanto si la compañía fuera propiedad de un licenciatario como si fuese titular de acciones en compañías transportistas. El derecho de preferencia sería ejercido por el Ministro de Medioambiente y la Energía en nombre del Estado, en un plazo no superior a 3 meses, y la oferta económica sería a precios y condiciones normales en el mercado.

Se establecieron restricciones y condiciones a la venta de participaciones entre empresas de transmisión y empresas de generación. En el caso de la venta de acciones de una compañía de suministro de electricidad, los municipios o condados participantes en ella debían de dar a conocer la inversión realizada.

11.- Consejos de Administración. Empresas de Transporte de Electricidad.

Se estableció que la mayoría de los miembros del Consejo de Administración de una empresa de transporte se compusiera por electos designados por los consumidores en el área de suministro de la empresa o por uno o varios representantes municipales o del condado en el área de suministro de la empresa, y propuestos en la reunión general anual de la compañía de transporte en virtud de su ejercicio de sus derechos como propietarios³¹⁵.

El Ministro de Medioambiente y Energía podía establecer normas específicas relativas a las condiciones para el derecho a voto del consumidor y su elegibilidad, así como la duración del período durante el cual recibirían el mandato de los miembros del comité de representantes de los consumidores³¹⁶.

12.- Separación de Actividades.

Las actividades de empresas de garantía de suministro, de las compañías responsables del sistema, empresas de la red y de las empresas de transmisión, con las excepciones que se especificasen bajo la consideración del Ministerio de

³¹⁵ En el caso de que la empresa de transporte tuviese la forma de cooperativa, el Consejo de Administración de la empresa de transporte era designado por un comité o junta de representantes elegido por los miembros de la cooperativa en el área de suministro. Esto mismo era aplicable a una empresa de transporte constituida como una institución de propiedad o bajo la forma de una asociación.

³¹⁶ Los miembros de la Comisión de Representantes de los Consumidores solamente podían ser elegidos como miembros del Consejo de Administración de entre los candidatos propuestos por dicho Comité. Los miembros del Consejo serían elegidos por un período correspondiente al período que se aplicaba a otros miembros del Consejo según lo establecido en los Estatutos. Los ayuntamientos de la zona de suministro o la mayoría de los consumidores en el área de suministro de la empresa eligen a un mínimo de un tercio de los miembros del Consejo de Administración de una empresa de suministro. Los miembros del Consejo de Administración no podían ser miembros del Consejo de Administración de una empresa responsable del sistema, o de una empresa de generación o comercialización de electricidad.

Medioambiente y Energía, requerían de licencias separadas y el licenciataria sólo podría operar las actividades que se encontrasen dentro de los términos de la licencia de la empresa.

La producción o el comercio de electricidad, debía llevarse a cabo por sociedades de responsabilidad limitada, e independientes, y fuera de los términos de la licencia. El Ministerio de Medioambiente y Energía podía establecer reglas con respecto a la cuenta de la desagregación entre las diferentes actividades, así como las normas en relación con la contabilidad y presupuesto de las empresas de suministro público de electricidad, incluyendo la obligación de elaborar, auditar y publicar sus cuentas anuales de conformidad con las disposiciones de la *Danish Company Accounts*.

13.- Energías Renovables.

Por electricidad renovable se entendía la electricidad generada por la energía eólica, biogás, biomasa, energía solar y la energía de las olas y la electricidad producida en las centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW, aun cuando la consideración de energías renovables podía ser ampliada a otras fuentes, así como los límites de capacidad de las centrales hidroeléctricas. Las empresas responsables del sistema debían de ofrecer servicios de equilibrio a los productores de cogeneración CHP que produjeran la electricidad de conformidad con las normas establecidas.

Con el fin de promover la producción de energía no contaminante, las empresas de la red y las empresas responsables del sistema estaban obligadas a comprar electricidad a pequeña escala de plantas industriales de producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables. También tenían esta consideración aquellas que utilizaban residuos como combustible, o plantas de cogeneración destinadas a suministrar calefacción urbana, *district heating*, con precios que cubriesen los costos de generación de estas tecnologías. La electricidad obtenida de fuentes de energías renovables se compraría a un precio que correspondiese a los costes de producción y transporte de energía eléctrica, incluyendo el combustible, los costes operativos y costes de la planta a largo plazo, etc.³¹⁷

El Ministerio de Medioambiente y Energía establecía las normas por las que, por encima de su precio de liquidación, se pagara un recargo de un máximo de 0,27 coronas danesas por kWh de electricidad renovable. El Ministerio de Medioambiente y Energía tenía la facultad de establecer las normas relativas a las plantas de

³¹⁷ El Ministerio de Medioambiente y Energía podía establecer normas específicas en cuanto a las plantas que eran beneficiarias de esta disposición y sobre el cálculo del precio de liquidación, que podía ser distinto en función de las tecnologías. Así mismo podía establecer normas especiales de liquidación de la electricidad, incluida la electricidad renovable, que se producía en las plantas de propiedad de servicios públicos o plantas construidas por estas empresas.

producción a las que se abonase el pago y las normas relativas a la duración y procedimientos de liquidación y el recargo.

14.- Certificados de Energías Renovables.

Todos los consumidores de electricidad en Dinamarca estaban obligados a adquirir certificados ER de Energías Renovables. El Ministerio de Medioambiente y Energía determinaba el número mínimo de certificados ER que adquirirían todos los consumidores de electricidad. La obligación de compra de adquirir certificados ER se fijaba de manera uniforme para todos los consumidores de electricidad en relación a su consumo. En caso de incumplimiento de la obligación de compra se pagaría como penalización la cantidad de 0,27 DKK/kWh del conjunto de los certificados no comprado. El importe se ingresará en el Tesoro.

Los productores de electricidad renovable recibirían certificados por la cantidad de electricidad que habían producido. Los certificados serían negociables en el mercado.

15.- Fondo de Energías Renovables.

Se creó el Fondo de Energías Renovables administrado por el Ministerio de Medioambiente y Energía, con el objetivo de comprar certificados de energía renovable a fin de promover el desarrollo de la energía eólica y las energías renovable en general. En caso de que el número total de certificados de energía renovable que se debían de adquirir en Dinamarca no se hubiesen vendido en su momento, el Fondo de ER compraría el número de ER certificados que fueran necesarios para el cumplimiento de su obligación de compra a nivel nacional. Los certificados de energía renovable tenían un precio comprendido entre un mínimo de 0,10 DKK/kWh y un máximo de 0,27 DKK/kWh³¹⁸.

Cuando las plantas de generación, con excepción de los parques eólicos, estaban conectadas a la red de suministro de electricidad, el propietario de la planta pagaría únicamente el coste incurrido en su conexión a la red de 10 kV a 20 kV, con independencia de que, con criterios objetivos, la empresa de transporte seleccionase otro punto de conexión. Los propietarios de plantas que desearan el suministro de electricidad a un nivel de tensión superior a 10-20 kV debían de soportar los costes implicados en la conexión a un nivel de tensión correspondientemente más alto. Otros costos, incluyendo los costos para impulsar la red y la expansión de la red, serían satisfechos por la empresa de transporte.

³¹⁸ En condiciones excepcionales, los propietarios de aerogeneradores que podían demostrar que no eran capaces de pagar la deuda financiera de sus inversiones debidas a recargos en la electricidad eólica, podían solicitar al Fondo de ER el hacerse cargo del aerogenerador y de la obligación de pagar la deuda pendiente. Esto solamente era aplicable a las instalaciones con créditos obtenidos antes de la entrada en vigor de esta Ley. El Fondo ER podía desmontar la instalación, vender el parque o hacer funcionar los aerogeneradores que se tomasen.

16.- Precios de los Servicios.

Los precios de los servicios de las empresas de suministro de electricidad se fijaron teniendo en consideración los costos para las empresas de compra de energía, salarios, servicios, administración, mantenimiento, otros gastos de operación y depreciación y rendimiento de la inversión.

El Ministerio de Medioambiente y Energía podía establecer normas para la declaración del capital de la compañía, incluyendo cualquier inversión en capital, y para el cálculo de la depreciación de los activos. También podía establecer reglas con respecto a la desagregación entre las diferentes actividades, así como las normas en relación con la contabilidad y presupuesto de las empresas de suministro de electricidad a consumidores, incluyendo que dichas empresas debían elaborar, auditar y publicar sus cuentas anuales de conformidad con las disposiciones de la *Danish Company Accounts*.

Los precios de los servicios de empresas de la red de transmisión se fijaron de acuerdo con el marco de ingresos con el fin de cubrir los costos cuando la compañía se gestionase de una manera eficiente. El Ministro de Medioambiente y Energía establecía las normas con respecto a un marco de ingresos generales para todas las empresas implicadas para un número determinado de años³¹⁹.

La Comisión de Supervisión de Energía podía conceder dispensas del marco establecido en el caso de que resultase necesario para una empresa con el fin de cumplir con los compromisos establecido en su licencia, la Ley o norma establecida conforme a la Ley.

Cualquier tipo de ingresos procedentes de la empresa debían de dedicarse prioritariamente a cubrir los costes relacionados con las actividades que debían de llevarse a cabo bajo la licencia. Esto no aplicaba a los beneficios en forma de retorno de la inversión de capital y ganancias extraordinarias de eficiencia en relación con el marco de ingresos. El Ministerio de Medioambiente y Energía podía establecer normas sobre lo que era considerado como ganancias extraordinarias de eficiencia y a establecer el nivel de éstas. Los municipios y condados no estaban autorizados a conceder subsidios a compañías de red municipales que no fueran operadas por compañías de responsabilidad limitada.

Las empresas responsables del sistema podían incluir los costos necesarios en sus precios, entendiendo por tales los costes incurridos por la empresa sobre la base de las deliberaciones relativas a la economía de la empresa con el fin del mantenimiento

³¹⁹ La Comisión de Supervisión de Energía podía conceder dispensas del marco establecido en el caso de que resultase necesario para una empresa con el fin de cumplir con los compromisos establecido en su licencia, la Ley o norma establecida conforme a la Ley.

de un funcionamiento eficiente. Cualquier tipo de ingresos procedentes de la empresa se debía dedicar a cubrir los costes generados en las actividades bajo la licencia. Esto no era de aplicación, sin embargo, a los beneficios razonables de la inversión de capital.

17.- Precios de venta de electricidad.

Los precios y condiciones de entrega de la venta de electricidad por la producción de empresas de electricidad se establecerán por acuerdo entre comprador y vendedor. La Ley no contemplaba el procedimiento a seguir.

Las plantas de cogeneración CHP no podían utilizar su posición dominante para distribuir sus costos de manera que pudieran considerarse inadecuados para los consumidores de calefacción urbana. Las empresas productoras de electricidad mediante la incineración de residuos debían de ser económicamente auto-sostenibles³²⁰.

18.- Supervisión de los Precios.

Las empresas de red y de suministro debían de aportar información a la Comisión de Supervisión de Energía relativa a los precios y costos de los servicios bajo licencia, documentación de la independencia de las actividades comerciales, estados financieros, etc.

32.4. Cuotas de CO₂ en la Producción de Electricidad.

La Ley 376 de 1999³²¹, por la que se fijaron las cuotas de emisiones de CO₂³²² de la producción de electricidad, tuvo como objetivo regular y reducir de una forma eficiente las emisiones en la generación de electricidad en Dinamarca. La Ley no afectó a los generadores de electricidad a partir de combustibles libres o neutros en emisiones de CO₂. Dinamarca, por medio de los planes Energy 2000 y Energy 21, había acordado un objetivo de reducción en 2005 de un 20% de emisiones de CO₂, con relación a las emisiones de 1988. Tras la firma del Protocolo de Kyoto, Dinamarca se comprometió a reducir sus emisiones un 21% con respecto al año 1990.

La cantidad de CO₂ que podían emitir el conjunto de plantas de generación de electricidad y CHP en el año 2000 fue 23 Mt CO₂, reduciéndose anualmente en 1 Mt CO₂ hasta una total de 20 Mt CO₂ en 2003. Las emisiones asignadas y los ahorros

³²⁰ Al establecer los precios y condiciones para la incineración de residuos y para el suministro de la calefacción urbana, los propietarios de las plantas de incineración de residuos debían distribuir sus costos de una manera considerada razonable para los usuarios de residuos de plantas de incineración o para los consumidores de calefacción urbana.

³²¹ Act n° 376, of 2 June, 1999, on CO₂ Quotas for Electricity Production.

³²² Aunque en algún lugar del texto de las leyes se habla de los distintos gases de efecto invernadero GHG, no se hace una indicación expresa a si los objetivos de reducción de CO₂ se interpretan como CO₂ equivalente que tiene en cuenta el conjunto de los gases GHG.

obtenidos podían ser transferidos internamente o internacionalmente en el mercado de emisiones, previa información al Ministerio de Medioambiente y Energía.

Estos límites de emisiones serían anualmente asignados a cada planta de producción por el Ministerio de Medioambiente como límite de emisión para el siguiente año, aunque las compañías productoras podían solicitar la asignación de las emisiones totales a la Asociación del sector de generación. De la misma forma se operó en la asignación de ahorros de emisiones, bien por el Ministerio o por la Asociación del sector, con la particularidad de que los ahorros en exceso de las cuotas asignadas pueden ser utilizados en los años siguientes. Los generadores, con emisiones inferiores a 100.000 toneladas de CO₂ año emitidos en plantas CHP y cuya generación de electricidad estuviese estrictamente asociada a la generación de calor, no estaban sometidos a esta regulación.

El exceso de emisiones de las cuotas asignadas a un productor de electricidad o a la asociación de productores, tenía una penalización de 40 DKK por tm de CO₂.

Las empresas de generación de calor y electricidad, CHP, estaban obligadas a reportar al Ministerio de Medioambiente y Energía el consumo individual total en cada planta sin deducir ninguna cantidad por generación de calor. La Ley concedió al Ministerio la facultad de acceder a las plantas de producción de energías sin aviso previo para verificar los datos de producción de energía y consumos de combustibles.

32.5. Subsidios a la producción de electricidad.

Los subsidios a la producción de electricidad contemplados en la Ley 768 de octubre de 1997, tenían como fin la obtención de una electricidad compatible con el Medioambiente, compensando las tasas de emisión de CO₂. Los subsidios eran percibidos por los generadores de electricidad a partir de energías renovables, de biocombustibles, de gas natural a pequeña y gran escala, y por incineración de residuos, en la producción combinada de CHP.

La Ley 377, modificaba la Ley 768 referente a los subsidios a la generación de electricidad en el sentido de que estos subsidios solo aplicarían a la producción de electricidad a partir de gas natural en plantas de pequeña dimensión y a la producción a partir de residuos en plantas tipo CHP.

32.6. Utilización de las fuentes de energías renovables

Bajo el sistema denominado *feed-in tariff*, las primas a la electricidad renovable³²³, de acuerdo con la Ley de Subvenciones 768 de Octubre de 1997, fueron de 0,10 DKK por

³²³ Act n° 378 of 1999 Bill 237 to Amend the Act on the Utilisation of Renewable Energy Sources. 02.06.1999.

kWh para todas las plantas de energía eólica y de 0,17 DKK por kWh para las plantas de energía eólica, que no fueran propiedad de las compañías eléctricas.

El acuerdo de reforma de la electricidad implica que las primas a la electricidad generada por la energía renovable y biocombustibles, concedidas hasta entonces, serían sustituidas por certificados de energía renovable que constituían un suplemento para el productor de electricidad a partir de energías renovables.

Se estableció un régimen transitorio hasta la aprobación de la Ley de Suministro Eléctrico en el Parlamento y la presentación a la CE, consistente en el establecimiento de un precio equivalente al 85% del precio medio de venta a consumidores medios de 20.000 kWh año, manteniendo mientras tanto las subvenciones existentes.

33. Estrategia Energética de Dinamarca.

33.1. Estrategia en Energía 2025.

En el año 2004, el Gobierno de Dinamarca hizo pública su estrategia energética 2025 que contenía las perspectivas energéticas en 2025 y un documento borrador del Plan de Acción de la futura infraestructura eléctrica³²⁴. En su presentación, el Ministro de Transporte y Energía, Mr. Fleming Hansen, indicaba que en 2030 el consumo de energía en el mundo será un 60% más alto que el del año 2005 y que aunque Dinamarca era autosuficiente en energía, ya que se había mantenido el mismo nivel de consumo de energía que en 1970, el crecimiento había sido de más del 50%. La preocupación estribaba en el aumento de emisiones procedentes del uso de los combustibles fósiles. Y ello justificaba la razón de ser de la estrategia que el Gobierno diseñó, teniendo en cuenta el necesario equilibrio entre seguridad de suministro, protección del Medioambiente y crecimiento económico³²⁵.

El desarrollo del sector energético, continúa en su exposición, debía estar basado en las necesidades de los consumidores y de la industria. La protección al Medioambiente debía estar acompañada por el aseguramiento de bajos costos en línea con los precios de los mercados internacionales. Y por ello se esperaba que el sector de la energía en el futuro fuera más eficiente y competitivo que lo era en el 2005, contribuyendo a la reducción del impacto Medioambiente y a la adaptación a las futuras obligaciones derivadas del cambio climático.³²⁶

³²⁴ The Danish Ministry of Transport and Energy (2004). "Energy Strategy 2025". Perspectives to 2025 and draft action plan for the future electricity infrastructure.

³²⁵ ROPENUS, S., & JACOBSEN, H. K. (2015), "A Snapshot of the Danish Energy Transition". *Agora Energiewende. Danmarks Tekniske Universitet. Berlín*

³²⁶ Energy Policies of IEA Countries. Denmark, 2006, Review. International Energy Agency.

La seguridad de suministro, más allá de razones geoestratégicas a las que no se enfrentaba Dinamarca—al menos con la preocupación de otros estados miembros de la UE como España—, era sin embargo uno de los ejes de la estrategia 2025 cuyas acciones residían en la disminución del consumo de energía por medidas de eficiencia energética capaz de compensar los efectos de la inestabilidad de los precios. Por ello el Gobierno alcanzó en junio de 2005 un acuerdo de amplio consenso político para intensificar los esfuerzos en reducción del consumo en un promedio anual de 7,5 PJ entre 2006 y 2013.

El Gobierno quiso prestar más atención a la situación de elevado consumo y costos energéticos en el sector del transporte. La tecnología ofrecía oportunidades para mejorar los costos y el Gobierno se propuso promover iniciativas para liderar los desarrollos tecnológicos en línea con los acuerdos de la industria del automóvil en la mejora de la eficiencia energética y la reducción de emisiones. Las opciones de automóviles eficientes se centraban en el uso de los biocombustibles, gas natural e hidrógeno³²⁷.

Las energías renovables jugarían un papel muy importante tanto en la garantía de suministro como en la reducción de emisiones de GHG. En Dinamarca el uso de las energías renovables estaba ya muy extendido en el *district heating* en el que el 25 % de la electricidad, producida por la tecnología CHP, se generaba a partir de fuentes renovables; se proyectó el alcanzar un 36 % en 2025. La generación de electricidad, fuera del sistema CHP, alcanzaba el 24% del total de generación. El Gobierno entendía que una mayor participación de las energías renovables en el sistema energético, más allá de una oportunidad política, supondría un beneficio para la sociedad, por lo que consideró necesario continuar con el desarrollo tecnológico de estas fuentes de energía.

Era intención del gobierno danés utilizar el mercado como base para continuar con un mayor uso de energía renovable. Un mayor uso de energía renovable en línea con las necesidades de nueva capacidad del mercado. El marco para el mercado debía establecerse de modo que la promoción de la energía renovable fuese en beneficio de la sociedad. A medida que se adquiriese experiencia operativa, también debían tenerse en cuenta las necesidades de dar continuidad a los avances tecnológicos mediante programas públicos de investigación y desarrollo de estas tecnologías.

Las actuaciones previstas por el Gobierno danés en investigación y desarrollo y demostración en la promoción de nuevas tecnologías y el uso del potencial industrial se centraban en:

³²⁷ Hoy en día, tan solo 10 años después de la publicación de esta estrategia 2025, el futuro del sector del automóvil eficiente se centra en los híbridos (gasoil/gasolina más electricidad) y en el coche eléctrico, para el que las barreras de la duración de las baterías se están superando.

- El aumento de los esfuerzos de investigación en general y el fortalecimiento de la cooperación entre las iniciativas públicas y privadas.
- Intensificar el desarrollo y demostración de nuevas tecnologías, la eficiencia energética y la energía renovable.
- La coordinación de los esfuerzos en los distintos programas de investigación y desarrollo público.
- Concentrar los esfuerzos en el campo de energía hacia el aprovechamiento del potencial industrial danés y las prioridades de política energética.

La estrategia energética en Dinamarca suscitó el interés de la Agencia Internacional de la Energía³²⁸ al considerar que este país era un microcosmos de algunos de los mayores problemas a los que hace frente los países de la IEA, ya que se incluyen políticas muy activas en energías renovables y eficiencia energética, reformas avanzadas en el sector eléctrico y transporte, una organización avanzada del mercado y unos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero muy agresivos. Y en efecto, un país de pequeña dimensión geográfica con unos altos índices de bienestar, se planteó unos ambiciosos objetivos energéticos y ambientales, y puso en marcha un conjunto de acciones que sirven, aún hoy, de modelo de referencia a otros países de la UE³²⁹.

El citado informe de la IEA destaca que, en 2003, las energías renovables ya suponían un 13,4 % de la energía primaria total, y que la generación de electricidad había alcanzado el 19 % del total de electricidad generada en el país, lo que produjo una reducción de emisiones de 6,5 Mt CO₂. Y este impulso tuvo su reflejo tecnológico en el liderazgo en la producción de aerogeneradores, (actividad en la que VESTAS fue, y sigue siendo, el principal productor mundial). Al mismo tiempo los costos totales de generación eólica en tierra, según el informe DEA 2005³³⁰ habían ido disminuyendo progresivamente desde los 7,5 c€/kWh en la década de los años 1980 hasta 4,9 c€/kWh en 2004.

Las energías renovables eólica y solar se caracterizan por su intermitencia y por lo impredecible de su generación, a pesar de los modelos meteorológicos y estadísticos avanzados. De ahí que, a lo largo de esta tesis, se comente que esta indisponibilidad solo puede ser gestionada desde los sistemas de acumulación de energía y por las

³²⁸ *Energy Policies of IEA Countries*. Denmark 2006, review.

³²⁹ Es preciso reconocer también que las dificultades de garantía de suministro, que más abajo explicamos, fueron resueltas gracias al hallazgo de reservas importantes de gas y petróleo en el mar del Norte y relativamente cerca de sus costas. Pero precisamente por ello es destacable que, ya resueltos sus problemas de suministro, se haya despertado una enorme sensibilidad social y política danesa ante los enormes problemas del cambio climático. Es algo poco frecuente y que sirve como deseable ejemplo a seguir.

³³⁰ "Distributed generation and high wind penetration". *The Danish Power System*. DEA 2005.

interconexiones entre distintas regiones y países que estadísticamente minimizan el riesgo de falta de suministro. Dinamarca, en el marco de sus históricas relaciones y alianzas con los países escandinavos, importa y exporta energía con ellos principalmente de electricidad de origen hidráulico a través de redes de interconexión marinas.

El Gobierno danés consideró que las interconexiones eran de vital importancia para la garantía de suministro en un escenario de mayor participación de las energías renovables en el mix de generación de electricidad. Por ello se proyectó una conexión bajo el *Storebaelt (Gran Belt)*, de la que se esperaban importantes beneficios para la economía danesa. El mismo planteamiento se siguió con las ampliaciones de interconexión con la red europea de gas.

La eficiencia energética ha jugado un papel importante en la reducción de consumo y costos y contribuido a la reducción de GHG con un costo, que según distintas fuentes³³¹ oscila entre 55 y 40 DKK por tonelada de CO₂. Es interesante el constatar la realización de campañas de sensibilización en ahorro de energía, que conllevaron a la disminución de la demanda.

También se oyeron algunas voces críticas, como la de Niels I. Mayer (2004)³³², del Departamento de Ingeniería Civil, de la Universidad Técnica de Dinamarca, quien reconoce que en contraste con esto, la penetración de la energía eólica en Dinamarca había sido incluso más rápida que los objetivos de los planes energéticos, alcanzando un 19% en el año 2003, un valor sensiblemente mayor que en Alemania y España,

Esta rápida penetración de la energía eólica en Dinamarca se debía, en opinión del autor, a varios factores. El más importante en los años noventa, fue la tarifa de alimentación regulada favorable para la electricidad procedente de fuentes renovables, incluida la energía eólica. Pero que el cambio del sistema de *feed in tariff* a los certificados verdes, promovido por la Ley de 1999, no fuese aprobado por la UE, generó incertidumbre en los inversionistas en energía eólica lo que produjo una disminución del ritmo de crecimiento en eólica en tierra: El mismo efecto tuvieron las decisiones del Gobierno de reducir las ayudas al desarrollo de las energías renovables, al considerar que era el mercado el que había de favorecer en gran medida este desarrollo.

³³¹ Vid: Electricity Savings Trusty and Danish Electricity Distribution Companies Rapport.

³³² MEYER, N. I. (2004), "Renewable energy policy in Denmark". *Energy for sustainable development*, 8(1), 25-35. Elsevier.

33.2. Energy Policy Report. 2009.

El Ministerio de Clima y Energía, en su informe *Energy Policy Report 2009*³³³, hizo una reflexión sobre el uso de la energía en el futuro, que encierra una filosofía energética muy clara y avanzada, entendiendo que el consumo de energía será tan reducido como permitiesen las medidas de ahorro y, además, esta energía tendría su origen en fuentes renovables. Las viviendas tendrán un bajo consumo y posiblemente generarán más energía de la que consuman y los coches serán eléctricos y se cargarán de noche con electricidad a costo reducido. Las empresas y la sociedad en general demandarán tecnologías de energías limpias, en el marco de compromisos y contribuciones personales y sociales, que permitan el cumplimiento de las estrategias energéticas del país.³³⁴

Incide en la necesidad de contar con una seguridad de suministro como marco esencial para la estabilidad del crecimiento. Y textualmente dice que: *“Dinamarca debe tener fe en el hecho de que un suministro económicamente sostenible de energía está orientado a reducir el riesgo de desastres climáticos, y hacer que la sociedad democrática danesa sea independiente de las regiones más inestables del mundo. Esta significa que Dinamarca debe convertirse en un país no dependiente de los combustibles fósiles”*.

En febrero de 2008 tuvo lugar al Acuerdo en Energía 2008-2011³³⁵ entre el Gobierno y el Parlamento Danés por el que se determinaban acciones en el marco de la Política Eléctrica en Dinamarca en materia de energías renovables y eficiencia energética. El acuerdo tenía como objetivos principales la disminución del consumo de combustibles fósiles, por medio del ahorro y eficiencia energética y las energías renovables, poniéndose como meta que en el año 2011 el 20 % del consumo del total de energía proviniese de las fuentes de energías renovables.

Una consecuencia significativa del acuerdo alcanzado fue la instalación para el año 2012 de 400 MW en Eólica marina y de 75 MW en Eólica onshore en los años 2010 y 2011, acompañado de un esquema de compensación para permitir a granjeros instalar estos equipos en sus tierras. En materia de eficiencia energética, el acuerdo contemplaba el objetivo para 2012 de reducir el consumo energético un 2% con respecto al año 2006, lo que significaba la mitad del objetivo de reducción de consumo previsto para 2020. Los vehículos de hidrógeno se exceptuaban de impuestos hasta el

³³³ *Energy Policy Report*, 2009. Klima OG Energi Ministeriet.

³³⁴ CLIFT, R. (2007), “Climate change and energy policy: the importance of sustainability arguments”. *Energy*, 32(4), 262-268.

³³⁵ *“Danish energy policy for the years 2008-2011”*. Agreement between the government (Liberals and Conservatives), Social Democrats, Danish People's Party, Socialist People's Party, Social Liberals and New Alliance on Danish energy policy for the years 2008-2011. Copenhagen 21.02.2008.

año 2012, estableciéndose un fondo de 35 millones de DKK para la investigación del coche eléctrico.

Para impulsar la investigación, desarrollo y demostración en tecnologías en energía se había creado una partida de 750 millones de DKK en 2009 y de 1.000 millones DKK en 2010. Paralelamente el Gobierno danés puso en marcha una serie de medidas orientadas a estimular el consumo eficiente y las iniciativas en energía sostenible, tales como:

- Establecimiento de un impuesto adicional al consumo de energía por un importe de 8.000 millones de DKK.
- Ayudas por un total de 1.500 millones de DKK para la renovación energética de los edificios en la aplicación de requisitos más estrictos de eficiencia energética en primeras viviendas y en edificios.
- Como continuación del Acuerdo de Energía, en abril de 2009, el Gobierno presentó una estrategia para reducir el consumo de energía en los edificios nuevos. La estrategia propuso endurecer los requisitos de un 25% en 2010 y en un 57% en 2015, combinado con un factor de calefacción urbana de 0,8 que supone una reducción del 50% del consumo de energía.
- Iniciativas para el crecimiento verde con actuaciones que combinan un alto nivel de la naturaleza y protección del medioambiente con la producción agrícola moderna y competitiva. El paquete global de los instrumentos es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la agricultura, establecer un mejor medioambiente acuático y nuevos hábitats naturales, mientras que al mismo tiempo favorece la creación de mejores condiciones para el crecimiento en los sectores agrícola sector.
- Durante tres años, EKF (una empresa de propiedad estatal que ofrece financiación de créditos a la exportación a las empresas danesas) ofrecería préstamos a la exportación por un total de 20.000 millones de coronas danesas a los exportadores daneses en productos y bienes de equipo relacionados con el clima y los sectores de tecnología sostenibles.
- Ayuda pública total a la investigación y el desarrollo la demostración de nuevas tecnologías de energía en 2010, con un fondo de 1.000 millones de coronas danesas.
- Establecimiento de un programa de innovación cuyo objetivo era el promover el desarrollo y la demostración de soluciones de conjunto para edificios eficientes.

En la fecha de publicación de este informe, 2009, la capacidad eólica instalada ascendía a 3.150 MW, de los cuales 423 MW eran instalaciones en el mar. El Acuerdo en Energía 2008-2011, entre el Gobierno y el Parlamento Danés, impulsó la instalación de 400 MW eólicos offshore más, y en base al mismo Acuerdo los entes locales habían recibido propuestas de instalación de otros 222 MW eólicos en tierra, muy por encima de lo proyectado.

Los objetivos daneses en 2009 en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero eran más ambiciosos que los asignados por la UE y en consecuencia, en el año 2020, el 30% del consumo final de energía debía proceder de las energías renovables, las emisiones de GHG se reducirían en un 20% con respecto al año 2005 y se alcanzaría una participación de las energías renovables del 10% en el sector del transporte.

La Estrategia 2020³³⁶ reconocía los avances tecnológicos realizados en materia de energía, medioambiente y cambio climático, cuyo exponente más claro era el aumento de las exportaciones tecnológicas, tecnología verde, con empresas líderes del mercado.

El Gobierno estaba comprometido en aumentar la cuota de las energías renovables al 20 % del consumo total de energía y a reducir el consumo de energía. Para ello se estableció un fondo de infraestructura de 97.000 millones de coronas danesas para ser utilizado principalmente en las inversiones en el transporte público. A su vez se establecería un fondo verde para la reestructuración y la innovación industrial, diseñado en parte para promover el desarrollo de nuevas soluciones respetuosas con el medioambiente. Es objetivo a largo plazo del Gobierno que Dinamarca sea una sociedad sin dependencia de los combustibles fósiles.

Para alcanzar los objetivos propuestos el Gobierno contempla:

- Independencia de los combustibles fósiles. El Gobierno presentará un objetivo para la independencia de Dinamarca de los combustibles fósiles, así como una estrategia de cómo se puede lograr este objetivo. Como parte de la estrategia, debe hacerse un importante ahorro energético y el suministro de energía renovable deben estar extendido de una forma significativa.
- Transporte verde. El Gobierno continuará el trabajo de preparación de un sistema completamente nuevo de los impuestos de matriculación más bajos para los vehículos de bajo consumo de energía y la tarificación vial verde. El objetivo del Gobierno es establecer un sistema de impuestos sobre los vehículos que sea neutro en relación con la posibilidad de elegir entre diferentes tecnologías que pueden contribuir a la consecución de los objetivos ambientales deseados. Exención de impuestos para vehículos de motor eléctrico incluyendo el año 2015.
- Dinamarca como laboratorio de crecimiento verde. El Gobierno va a crear las mejores condiciones marco para permitir utilizar su experiencia especial para convertirse en un laboratorio de crecimiento verde para la investigación, así como el desarrollo, prueba y comercialización de tecnologías verdes.

³³⁶ Denmark 2020. Knowledge > Growth > Prosperity > Welfare. The Danish Government. Primer Minister's Office. Copenhagen K. February 2010.

- Mejor economía en el sector agrícola. El sector agrícola se encontraba en una difícil situación económica. Por lo tanto, el Gobierno adelantará la compensación por las nuevas cargas que se han impuesto en el sector agrícola en relación con la introducción de un nuevo impuesto sobre los plaguicidas, así como una nueva regulación de la reducción de abonos nitrogenados.
- La agricultura como proveedor de energía verde. El Gobierno establecerá un Acuerdo sobre el crecimiento verde, lo que reforzará el papel de la agricultura como proveedor de energía verde. En el periodo 2010-2012, el Gobierno destinará 100 millones de DKK al año para apoyar el desarrollo y la expansión de las plantas de biogás.
- Dinamarca en equilibrio. El Gobierno desea una Dinamarca en equilibrio. Las oportunidades para vivir y para generar crecimiento y desarrollo de negocios deben ser iguales en todo el país. Los nuevos municipios grandes y los esfuerzos de crecimiento regional proporcionan una mayor capacidad para asegurar el desarrollo en las zonas periféricas.

Como puede comprobarse, esta visión de la estrategia, no solo en materia de sostenibilidad ambiental, climática y energética, sino en todos los ámbitos de la sociedad, es un instrumento de política, con mayúsculas, de lo que un país quiere ser y como alcanzarlo.

33.3. Estrategia en Energía 2050. Objetivos.

En Febrero de 2011, el Gobierno Danés publicó la “Estrategia en Energía 2050”³³⁷ como resultado del análisis de la Comisión Danesa en la Política del Cambio Climático, que concluía que el objetivo de transición energética de Dinamarca, a ser un país no dependiente de los combustibles fósiles, era una posibilidad real. La Estrategia 2050, que fue la primera estrategia de este tipo en el mundo, definía los instrumentos de política energética necesarios para transformar a Dinamarca en un país con una energía verde sostenible³³⁸ y un suministro de energía estable, política cuyo balance de costos de implantación fuese cero. Se centra en cuatro objetivos temporales:

Objetivos 2020

- reducción del 33% de consumo de combustibles fósiles en el sector energía en relación con el consumo en 2009;

³³⁷ Energy Strategy 2050. “From coal, oil and gas to green energy”. The Danish Government. 2011. En noviembre de 2011 el Gobierno Danés editó el folleto “Our Future Energy” explicando la Estrategia Energética 2050.

³³⁸ KLESSMANN, C., HELD, A., RATHMANN, M., & RAGWITZ, M. (2011), *Op. Cit* 158. “Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union. What is needed to reach the 2020 targets?”. *Energy policy*, 39(12), 7637-7657.

- la participación de las energías renovables se incrementará hasta el 33% del total de consumo de energía final, superando el objetivo de la UE del 20% en 2020. La participación de las energías renovables en el transporte será del 10%;
- el consumo de energía primaria se reducirá en un 6% con respecto al año 2006 por acciones en eficiencia energética;
- el Gobierno trabaja en el compromiso con la UE en la reducción del 30% de emisiones con respecto a las emisiones del 2009;
- las emisiones de los sectores no incluidos en *Emission Trading Scheme*³³⁹ se reducirán progresivamente desde el 2013 al 2020 en un 20% en relación con las emisiones del 2005;

Objetivos 2030.

- eliminación del carbón como combustible en las plantas térmicas de generación de electricidad. Eliminación de la combustión del petróleo;

Objetivos 2035.

- el suministro total de electricidad y el calor será generado por energías renovables;

Objetivo 2050.

- todo el suministro de Energía, electricidad, calor, industria y transporte, tendrá un origen renovable.

El Gobierno reconocía que una estrategia que condujese a un escenario, en 2050, de un suministro de energía totalmente procedente de fuentes de energía renovables³⁴⁰, era un reto enorme con un costo elevado para consumidores domésticos y para empresas, pero que en una situación esperada de precios de energía elevados, la factura de la implementación de esta política sería pequeña en comparación con el precio a pagar para asegurar el suministro de energía. Todo ello sin olvidar, como razón fundamental, el grave problema ocasionado por los gases de efecto invernadero de los combustibles fósiles.

Los principios que rigen esta Estrategia son:

- Un costo asumible para una transición energética, que no reposa en el uso a gran escala de tecnologías que requieren altos subsidios sino en tecnologías con bajos niveles de subvención, cuya atención se centra en la investigación, desarrollo y demostración, lo que a largo plazo puede hacerlas competitivas.

³³⁹ Según indica la Comisión Europea en la página web “Acción en el Clima”, en algunos sectores sólo se incluyen en el sistema ETS las plantas por encima de un cierto tamaño. Ciertas pequeñas instalaciones pueden ser excluidas si los gobiernos implementan medidas fiscales u otras medidas que reduzcan sus emisiones en una cantidad equivalente. En el sector de la aviación, hasta 2016, el ETS de la UE sólo se aplica a los vuelos entre aeropuertos situados en el Espacio Económico Europeo (EEE).

³⁴⁰ MATHIESEN, B. V., LUND, H., & KARLSSON, K. (2011), “100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth”. *Applied Energy*, 88(2), 488-501.

- Mínimo impacto en las finanzas públicas; la transición está financiada en su totalidad, con costos cubiertos por los consumidores de energía, las empresas y los hogares.
- Mantenimiento de la competitividad; la transición ha de tener en cuenta la competitividad de las empresas danesas lo que requiere que las empresas conozcan el marco a largo plazo, dentro del cual deben operar, y que los costos de la energía no aumentan significativamente.
- Plena utilización de los marcos internacionales; la transición va a hacer pleno uso de las oportunidades de un mundo globalizado y de la cooperación cada vez más estrecha en la UE. El objetivo no es una Dinamarca autosuficiente. Por el contrario, Dinamarca seguirá llevando a cabo todas las acciones para formar parte de un mercado internacional de energía.
- Conservación de la naturaleza. La estrategia también se asegurará de que la transición no afecta negativamente al medioambiente y a sus recursos naturales limitados como la biomasa, de la que es necesario hacer un uso sostenible.

Se considera que las iniciativas planteadas reducirán estrictamente el consumo de energía en el año 2020, lo que conllevaría a un ahorro estimado en 6.900 millones de DKK. Por otra parte, las iniciativas planteadas para cumplir los objetivos del 2020 tendrían un costo de 5.600 millones de DKK, costo necesario para atender las estrategias de eficiencia energética³⁴¹, la expansión de las energías renovables y la pérdida de los ingresos derivados de los impuestos estatales a los combustibles fósiles. Todo ello supone un balance de costos netos que representarán el 0,25% del PIB de Dinamarca en 2020.

Definir unos objetivos estratégicos del suministro de energía en 2050 supone aceptar algunas incertidumbres, pero en la práctica la visión de los puntos críticos confluye en cuatro aspectos: eficiencia energética, expansión de las redes de electricidad, energías renovables, investigación, desarrollo y demostración³⁴².

1.- Eficiencia Energética.

Las iniciativas en eficiencia energética están soportadas en los criterios y las acciones que el Ministerio de Clima y Energía ha determinado para las compañías eléctricas en su papel de agentes de la reducción de las ineficiencias del sector y de los usos de los consumidores, así como en las medidas de renovación de edificios y criterios de eficiencia en materiales y equipos en edificios de nueva construcción: Cost-optimal

³⁴¹ "The Danish Energy Agency's agreements on implementation of energy efficiency measures in energy-intensive companies". Brochure DEA.

³⁴² TREFFERS, D. J., FAAIJ, A., SPAKMAN, J., & SEEBREGTS, A. (2005), "Exploring the possibilities for setting up sustainable energy systems for the long term: two visions for the Dutch energy system in 2050". *Energy Policy*, 33(13), 1723-1743.

levels of minimum energy performance requirements in the Danish Building³⁴³, en línea con las orientaciones del *Knowledge Centre for Energy Savings in Buildings*³⁴⁴. Además se establece una norma para la eliminación, a partir del 2012, de quemadores de gasoil en nuevos edificios y a partir de 2017, para edificios existentes, todo ello al tiempo que se promociona el uso de las energías renovables en sustitución del gas y el gasoil y la construcción de nuevos edificios eficientes. La ley de Acuerdo de Financiación de 2012 establecería un esquema de ayudas de 500 millones DKK para 2013 y de 500 millones para 2014.

2.- Expansión redes eléctricas.

El Gobierno considera que la electricidad será cada vez más importante en el futuro sistema de energía³⁴⁵. Pero un sistema³⁴⁶ en el que las energías renovables se convierten en la fuente principal de generación eléctrica necesita de un sistema de red de transporte y distribución muy desarrollado e interconectado con otros países productores, una red inteligente “*smart grid*”.

Se entiende que el vehículo eléctrico tiene un rol importante, tanto desde el punto de vista de la reducción de emisiones como en la reducción de la dependencia energética de los combustibles fósiles. También en el proceso de electrificación por cuanto la recarga de electricidad se hace habitualmente en horas nocturnas, con menores precios, lo que permite aplanar la curva de demanda eléctrica. Se establece una extensión del programa de reducción de impuestos a los coches eléctricos hasta el año 2015. La IEA reconoce que, en Dinamarca, esta transición desde el vehículo convencional al vehículo eléctrico no ha tenido el avance requerido y considera que el Gobierno ha de tomar medidas para alcanzar los objetivos esperados.

3.- Energías Renovables.

La utilización de las fuentes de energías renovables, para la generación de electricidad y calor, parte de la premisa de que Dinamarca tiene los recursos suficientes para autoabastecerse en un escenario a largo plazo, de forma que ello permite la sustitución de tecnologías de generación de electricidad y calor basadas en los combustibles fósiles. En apoyo de esta iniciativa el Gobierno destinó 20 millones de

³⁴³ “*Cost-optimal levels of minimum energy performance requirements in the Danish Building Regulations*”. SBI 2013:25. Danish Building Research Institute. Aalborg University.

³⁴⁴ Pertenece al Danish Building Research Institut de Aalborg University, Copenhagen.

³⁴⁵ JAMASB, T. & POLLITT, M. (2005), “Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration”. *The Energy Journal*, 11-41.

³⁴⁶ En este sentido se considera necesario el tendido de nuevas líneas eléctricas de transmisión entre Dinamarca, Alemania y Suecia en conexión con los parques eólicos, extender la infraestructura de red en la UE para alcanzar un mercado más eficiente e incentivar la demostración de proyectos en redes de distribución con tarifas dinámicas. Y se piensa en la preparación de una estrategia específica y un programa de incentivación de las redes inteligentes.

DKK para la realización de estrategias conjuntas para la realización de planes estratégicos entre municipios, compañías locales y compañías de energía, 10 millones de DKK para la demostración de grandes sistemas de bombas de calor en el *district heating* y 20 millones DKK para la exploración de proyectos de geotermia.

En energía eólica, las iniciativas del Gobierno se centraron en la puesta en operación de 1.200 MW offshore para el 2020, la identificación de áreas costeras para la instalación de 400 MW de aerogeneradores y la creación de un marco para el ensayo y producción de este tipo de máquinas. Además, como consecuencia de los programas municipales, se contemplaba la instalación de 1.800 MW eólicos en tierra (de los cuales más de 500 MW se espera que se instalen a corto plazo), la progresiva reducción de las primas al mercado con un techo de 60 cDKK/kWh y un objetivo a corto plazo de no sobrepasar los 35 cDKK/kWh en las instalaciones conectadas a la red a partir de Enero de 2014.

La biomasa será la materia prima en la generación de calor y electricidad, bien por combustión directa o por su transformación en biogás o gas de síntesis. Un primer objetivo es la transformación de las 30 plantas de “*district heating*” más ineficientes y con mayores precios de servicio. Se promociona la producción de biogás a partir del estiércol, introduciendo una subvención adicional de 22 DKK/GJ que se ajustará en línea con los precios del gas natural, y de 39 DKK/GJ, si se utiliza en procesos industriales o como combustible de transporte.

En este sector de transporte, el uso de biomasa como fuente de energía tendrá un papel transitorio hasta la consolidación de la electricidad como energía en el transporte, especialmente en vehículos privados. Los biocombustibles de primera generación, bioalcohol y biodiesel sostenibles, siempre y cuando su origen no proceda de materias primas alimentarias, pueden jugar un papel de enlace con los más evolucionados biocombustibles de segunda generación procedentes de residuos, que son apropiados para vehículos de transporte pesado y en aviación.

El uso de las energías renovables en las industrias se verá promocionado por ayudas que alcanzan los 250 millones de DKK en 2013 y de 5.000 millones DKK anuales entre 2014 y 2020.

4.- Investigación, Desarrollo y Demostración.

Dinamarca ha tenido muy presente que el desarrollo de energía sostenible tiene unos efectos muy positivos en su desarrollo tecnológico y en la economía, y así lo ha expresado en muchos documentos en materia de energía. En la Estrategia en Energía 2050, como hemos destacado, se indica que el balance neto de costos supone el 0,25% del PIB, y ello sin tener en cuenta los efectos producidos, difícilmente valorables, en la generación del conocimiento y el desarrollo de una cultura social

hacia la sostenibilidad. En esta cadena de valor, la investigación, desarrollo y demostración tiene un papel tractor de suma importancia, y las subvenciones y ayudas a las universidades, centros tecnológicos y empresas están orientadas a asegurar que las estrategias energéticas se conviertan en un beneficio para el país. El programa genérico de objetivos es:

- Foco en la investigación energética estratégica en áreas de mayor desarrollo de tecnologías danesas.
- Contribuir al establecimiento de entornos de prueba de soluciones verdes con un abastecimiento 100% de energía renovable como en la isla de Samsø³⁴⁷.
- Influir en la UE para que el programa de investigación Horizonte 2020 dé prioridad y duplique los recursos para la Investigación y Desarrollo relacionada con la energía en particular para las energías renovables, la eficiencia energética y las redes inteligentes.
- Evaluaciones recurrentes de las tecnologías para el sector transporte.

Y las subvenciones previstas fueron:

- 100 millones DKK durante cuatro años para el desarrollo de nuevas tecnologías de generación de electricidad solar, olas, etc. en el esquema *Public Service Obligation*, PSO³⁴⁸.
- millones DKK de subvenciones para I+D+i y demostración, en materia de seguridad de suministro, en el marco del Acuerdo Ley de Financiación de 2012.

El Gobierno hace una reflexión sobre el mantenimiento del esquema PSO y su comportamiento en la variación de precios de la electricidad como consecuencia de las primas de mercado a las energías renovables. Y considera que el pago del total de la aplicación del esquema PSO no será superior al nivel de los años 2002-2004. Todo, como consecuencia de la constante reducción de las primas ya concedidas y de las nuevas primas, fruto de una mayor eficiencia energética de las instalaciones y por tanto de los costos de generación, lo que le lleva a decir que habrá más energía renovable por el mismo costo.

Sin embargo, se produce un efecto de reducción de la recaudación de los impuestos a los combustibles fósiles como efecto de la reducción de su consumo, efecto valorado

³⁴⁷ Samsø es una pequeña isla danesa del mar del Norte con una extensión de 112 km², situada en la bahía de Kattegat, a 15 km de la península de Jutlandia.

³⁴⁸ PSO es el acrónimo en inglés de obligaciones de servicio público. El Parlamento introdujo la tasa PSO como un arancel adicional en las facturas de electricidad en el marco de un acuerdo sobre la liberalización de los mercados energéticos en 1998. Los fondos PSO deberían cubrir los costos de nuevas tecnologías energéticas que aún no son capaces de realizar en condiciones de mercado. Energinet.dk está obligado a garantizar las actividades de investigación, desarrollo y demostración necesarias para la utilización de tecnologías de generación de energía respetuosa del medioambiente, incluyendo el desarrollo de un sistema de energía respetuosa con el medioambiente y seguro.

en 1.600 millones de DKK en 2020. El Gobierno tiene previsto introducir un impuesto a la seguridad de suministro aumentando gradualmente los impuestos de todos los combustibles para la calefacción, (carbón, petróleo, gas y biomasa) que supondrá aproximadamente 17 DKK/GJ en 2020 y se reducirán a 7,5 DKK/GJ a partir del 2020. El impuesto de la seguridad de suministro supondrá en 2020 unos ingresos de 2.000 millones de DKK.

Pero la distribución de este impuesto es diferente ya se trate de industrias o de consumidores domésticos. En el caso de la industria, los impuestos se reducirán entre 3,0 a 3,5 DKK/GJ en 2020 con el fin de aliviar el impuesto en 400 millones DKK por razones de mantenimiento de la competitividad. En conjunto, los ingresos del impuesto de seguridad de suministro ascenderán a 1.600 millones DKK, cantidad coincidente con la pérdida de ingresos por impuestos a los combustibles de calefacción. La propuesta de impuestos afectará especialmente a los hogares, si bien el Gobierno considera que los mayores precios serán un incentivo a un consumo más eficiente de calefacción y a la instalación de medidas de aislamiento y nuevos equipamientos.

La cuestión que se plantea de esta propuesta es si el gobierno considera que las industrias ya tienen hechas todas las actuaciones posibles para mejorar su eficiencia energética y sus costos de producción. Más aún si las nuevas tendencias en economía de los procesos productivos, permiten considerar que el precio de la energía no es en sí mismo un factor de competitividad³⁴⁹.

34. Regulación Sector Electricidad.

34.1. Ley de Suministro Eléctrico. Consolidación legislativa.

La Ley 767 de suministro eléctrico³⁵⁰, consolida las disposiciones surgidas como correcciones a la Ley 375 de 1999, manteniendo los objetivos de asegurar el suministro de electricidad de acuerdo con los intereses en la seguridad, la economía, el medioambiente y la protección de los consumidores.

Se amplía el ámbito de alcance de la Ley a los municipios y condados interesados en participar en el sector eléctrico, tanto en instalaciones de redes como de generación, siempre que el negocio fuese gestionado por una empresa de responsabilidad limitada

³⁴⁹ La Dirección General de Asuntos Económicos y Financieros de la UE, publicó en 2014 el informe *Energy Economic Developments in Europe 2014*, en el que se analiza el factor de competitividad de la industria europea en comparación con la industria norteamericana como consecuencia de la reducción en los precios de la energía por el shale gas, e introduce el concepto de *“real unit energy costs”*, RUEC. Ver, *infra* Política Energética en Alemania.

³⁵⁰ La Ley 767 de 28 de agosto de 2001, consolida la Ley nº. 375, de 2 de junio de 1999 sobre el suministro de electricidad a los cambios en la Ley nº. 1110 de 29 de diciembre de 1999, Ley nº. 447 de 31 de mayo de 2000, la Ley nº. 448 de 31 de Mayo 2000 § 1 de la Ley nº 1277 de 20 de diciembre de 2000, § 1 de la Ley nº. 478, de 7 de junio de 2001.

y los servicios fueran prestados en condiciones comerciales competitivas³⁵¹, debiendo de pagar a la empresas de suministro a la colectividad, una parte proporcional de los costos necesarios para la aplicación de los compromisos públicos de esta Ley, estableciéndose cuotas distintas en función del consumo de electricidad.

Las licencias para la construcción o ampliación de nuevas redes solo podían obtenerse si el solicitante demostrase la necesidad de expansión de la red. Las autoridades energéticas tenían la facultad de establecer normas detalladas sobre las condiciones para la construcción de nuevas redes, así como cambios significativos en las redes existentes, incluso para las empresas de transmisión que implementasen extensiones o reestructuración de transmisión diseñada para tensiones de 400 kV³⁵².

Se estableció, para las empresas de producción y comercialización, una limitación del 15 % en la participación total de una empresa de suministro de electricidad a consumidores, o el tener una participación de control a través de derechos de votos. De la misma forma, las compañías de obligación de suministro no podían tener más del 15% en empresas de la red de transporte o tener una participación de control a través de derechos especiales.

Se consolidó la prioridad de despacho³⁵³ y compra de la electricidad generada por fuentes de energías renovables, de instalaciones de plantas de cogeneración industrial a partir de residuos renovables, de plantas tipo CHP, incluyéndose en este epígrafe las plantas de generación por gas natural cuyos contratos de materia prima, en la modalidad *take-or-pay*, no permitiesen la obtención de electricidad a precios competitivos en el mercado.

Se considera la posibilidad de que se otorgue a una misma empresa una concesión de red y para la actividad de transmisión si el Ministerio entendía que ésto se podía hacer sin perjuicio de la correcta ejecución de las actividades que requieren las licencias. Las subvenciones para las actividades de transmisión y los fondos para el funcionamiento del sistema podían ser concedidos a la misma empresa, en condiciones similares. En

³⁵¹ THOLLANDER, P., KARLSSON, M., SÖDERSTRÖM, M., & CREUTZ, D. (2005), "Reducing industrial energy costs through energy-efficiency measures in a liberalized European electricity market: case study of a Swedish iron foundry". *Applied Energy*, 81(2), 115-126.

³⁵² El Ministerio, en interés del mantenimiento público del sistema, podía imponer a los licenciarios determinadas instalaciones de nuevas redes de transporte diseñadas para tensiones de 400 kV o cambios importantes en las redes existentes correspondientes.

³⁵³ Es frecuente confundir el derecho preferente de acceso a la red con el concepto de prioridad de despacho. Por el primero se entiende la prioridad que una instalación o tecnología tiene para conectarse a la red, frente a otras instalaciones con tecnologías distintas. Por el segundo se entiende que la electricidad generada por determinadas tecnologías, tiene prioridad en ser inyectada en la red sobre otras tecnologías, sin perjuicio de que en un momento determinado puede ordenarse la paralización de la generación para mantener el equilibrio del sistema.

tales casos la empresa debía mantener una separación contable entre las actividades objeto de las licencias.

La electricidad producida por los aerogeneradores, en tierra o en el mar, conectados a la red antes del 1 de Enero del año 2000, recibirían un suplemento de precio hasta 60 cDKK/ kWh sobre una base horaria del precio mercado en el lugar del emplazamiento de la instalación. Si el precio superaba los límites indicados se establecía una prima negativa. El pago promedio durante el año era igual a 48 cDKK/ kWh.

La electricidad generada por la eólica marina conectada a la red después del 1 de enero de 2000 incluyó un suplemento de precio de 35,3 cDKK/ kWh, además de los certificados verdes. Si el productor debía de pagar la transferencia de electricidad a la red principal, recibiría una cantidad adicional de hasta 0,7 cDKK/ kWh en promedios diarios. Los suplementos pagados por la producción de electricidad eran equivalentes a un total de producción de 42.000 horas netas equivalentes. La electricidad generada por una planta de energía eólica en tierra conectada a la red después de 1 de enero 2000 contaba con un suplemento de 33 cDKK/ kWh, además de los certificados verdes.

Para la electricidad generada por las plantas utilizadas para combustión de biomasa se estableció un suplemento a los precios de mercado de 30 DKK por kWh. Además de los certificados verdes. Se decidió conceder una ayuda de hasta 100 DKK por tonelada de biomasa utilizada como combustible, con un límite máximo total de 30 millones de DKK por año.

34.2. Ley de Suministro Eléctrico 2003. Consolidación.

La Ley de Suministro Eléctrico de 2003³⁵⁴ mantuvo los objetivos generales de promover la eficiencia en el sector eléctrico en un marco liberalizado³⁵⁵. Por medio de la Ley 316 de Mayo de 2002, que se incorporó en esta consolidación, se estableció la puesta en funcionamiento por el operador de un sistema de información de la capacidad de transferencia de la red y de la planificación de la demanda, generación de electricidad, y operaciones comerciales.

En 2002, las empresas de la red de transmisión se regularon con la obligación general de la mejora de la eficiencia en un tres por ciento.

³⁵⁴ La Ley 151 de marzo de 2003 consolidó la legislación existente desde la entrada en vigor de la Ley 767 de Suministro Eléctrico de 2001. En el año 2003 se hicieron modificaciones de la Ley de Suministro Eléctrico recogidas en la Ley 316 de mayo de 2002 y en la Ley 1091 de 17 de noviembre de 2002.

³⁵⁵ MARKARD, J., TRUFFER, B., & IMBODEN, D. (2004), "The impacts of market liberalization on innovation processes in the electricity sector". *Energy & Environment*, 15(2), 201-214.

En un informe de la Agencia Danesa de Regulación de Energía, DERA, realizado en abril de 2003, se indicaba que la Ley había impulsado la separación corporativa de las compañías eléctricas existentes. En el momento de redacción por DERA de dicho informe, la estructura del mercado de la electricidad se componía ya de varias empresas para la producción, la comercialización, las empresas responsables del sistema, el transporte, las redes y la obligación de suministro³⁵⁶.

Se destacó que las instalaciones de cogeneración descentralizadas y las que generan electricidad a partir de fuentes de energías renovables tenían acceso prioritario a la red y que, en cualquier caso, una eventual reducción de su producción de energía respecto de lo planificado solamente podría hacerse si la reducción en plantas convencionales no fuese suficiente para mantener la calidad y equilibrio del sistema. Lo que en la práctica se conoce como prioridad de despacho de las energías renovables frente a las convencionales.

La Ley 1.091, que entró en vigor el 1 de enero de 2003, determinó que el contrato con Energi E2 (Dinamarca este) y Elsam (Dinamarca oeste) se ampliara a 10 años y que el pago para el mantenimiento de la seguridad del suministro objeto del contrato, debía incluirse en el cálculo de los precios de la electricidad. Introdujo una reducción y el cambio en la política de subsidio (suplemento de precio) a los aerogeneradores. La obligación de los consumidores de aceptar la electricidad de aerogeneradores fue derogada y la electricidad se vendía en el mercado abierto. La ley también amplió la demanda de la observación de la confidencialidad, evitando un trato discriminatorio a todas las empresas públicas suministradoras de electricidad.

Las empresas regionales de transmisión y las empresas de la red, en total 145 empresas, tenían sus beneficios³⁵⁷ controlados por DERA, en base a criterios de eficiencia de la gestión y la reducción de costos de explotación mediante el sistema de incentivos de regulación.

³⁵⁶ La "Autoridad Reguladora de la Energía de Dinamarca" (DERA) es una autoridad independiente y los miembros de su junta son nombrados por el Ministerio de Clima y Energía y Edificación. Sus decisiones pueden ser recurridas ante la Junta Danesa de Energía de Apelación. DERA regula los mercados daneses de electricidad, gas natural y calefacción urbana. En el mercado de la electricidad, la regulación se centra en las empresas de la red. La Autoridad establece el precio permitido a las empresas eléctricas con una obligación de suministro. En el mercado del gas natural, la regulación también se centra en las empresas de la red. La Autoridad también fija el precio del gas natural suministrado por las empresas de gas natural, y la obligación de suministro.

³⁵⁷ Las compañías Næstved Elforsyning, Vordingborg ELNET, Nykøbing Sjællands El-Net, Nordthy Net A/S, GEV Net A/S, HHE Net A/S, presentaron a la Agencia Danesa de Energía, DERA, una rectificación de los límites de ingresos para los años 2002 y 2003 acogiéndose al Decreto Ley 944, aduciendo que los costos de explotación se habían reducido como resultado de mayor inversión y menores costos de mantenimiento.

El Decreto Ley nº 944, de octubre de 2001, reguló el procedimiento a seguir. La regulación de precios se llevaba a cabo mediante el establecimiento de marcos de ingresos, junto con la imposición de un requisito general para la eficiencia establecido por el Ministerio de Economía y Empresa y un requisito individual de eficiencia ambos establecidos por DERA. Los marcos de ingresos debían de ser aprobados por DERA y se determinaron de manera que los ingresos de una empresa específica se fueran reduciendo cada año como consecuencia de la mejora continua de la eficiencia para mantener unos beneficios razonables.

La Agencia Danesa de Regulación de Energía, DERA, temía que las exigencias en eficiencia energética y económica tuvieran consecuencias en la disminución de la calidad del suministro. Esto podría ocurrir si las empresas tratasen de permanecer dentro de las restricciones de su marco de costes mediante la reducción de la inversión. DERA creó un grupo de trabajo, formado por miembros de DERA y Danks Energi (Asociación de Empresas de Energía de Dinamarca)³⁵⁸, para estudiar los problemas técnicos y administrativos que podrían surgir si la seguridad del suministro se incluyera en la regulación de las empresas de la red eléctrica.

Las empresas de garantía de suministro también estaban sujetas a la nueva regulación de precios destinada a garantizar su funcionamiento eficiente. En este caso la regulación se aplicaba a los precios y al margen de ganancia. El principio fundamental era que DERA calculase un precio de referencia que constituye la base para la aprobación de las solicitudes de precios. El precio de referencia consiste en un precio de compra de la electricidad, el coste estimado de la operación y mantenimiento y el rendimiento de los intereses. Elkhart (Dinamarca este) y Eltra (Dinamarca oeste) eran responsables de la seguridad del suministro y la coordinación de todo el sistema eléctrico y estaban sujetas a un sistema de costos de referencia, por el que se cubrían sus costos de compra de energía, los costos de administración, más un beneficio convenido.

Las empresas de producción y comercialización se gestionaban como compañías privadas y sujetas solamente a las normas del mercado y de la competencia.

34.3. Ley de Suministro Eléctrico, 286 de 2005.

La Ley 286 del 20 de abril de 2005³⁵⁹ recogía las enmiendas de anteriores leyes y consolidaba los aspectos fundamentales de la Ley de suministro eléctrico tales como

³⁵⁸ Danks Energi, Asociación Danesa de Energía, es una organización no comercial de lobby para empresas energéticas danesas. Es gestionado y financiado por sus empresas asociadas, principalmente las empresas eléctricas, y trabaja para asegurarles las condiciones más libres y favorables para la competencia, con el fin de garantizar el desarrollo, el crecimiento y el bienestar en Dinamarca. <http://www.danskenergi.dk/>

³⁵⁹ Esta Ley consolida las disposiciones de la Ley 151 de 10 marzo de 2003, y de las modificaciones de la Ley 452 de 10 junio 2003, Ley 458 de 10 junio 2003, Ley 1.232 de 27

la apertura de los mercados de electricidad a la competencia por medio de la separación de las actividades de generación, transporte y distribución, de la libertad de elección de proveedor de electricidad y del libre acceso al incremento de capacidad de generación, todo ello con el objetivo básico de una producción sostenible de electricidad. Un aspecto de mucha trascendencia en el desarrollo de las nuevas tecnologías de generación fue la anulación de la facultad reservada a las empresas de transporte y distribución de denegar una conexión por falta de capacidad de transporte.

En 2003, todos los aerogeneradores fueron conectados a la red bajo un sistema de remuneración formado por el precio de mercado más una prima³⁶⁰ cuya retribución en su conjunto no podía superar un precio máximo³⁶¹. Además, el nuevo esquema no garantizaba la interconexión.

En 2004 hubo una importante reestructuración del sector de suministro de electricidad de Dinamarca. Se privatizaron las compañías de energía y producción, transmisión y distribución de energía en sectores independientes cada uno con distintivos marcos. La generación de electricidad se dividió entre empresas públicas como (DONG Energy), empresas privadas (Vattenfall y E.On), empresas municipales y locales de instalaciones tipo CHP, y empresas de productores independientes de energía generalmente eólica.

En este periodo de tiempo, desde el año 2003 al 2005, se articula la forma de distribución de los costos incurridos por las empresas de red y por los operadores de servicios, trasladándolos a los consumidores de electricidad en función del nivel de su consumo. Los consumidores de menos de 100 GWh/año, asumieron una cantidad proporcional de los costes totales soportados³⁶² por las empresas de la red y el operador del sistema por la prestación de los servicios mencionados en los principios establecidos. Se incluye una cantidad proporcional de los costes derivados de los servicios³⁶³, que no pudieran ser absorbidos por los consumidores de más de 100

diciembre 2003, Ley 494 de 9 junio 2004, Ley 495 de 9 junio 2004 y de la Ley 1.384 de 20 diciembre 2004.

³⁶⁰ Se retorna al sistema de primas tras el paso por el sistema de certificados de renovables. En realidad el sistema de primas anterior era un suplemento a los costos de generación de las instalaciones de renovables, pero el nuevo sistema contempla una prima adicional al precio del mercado con un límite superior "cap" de precio. No se contempló un límite inferior "floor".

³⁶¹ RINGEL, M. (2006), "Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates". *Renewable energy*, 31(1), 1-17.

³⁶² Nuevamente en un país de la UE se regula la distribución de costos de la energía en perjuicio de los consumidores de menor dimensión.

³⁶³ Quizás por ello y en línea con lo comentado, se incorpora a las obligaciones de las empresas de transmisión y de red el establecimiento de un programa de seguimiento interno que describiese las iniciativas para prevenir comportamientos discriminatorios. Anualmente se

GWh, que estuviesen exentos del pago de dichos costos por razones de competitividad. Una medida con un claro carácter discriminatorio.

Se incluyeron entre las obligaciones de las empresas de red las relacionadas con:

- el suministro de información a los consumidores, a los ingenieros de instalaciones y otros especialistas que trabajen en electricidad y asistir a la *Danish Safety Technology Authority* en la operación e inspección de las plantas generadoras;
- el utilizar métodos no discriminatorios y transparentes, basados en las reglas del mercado, para la adquisición de la energía utilizada para llevar a cabo su actividad;
- informar a los consumidores sobre sus derechos en relación a la obligación de las empresas de la red del servicio universal;
- en relación con la planificación de la expansión de la red, determinar si las medidas de eficiencia energética a través de la gestión de la demanda o la producción descentralizada podrían disminuir la necesidad de ampliar la capacidad.

Las compañías concesionarias de nuevas redes eléctricas debían de acometer modificaciones sustanciales en las redes existentes en territorio acuático y marino, previa obtención de los permisos necesarios del Ministerio de Transporte y Energía.

En agosto de 2005 se crea el organismo Energinet.dk a partir de la fusión de los operadores de la red eléctrica Eltra, Sistema Elkraft y Elkraft de transmisión, y del gestor de la red de gas natural gestor, Gastra. Energinet.dk tiene como misión mantener la seguridad de suministro a corto y largo plazo de electricidad y gas, desarrollar las infraestructuras de transmisión, la creación de un mercado transparente y competitivo y confeccionar y llevar adelante los planes acordes a los requerimientos de capacidad de transmisión a largo plazo³⁶⁴. Una misión específica, acorde con la visión estratégica de la política energética danesa, es la de impulsar la generación de energía sostenible a partir de nuevas tecnologías. Finalmente Energinet.dk asume la

sometió a la Autoridad Reguladora de Energía un informe que describía el programa y su supervisión.

³⁶⁴ Energinet.dk opera la red de transmisión eléctrica de 400 kV y la red de transporte de gas. La compañía es propietaria y opera también a 132 kV y 150 kV redes eléctricas regionales y las líneas de alta tensión en corriente continua HVDC. Es copropietaria de las interconexiones eléctricas con Suecia (Konti-Skan), Noruega (Cross-Skagerrak) y Alemania (Kontek). El proyecto Cobra prevé la instalación, en alianza con Tennet, de un cable de transmisión submarino de 700 MW a los Países Bajos y el proyecto Vikingo la instalación en 2022 de un cable de 1.400 MW. Ambos proyectos Cobra y Vikingo están en la lista de la UE de noviembre de 2015 "proyectos de interés común". Energinet.dk tiene una participación del 20% en Nord Pool Spot AS (el mercado de la electricidad más grande en el mundo) y, desde diciembre de 2012, el 100% del intercambio de gases física Nord Pool Gas A / S. (Fuente Wikipedia).

responsabilidad de calcular el impacto medioambiental del sistema energético en general.

Se modificó la operación del sistema, mediante medidas más acordes a la nueva realidad de la generación de electricidad, en particular en los aspectos de determinación de la capacidad de transmisión de la red y de la demanda requerida por las empresas de la transmisión y los usuarios de la red pública.

La electricidad producida por plantas de cogeneración descentralizadas e instalaciones productoras de electricidad renovable o mediante el uso de residuos sólidos urbanos, industriales o agrarios como combustible, tenían acceso prioritario a la red eléctrica de alimentación. El operador del sistema sólo podía reducir la producción de electricidad con despacho preferente, o interrumpirla, si la reducción de la producción de electricidad de instalaciones convencionales no era suficiente para mantener la calidad técnica y el equilibrio en el sistema eléctrico interconectado de suministro.

Para asegurar que el suministro de electricidad se mantuviese, si el operador del sistema consideraba que no había suficiente certeza de que la seguridad del suministro podía ser mantenida con las instalaciones operativas, podría exigir a otras instalaciones productoras de electricidad que se mantuviesen en funcionamiento, de manera que las instalaciones produjesen electricidad según lo ordenado por el operador del sistema. Los costos incurridos con el mantenimiento de una instalación operativa eran a cargo del operador del sistema.

El Estado consideró que las redes de transmisión eran un activo de capital importancia en el sistema, lo que quedó de manifiesto en las modificaciones introducidas en estas leyes consolidadas.³⁶⁵ El Ministerio de Transporte y Energía podía establecer acuerdos sobre adquisición por el Estado de empresas de transmisión con redes de 200 kV o más, en conexiones a la red exterior de Dinamarca. Las empresas de red podían optar por la transferencia de capital al Estado, mediante acuerdos específicos.

³⁶⁵ Las redes de transmisión de entre 100 kV y 200 kV y las conexiones a otros países de menos de 100 kV puestas a disposición del operador del sistema y el capital privado de las empresas titulares de los redes de transmisión, podrían ser vendidas únicamente al Estado por medio del Ministerio de Transporte y Energía. Esta obligación entraba en vigor cuando el 50% del patrimonio de una empresa, que poseyese directa o indirectamente dichas acciones de transmisión, cambiase de dueño después del 21 de abril de 2004, o cuando los titulares de capital en una empresa que poseyera directa o indirectamente acciones de transmisión adquirieran una influencia determinante en la empresa afectada. Esta norma sobre el cambio de propiedad no incluía al capital en empresas propiedad de los consumidores.

El desarrollo de la generación de electricidad renovable seguía necesitado del establecimiento de primas para hacer rentables sus instalaciones³⁶⁶. La electricidad producida en aerogeneradores, conectados a la red antes del 31 de Diciembre de 1999, tenía establecida una prima de 10 cDKK/kWh adicional al precio de mercado, hasta que se emitieran los certificados a las energías renovables³⁶⁷. Los certificados a las energías renovables se pagarían durante 20 años a partir de la fecha de conexión a la red y se consideró una rebaja del 2,3 cDKK/kWh para equilibrar los costos de la electricidad producida por los aerogeneradores puestos en marcha antes de Diciembre de 1999, con excepción de instalaciones de aerogeneradores financiados con ayudas públicas.

Se estableció una prima adicional de 10 cDKK/kWh a la electricidad de aerogeneradores conectados a la red antes del 31 de diciembre de 1992 con una capacidad de un máximo de 200 kW. Esta prima adicional se pagará durante un máximo de 20 años desde la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica alimentación para una producción de electricidad correspondiente a 35.000 horas a la potencia instalada (horas de máxima carga).

Los aerogeneradores conectados a la red antes del 31 de diciembre de 2002 se beneficiaron durante un plazo de 10 años de un precio establecido de la electricidad en conjunto (precio mercado + primas) de 60 cDKK/kWh³⁶⁸, precio conjunto que termina el 31 de diciembre 2012 y durante las siguientes horas de carga máximas³⁶⁹:

- para aerogeneradores con una potencia instalada de 200 kW o menos, el precio de liquidación se paga durante 25.000 horas a máxima carga;
- para aerogeneradores con una potencia instalada de 201 kW hasta 599 kW, el precio de liquidación se paga durante 15.000 horas a máxima carga;
- para aerogeneradores con una potencia instalada de 600 kW o más, el precio de liquidación se paga durante 12.000 horas a máxima carga;

Este pago no se aplicaba a la electricidad de aerogeneradores conectados a la red en instalaciones de uso propio ni a los de servicios públicos financiado. No se emitían certificados de energías renovables por esta electricidad.

³⁶⁶ *State aid* N° N 354/2008. Denmark. "Modification of the scheme "support to environmentally friendly electricity production" (N 602/2004). Bruselas, 10.03.2009.

³⁶⁷ Certificados no aprobados por el Parlamento,

³⁶⁸ A modo de referencia, un precio de 60 cDKr/kWh es equivalente a un precio en euros, al cambio actual de 0,1342 €/DKr, de 0,0805 €/kWh, 8,05 c€/kWh, o 80,5 €/MWh.

³⁶⁹ El término utilizado para medir el factor de planta se obtiene de dividir la cantidad de electricidad realmente producida en un año entre la electricidad teóricamente generable en las 8.760 horas anuales a la potencia nominal de la máquina.

Si la cantidad de electricidad correspondiente a las horas de producción a máxima carga se suministraba antes de cumplir los 10 años indicados, la electricidad producida en exceso se pagaría a precio de mercado más una prima que en conjunto no excedería de 43 cDKK/kWh. Si la cantidad total de electricidad derivada de las horas máximas de carga por la potencia instalada no se suministraba dentro de los diez años en que el aerogenerador esté conectado a la red, se establecía un precio de liquidación de 27 cDKK/kWh ajustándose los pagos para que en su conjunto no excedieran de 60 cDKK/kWh.

En instalaciones conectadas a la red antes del 1 enero 2005, la electricidad producida a partir de aerogeneradores se retribuía de forma que el precio de mercado³⁷⁰ más prima no superara en conjunto 36 cDKK/kWh.

La generación de electricidad para autoconsumo era, y es, una práctica cada vez más extendida entre los consumidores de todas las dimensiones, aunque numéricamente el sector residencial y doméstico era el de mayor aceptación de esta práctica. La electricidad suministrada a la red eléctrica de suministro por un aerogenerador con una potencia instalada de 25 kW o menos y que estuviese conectado a una instalación para uso propio se pagaba, con independencia de cuando la conexión se hubiera realizado, a un precio conjunto (mercado+prima) de 60 cDKK/kWh, sin derecho a certificados renovables.

La prima establecida para la electricidad proveniente de instalaciones de aerogeneradores *onshore* financiados con reservas financieras de acuerdo con la Ley de Suministro de Electricidad, conectados a la red a partir del 1 de Enero del 2000, fue de 33 cDKr/kWh, suma de mercado y prima, durante un periodo de 10 años. Para la electricidad producida en un aerogenerador en aguas territoriales danesas, etc. se estableció que el precio conjunto fuese de 35,3 cDKr/kWh, con un suplemento de 0,7 cDKr/kWh si se pagaban los peajes a la red. El límite de producción era de 42.000 horas netas equivalentes.

La sustitución de aerogeneradores de pequeña potencia y baja eficiencia energética, actividad conocida como “*repowering*”³⁷¹, fue parte de la política de desarrollo de la electricidad renovable y consecuencia directa del desarrollo tecnológico. La Ley

³⁷⁰ El precio de mercado para la electricidad producida a partir de aerogeneradores se establecía sobre una base mensual como un promedio ponderado del valor de mercado de la producción total de electricidad de aerogeneradores en la zona de que se trate y del precio spot.

³⁷¹ Por *repowering* se conoce en el sector la operación de sustituir aerogeneradores de poca potencia y eficiencia energética por nuevos modelos de mayor potencia y eficiencia. A pesar de lo atractivo sobre el papel de esta sustitución, la realidad es que en la práctica hay que construir un nuevo parque eólico. Es por esta razón que se podrían justificar los incentivos públicos a esta inversión.

contemplaba los precios de liquidación adicionales de electricidad producida en nuevos aerogeneradores, para los que se utilizan certificados de desinstalación de viejos aerogeneradores.

La desinstalación de aerogeneradores de 150 kW³⁷², o menores, en el periodo entre el 3 de marzo de 1999 y el 31 de diciembre de 2003, sustituidos por nuevos aerogeneradores conectados entre el 1 de abril 2001 y el 1 de enero de 2004, generaba la obtención de certificados de desinstalación por un importe de 17 cDKr/kWh durante una producción de electricidad correspondiente a 12.000 horas netas equivalentes. El conjunto de los precios de mercado más las primas y ayudas no puede superar los 60 cDKr/kWh. El mismo esquema regía para el desinstalación de aerogeneradores de 450 kW o menores que hubiesen trabajado un mínimo de 5 años. El importe de los certificados de desinstalación fue de 12 cDKr/kWh, durante 12.000 horas netas equivalentes.

Los precios de otras tecnologías también fueron regulados. En el caso de instalaciones de generación de electricidad producida únicamente por otras fuentes de energías renovables distintas de la eólica, se estableció un precio provisional de certificado de 10 cDKr/kWh, durante 20 años. Para la electricidad procedente de las instalaciones que utilizasen como combustible biogás u otras fuentes de energía con tecnologías de futuro, y que fueron conectadas a la red antes del 21 de abril de 2004, el precio establecido era de 60 cDKr/kWh durante los primeros 10 años de conexión a la red y de 40 cDKr/kWh durante los siguientes 10 años.

También en las plantas tipo CHP se reguló el precio de la electricidad. Aunque las plantas de cogeneración descentralizada no entraban en el mercado, se estableció un mecanismo de precio de la electricidad, denominado triple tarifa, que recoge los diferentes precios de las distintas franjas horarias del mercado. Los consumidores estaban obligados por ley a comprar la electricidad producida y a pagar los costos relacionados; a su vez los generadores de calor y electricidad la obligación de suministro.

Los precios totales de las centrales eléctricas de cogeneración consisten en una tarifa de tres niveles (triple tarifa), más una prima en la forma de una subvención a la producción de electricidad. El gas natural y plantas incineradoras de basuras recibían hasta un total de 45 cDKr/kWh en un período determinado, mientras que las plantas de

³⁷² Los nuevos diseños de los aerogeneradores con incorporación de nuevas tecnologías hizo que la potencia nominal fuese aumentando año tras año. Hasta el año 2000 las potencias nominales habituales eran inferiores a 750 kW. Ya en el año 2005 los nuevos aerogeneradores tenían una potencia nominal de 2 MW. Actualmente la potencia nominal de aerogeneradores en tierra, *onshore*, puede llegar a 5 MW y en *offshore* a más de 8 MW.

cogeneración a partir de biomasa y biogás recibieron un total de aproximadamente 60 cDKr/kWh.

34.4. Ley de Suministro Eléctrico 279 de 2012.

La Ley mantiene esencialmente los objetivos planteados en las anteriores incidiendo en los aspectos de la seguridad del suministro de electricidad³⁷³, promoviendo el uso sostenible de la energía a través del ahorro energético y el uso eficiente de los recursos, que proporcione el acceso de los consumidores a una electricidad al menor costo. Además manifiesta la necesidad del uso de fuentes de energías renovables y compatibles con el medioambiente.

Se abre la posibilidad de que los Municipios con menos de 100.000 consumidores puedan llevar a cabo actividades de generación por incineración de residuos y actividades de la red, así como la participación en sociedades de responsabilidad limitada y en empresas de comercialización, gestión de las cuotas de CO₂ y créditos de los Mecanismos de Desarrollo Limpio MDL.

En esta Ley toma carta de naturaleza la amplia capacidad que se confiere al Ministerio de Clima Energía y Edificación (*Klima-Energi og Bygningsministeriet*), para establecer normas específicas, por la vía de reglamentos, sobre aspectos que solamente están esbozados en la Ley.

El Gobierno, por medio del Ministerio de Clima, Energía y Edificación, establecerá normas en el sentido de que los consumidores de electricidad no soporten los costos de la implementación de las obligaciones públicas contempladas. Las autoridades energéticas podían exceptuar de esta norma a pequeñas actividades o actividades integradas.

En apoyo del sistema de autoconsumo y de los sistemas “*district heating*”, el Gobierno establecerá normas en el sentido de que los consumidores de electricidad, en todo o en parte, sólo tengan que pagar los recargos mencionados en esta Ley, y en la Ley de Promoción de las energías renovables, que correspondan a la proporción de su consumo de electricidad. Se establecen normas sobre las condiciones de exención de

³⁷³ Esta Ley 279 de 2012, recoge las enmiendas sucesivas de la Ley de Suministro Eléctrico, Ley 534 de 06 junio 2007, LBK 516 del 20 de mayo 2010, Ley 622 de 06 de noviembre 2010, Ley 718 de 25 junio 2010, Ley 722 de 25 junio 2010, Ley 466 de 18 mayo de 2011 y Ley 625 de 14 mayo de 2011. Los cambios provocados por la Ley N° 528 de 17 de junio de 2008 que modifica la ley de impuesto sobre la electricidad y otras leyes, no se incorporaron en esta consolidación, ya que el KEB determinaría el momento de la entrada en vigor de estos cambios.

la obligación de pago, incluidos los límites en los tamaños de las instalaciones de producción y producciones³⁷⁴.

En cuanto a la separación de actividades, se refuerzan y endurecen las normas en el sector dejando más nítidamente definidos los límites de las actividades. Así, las actividades de transmisión deben ser realizadas por empresas separadas de las actividades de producción y comercialización. Por su parte, las empresas de generación de electricidad, comercialización de electricidad, producción de gas o suministro de gas no pueden participar solo o conjuntamente con terceras compañías en las empresas de transmisión. Se regula, también, el nombramiento de los miembros de los órganos de control de las empresas de generación o comercialización y su independencia con respecto a las empresas de transmisión.

La generación de electricidad, y su comercialización, realizada por los propios consumidores o por empresas sobre las que mantenga un control accionarial, no se verá sometida a las restricciones citadas siempre que la venta de electricidad suponga un valor poco significativo en su volumen de negocio.

Se crean los certificados de propiedad de las empresas del sector, certificados que se han de emitir de acuerdo con los requisitos establecidos por la Agencia Danesa de Energía. Las empresas certificadas tienen la obligación de informar a las autoridades energéticas de cualquier transacción prevista que pueda tener implicaciones en el cumplimiento de las disposiciones de esta Ley. Las autoridades danesas de energía actuarán en el caso de incumplimiento de los requerimientos de los certificados y en las solicitudes de nuevos procesos de certificación si recibe una solicitud de la Unión Europea.

Se disponen obligaciones más específicas a las empresas de transmisión y empresas de red en cuanto al deber de garantizar un transporte adecuado y eficiente de la electricidad y servicios relacionados, incluyendo el mantener y ampliar la red en el área, conectar a los proveedores y compradores de energía eléctrica a las redes eléctricas, la disponibilidad de la capacidad de transporte adecuada, facilitar el acceso para el transporte de electricidad en la red y efectuar las mediciones de entrada y salida de la electricidad en la red. Energinet.dk tiene la responsabilidad delegada del Gobierno para hacer cumplir las obligaciones de dichas empresas incluido el llevar a cabo los trabajos necesarios en las redes colectivas.

³⁷⁴ Se exceptúan del pago de la cantidad que cubre los costos de las obligaciones públicas a las empresas de producción de calefacción urbana en plantas de cogeneración CHP que cumplan determinados requisitos. La excepción en el pago afecta a la parte de electricidad necesaria para producir calefacción a los consumidores. También están exceptuadas del pago las instalaciones CHP para autoconsumo de calor y electricidad. Los costos no absorbidos por estas empresas se repercuten en otros consumidores.

El establecimiento de nuevas redes de transmisión para los voltajes de 100 kV, así como cambios significativos en las correspondientes redes existentes, solamente pueden realizarse con autorización del Gobierno³⁷⁵.

Todas las leyes danesas desde el principio de la liberalización han concedido una gran importancia a las plantas de cogeneración de calor y electricidad que prestan un servicio de calidad a sus consumidores, tanto en la articulación societaria de las empresas titulares, en su conexión a la red de transporte y suministro, como en los combustibles utilizados, (residuos urbanos, residuos industriales, biomasa,) etc. Derivado de las diferentes modalidades de instalaciones surgen escenarios de precios y recargos de precios distintos.

En esta Ley Suministro Eléctrico 279 se define que el precio de los servicios de las empresas de suministro de plantas CHP debe recoger los conceptos que se consideran como costos, tales de la compra de energía, la operación y mantenimiento, amortizaciones, etc., que conlleven a una tasa de retorno de la inversión razonable. Los costos se definen como aquellas partidas que permitan mantener una operación eficiente. Se excluyen de este concepto aquellos costos que no se limiten a la propia operación y explotación de la actividad.

Se mantienen los mecanismos de formación de precios de las plantas tipo CHP de generación de calor y energía, con los límites de precios ya establecidos en anteriores leyes.³⁷⁶ El pago de las primas está sujeto a que la planta de producción esté operativa y disponible para una operación coherente del sistema eléctrico. El Gobierno puede establecer reglas en cuanto al incremento o reducción de primas, así como en la definición de los proyectos y las metodologías de cálculo de las primas. Esta disposición no afecta a las plantas que utilicen como fuentes primarias las energías renovables.

Si por decisión de las autoridades o Energinet.dk, es necesaria una aceleración significativa de los trabajos de mantenimiento, sustitución o adaptaciones técnicas a las instalaciones existentes, la autoridad reguladora de energía danesa puede

³⁷⁵ La Concesión de la autorización estará sujeta a la condición de que el solicitante puede demostrar que hay una necesidad para la ampliación, incluso si la expansión es realizada con el objetivo de incrementar la seguridad de suministro, la gestión de emergencias, el buen funcionamiento del mercado o la integración de las energías renovables.

³⁷⁶ Se establecieron reglas para el cálculo de la depreciación y en el inventario de capital y también reglas bajo las cuales los precios se configuran teniendo en cuenta los retornos del capital y otros ingresos alcanzados en la operación de la concesión. Igualmente establecerán regulaciones sobre la separación contable entre las diferentes actividades, así como las normas sobre seguridad de las empresas de suministro público de electricidad, su contabilidad y presupuesto, incluyendo la obligación de que las empresas deben justificar que han elaborado, auditado y publicado informes anuales, de conformidad con las disposiciones vigentes.

aumentar el techo de ingresos de la empresa con un importe que compense cualquier costo extra incurrido.

34.5. Ley de Suministro de Energía 1329 de 11 de noviembre 2013.

La Ley de Suministro de Energía 1329³⁷⁷ mantiene el propósito de asegurar el suministro de electricidad del país conforme a los intereses de seguridad, economía, medioambiente y protección del consumidor. La Ley se aplica particularmente a la producción, transporte, comercio y suministro de electricidad en la tierra y en la zona económica exclusiva³⁷⁸. La Ley debe proporcionar a los consumidores un acceso a la electricidad económicamente viable y continuar proporcionando a los consumidores su derecho a participar en el seguimiento de la gestión de los activos del sector eléctrico.

Es objetivo de la Ley promover el uso de las energías renovables. Impulsa el desarrollo del autoconsumo y aplica excepciones de los recargos a los consumidores de electricidad de auto producción que solo tendrán que pagar recargos de la parte de energía comprada a la red.

Y en el mismo sentido se mantienen las normas para que los consumidores de electricidad no pagasen cantidad alguna para cubrir el costo de la implementación de las obligaciones públicas, que corresponde a la parte de su consumo de electricidad, que ellos mismos producen en plantas de generación de energía con una capacidad eléctrica o de generación de energía limitada y también en las plantas de cogeneración de calor y electricidad destinadas al suministro de calefacción y electricidad para usos residenciales. Se establece la obligación del estriado de residuos municipales utilizados como combustible en las plantas de generación de electricidad por combustión de residuos.

Se inicia la puesta en marcha del sistema de medición por contadores electrónicos, que permiten la lectura remota y ofrecen información del precio más bajo de electricidad en las distintas franjas horarias para disminuir el costo del consumidor.

Insiste de nuevo, en buena parte de su articulado, en establecer una clara independencia entre las empresas de generación y comercialización con respecto a las empresas de transmisión, evitando la toma de control de estas empresas directa o indirectamente.

³⁷⁷ Act 1039 of 2013. Suply Energy Act. 11.11.2013.

³⁷⁸ No se aplica a las actividades reguladas para las instalaciones marinas de exploración, producción y transporte de hidrocarburos. La ley está regulada por el Ministerio de Energía, que tomará decisiones sobre la aplicación de convenios internacionales y normativa de la UE en relación con directivas sobre la protección del medioambiente.

Se faculta al Ministerio de Energía para que las empresas de la red se comprometan a la investigación y desarrollo destinado a uso eficiente de la energía, quien establecerá reglas o provisiones para la preparación de los planes de actividades y sobre la aprobación de éstos.

Se desarrollan las competencias de Energinet.dk como entidad responsable del suministro de electricidad, en el aseguramiento del suministro, el mantenimiento de la calidad técnica y el equilibrio dentro del sistema de suministro público de electricidad. Se le otorga el papel de analizar la demanda y la suficiente capacidad en el sistema, pudiendo requerir capacidad adicional de generación en espera de las indicaciones de Energinet.dk. Los usuarios de la red eléctrica pública deben informar a Energinet.dk de los planes de generación de energía, el consumo de electricidad y comercio de energía eléctrica para los siguientes días de funcionamiento. La generación de electricidad a partir de fuentes de energías renovables, está exenta de notificación.

34.6. Ley 633 de junio 2014.

La Ley 633 de junio de 2014³⁷⁹ establece nuevos alcances y precisiones en el articulado de la Ley anterior, sin alterar los objetivos, siempre constantes, de las sucesivas leyes de suministro de electricidad.

Así, se definen las obligaciones troncales de las empresas de red, el mantenimiento de la calidad técnica de la red, la realización de tareas relacionadas con la producción de electricidad, con el medioambiente y la ley sobre la promoción de la energía renovable. Derivadas de estas obligaciones surgen la identificación del consumo total de electricidad en el suministro, la medición, de acuerdo con la normativas, de la energía eléctrica transportada a través de su red, el garantizar la realización de los ahorros de energía y la planificación del despliegue de la red teniendo en cuenta si las medidas de medidas de gestión de la demanda o de generación distribuida pueden reemplazar la necesidad de ampliar la capacidad.³⁸⁰

Las empresas de red deben de cooperar con Energinet.dk aportando información sobre el consumo de electricidad, información de tarifas y otros datos de importancia para la facturación de las empresas de comercio de la electricidad. El Ministerio de Energía establecerá las normas relativas a la medición de electricidad.

Se definen las tareas empresariales, los objetivos y condiciones de determinadas actividades para el ahorro energético que las empresas de red, de forma conjunta o

³⁷⁹ Act 633 of 2014 Act amending Energy Supply Act, Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act, 30.06.2014.

³⁸⁰ Además se les asigna el papel de dar asesoramiento e información a los consumidores, electricistas y otros profesionales sobre cuestiones de seguridad y ayudar a la agencia de seguridad con la aplicación de la supervisión e inspección de las instalaciones eléctricas.

individualmente tienen que garantizar, así como normas sobre la tenencia de los gastos comunes especificados. El Ministerio de Energía regulará que las empresas de la red se comprometan a la investigación y desarrollo en torno al uso eficiente de la energía pudiendo establecer reglas o hacer provisión para la preparación de los planes de actividades y sobre la aprobación de éstos.

Se determinan un conjunto de obligaciones para las empresas comercializadoras de electricidad, entre ellas el establecimiento de criterios de protección a los consumidores domésticos en cuanto a la rescisión de contratos por impago, de forma que se establece el mecanismo de que las compañías de comercialización deben de ofrecer nuevas condiciones de pago de la deuda y obtener del consumidor garantías de pago. Una empresa de comercialización no puede pedir a la empresa red la interrupción del suministro a un consumidor para disminuir la deuda sin el consentimiento del titular, a menos que se ha demostrado que es imposible para la comercializadora ponerse en contacto con el dueño de la propiedad.

En orden a la transparencia de las condiciones de mercado y protección al consumidor, las empresas de comercialización deben de llevar a cabo actividades de información para todos los grupos de consumidores, incluyendo información sobre los derechos de los consumidores domésticos. Igualmente proporcionarán información del consumidor individual en el consumo de electricidad y la evolución de este, debiendo de mantener un servicio de atención al consumidor de 24 horas al día, garantizando a los consumidores la oportunidad de forma gratuita para obtener información en el centro de datos de su consumo. En el caso de lectura remota por contadores inteligentes las compañías deben de aportar información sobre el consumo real medido y la facturación en la aplicación de los mismos, como mínimo, cuatro veces al año.

En el mismo sentido, DERA efectuará encuestas anuales de precios de la electricidad para un consumo de hasta 100.000 kWh al año y evaluará si los precios son razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios³⁸¹.

35. Regulación Sector del Gas.

La localización de un yacimiento de gas en aguas territoriales danesas en el Mar del Norte, en cantidad que justificaba la creación de un sistema de suministro en gas natural, dio paso a que, en Mayo de 1973, el Parlamento danés adoptase un proyecto

³⁸¹ Las empresas de suministro deben de informar a DERA de los precios de la electricidad a los consumidores de hasta 100.000 kWh. DERA es responsable del establecimiento y operación de un portal para informar de los precios de la electricidad en el mercado danés a consumidores de hasta 100.000 kWh al año. El portal será de acceso libre, disponible en Internet, y ha de contribuir a garantizar la transparencia en materia de precios de la electricidad, descuentos y condiciones.

de Ley de Suministro de Calor que tenía como objetivo la explotación del gas para el suministro combinado de calor y electricidad, sistema que requería de un alto nivel de planificación. Se encomendó a la empresa Dansk Olie og Naturgas A/S (hoy DONG Energy A/S) propiedad del Estado, la responsabilidad de crear y operar la red de transmisión³⁸².

En 1978 los municipios daneses habían establecido cinco empresas planificación regional de gas natural, que fueron convertidas más adelante a las empresas de distribución (Hovedstadsregionens Naturgas, Naturgas Fyn, Naturgas Midt-Nord, Naturgas Syd y Naturgas Sjælland). En 1984 y en 1990 se decidió que la mayoría de las plantas de *district heating* y sistemas centralizados fueron convertidas a gas natural.

La caída de los precios del petróleo en 1985-86 arrastró a la baja a los precios del gas lo que ocasionó dificultades financieras a las empresas gasistas. Para paliar este efecto, se eximió de impuestos al gas natural y se aumentaron los impuestos al petróleo y al carbón en orden a evitar un aumento en el consumo de estas fuentes de energía primaria. DONG Energy A/S tuvo que acudir al rescate de las compañías de distribución comprando Naturgas Syd (en 1999) y Naturgas Sjælland (en 2001) y en 1999, mediante un acuerdo concertado por el estado danés, junto con las compañías HNG y Naturgas Midt-Nord, creándose un monopolio gasístico³⁸³.

El Plan de Electricidad y Gas realizado en 2015 por Energinet.dk³⁸⁴, puso de manifiesto que aunque los suministros de gas natural del Mar del Norte han disminuido en los últimos años, debido al agotamiento de los yacimientos, se espera que en 2017 la producción aumente lentamente gracias a los nuevos yacimientos y a la expansión de las exploraciones de Alemania, lo que asegurará el futuro suministro de Dinamarca a corto plazo. No obstante, las estimaciones a largo plazo realizadas por la Agencia Danesa de Energía, consideran probable que el suministro de gas disminuya entre 2019 y 2042 y que los yacimientos se agoten en 2045-2050.

La Directiva del Gas de la UE de 1998 propició una apertura gradual de los mercados europeos de gas natural mediante el acceso a los mercados mayores, la separación de actividades comerciales y mayores exigencias de transparencia en las condiciones

³⁸² Información obtenida de la Agencia Danesa de la Energía en “Historia del Gas Natural en Dinamarca” de Per Stokholm, asesor de DEA. El consorcio Dansk Undergrunds DUC (entonces una cooperación entre A.P. Møller-Mærsk A/S, Shell y Texaco) encontró petróleo y gas natural en la parte danesa del Mar del Norte. Una serie de estudios técnicos y financieros evaluó que depósitos daneses de gas natural en el Mar del Norte podrían justificar el establecimiento de un sistema de suministro de gas natural danés.

³⁸³ “Gas in Denmark 2010. Security of supply and development”, *Energinet.dk*. Diciembre 2010.

³⁸⁴ “Electricity and Gas in Denmark. System Plan. 2015”. *Energinet. dk*.

de acceso a redes en el marco del proceso de la liberalización del sector energético³⁸⁵. La Ley de Suministro de Gas Natural, que entró en vigor el 01 de julio de 2000 y transpuso la Directiva de la UE, desmontó el monopolio abriendo el mercado de gas natural, cumpliendo con los requerimientos del acceso regulado de las redes de transmisión y distribución, la apertura de los mercados, la separación la propiedad de infraestructuras y de las actividades comerciales.

Tras la modificación del Directiva Europea de Gas en 2003, la Ley de Suministro del año 2003 tuvo que ser enmendada por la Ley de Suministro de Gas Natural 494 de 9 de junio de 2004 y la Ley 1384. En 2005 se publicó la Ley 287 de Suministro de Gas natural que consolidaba las anteriores³⁸⁶ y que tenía como objetivo asegurar el suministro de gas natural en el país teniendo en cuenta la seguridad de suministro, la economía nacional, el Medioambiente y la protección de los consumidores. Aplicaba a la transmisión, distribución, suministro y almacenamiento del gas natural, gas natural licuado LNG, al biogás y al gas de biomasa.

En línea con el proceso de liberalización, los consumidores podían elegir su suministrador de gas natural asegurando a los consumidores sus derechos básicos; los Ayuntamientos o agrupaciones de Ayuntamientos estaban autorizados a prestar este servicio³⁸⁷. Tanto las empresas privadas como los Ayuntamientos debían de solicitar licencia para transmisión, distribución, almacenamiento y actividades de gas LNG.

El uso de las infraestructuras de transporte, redes de distribución de gas natural y gas licuado está abierto a cualquier persona y las compañías titulares de dichas infraestructuras deben de permitir el acceso al sistema en base a criterios de objetividad, transparencia y no discriminación. Los costos de las obligaciones de servicio público deben de ser soportados por los consumidores conectados.

35.1. Ley de Suministro de Gas 520 de junio de 2006.

La Ley 520³⁸⁸, que introduce enmiendas a la anterior Ley de Suministro de Gas 287 de abril 2005, guarda cierta similitud en su esquema con las leyes de suministro eléctrico en sus fines de asegurar el suministro de gas de acuerdo con los intereses de

³⁸⁵ BREGNBÆK, L. (2005), "*Natural Gas Supply in Denmark. A Model of Natural Gas Transmission and the Liberalized Gas Market*". (Doctoral dissertation, Technical University of Denmark, DTU, DK-2800 Kgs. Lyngby, Denmark).

³⁸⁶ Act 287 of 2005. Consolidation of the Act on Natural-Gas Supply 20.04.2005. Esta Ley 287 consolidaba la Ley 130 de 27 de febrero de 2003 y sus enmiendas: la Ley de Suministro de Gas Natural 494, de 09 de junio de 2004 y la Ley 1384, de 20 de diciembre de 2004.

³⁸⁷ Los Ayuntamientos solo estaban facultados a ofrecer el servicio de distribución.

³⁸⁸ Act 520 of 2006. Natural Gas Supply Act, Heat Supply Act, Energinet.dk Act, Planning Act, Act on subsidy to municipalities and counties and the Act on carbon dioxide taxation on certain energy, 07.06.2006.

seguridad de suministro, la economía y la protección a los consumidores y al Medioambiente, proveyendo a los consumidores el acceso a un gas natural a bajo precio.

La Ley aplicó para la transmisión, distribución, suministro y almacenamiento y distribución de gas natural incluyendo el gas natural licuado, el biogás, gas de biomasa y otros tipos de gas que como tales puedan ser inyectados y transportados con seguridad en el sistema de gas natural³⁸⁹.

Las obligaciones de las compañías de transmisión comprendían la conexión a la red de distribución, el aseguramiento del suministro y de la calidad del gas, la cooperación con otras compañías de transmisión en otros países para los intercambios de energía, la preparación de planes para atender las necesidades de expansión de la red y el mantenimiento de reglas de operación en el mercado basadas en la transparencia y no discriminación. El establecimiento de nuevas redes de transmisión de gas requería de la autorización del Gobierno.

Por otra parte, las compañías de distribución debían construir las instalaciones de extensión de la red de distribución para conectar los consumidores a la red de distribución, suministrar la información al consumidor de su consumo y las oportunidades de ahorros del consumo, a la vez que asegurar el cumplimiento de ahorros de energía encomendados a las compañías energéticas.

Las agencias municipales³⁹⁰ podían participar en el sistema como compañías distribuidoras de responsabilidad limitada en las actividades de distribución siempre bajo el cumplimiento de la Ley de Municipios. Todos los consumidores tenían el derecho al suministro de gas en las zonas de con servicio de suministro de gas mediante el pago de una cuota de conexión. Los consumidores podían elegir libremente su suministrador y cambiar a otro suministrador sin costo.

Las empresas de almacenamiento de gas asumían la responsabilidad de efectuar los balances de entradas y salidas de gas y facilitar a los usuarios un inventario de sus entradas y salidas en el almacenamiento. Además, debían tener la capacidad disponible de almacenamiento de gas acorde con las necesidades de las empresas de transmisión. Por otra parte, las compañías de almacenamiento estaban obligadas a

³⁸⁹ Estas actividades requerían de la autorización de Energinet.dk., del cumplimiento de los requerimientos técnicos que garantizasen el adecuado y eficiente transporte de gas natural, y los servicios relacionados, en su propia red. El Ministerio de Energía y Transporte podía decidir que las compañías de transmisión y distribución acometiesen actividades de investigación y desarrollo con vistas a un uso eficiente de la energía.

³⁹⁰ SPERLING, K., HVELPLUND, F., & MATHIESEN, B. V. (2011), "Centralisation and decentralisation in strategic municipal energy planning in Denmark". *Energy Policy*, 39(3), 1338-1351.

asegurar el suministro de gas en condiciones de emergencia o situaciones extraordinarias de almacenamiento³⁹¹.

Se trataban las incompatibilidades de los directores, directores adjuntos y el personal directivo en una empresa de transporte o de distribución en cuanto a que no podrían participar directa o indirectamente en el funcionamiento o la gestión de una empresa consolidada que vendiera o produjese gas natural. El Ministerio de Energía y Transporte establecería las normas detalladas con el fin de garantizar que la gestión de una empresa de transporte o distribución pudiese realizarse con independencia de los intereses comerciales.

Los acuerdos de suministro intra-empresas o empresas afiliadas debían de realizarse de acuerdo con las condiciones de mercado. Las empresas debían, a petición de la Autoridad Reguladora de la Energía de Dinamarca, presentar pruebas suficientes de la forma de establecimiento de los precios y las condiciones de los acuerdos.³⁹²

35.2. Ley de Suministro de Calor 1184, de 2011

Esta Ley, que recoge y reforma un conjunto de leyes sobre la misma materia desde el año 2005³⁹³, tiene como propósito promover el uso de energía para la calefacción de edificios y suministro de agua caliente y disminuir la dependencia de suministro de energía de combustibles fósiles. Se contempla que estas instalaciones promuevan la cogeneración de calor y la electricidad al máximo posible.

1.- Instalaciones de district heating.

A efectos de esta Ley se entiende por instalaciones colectivas de generación de calor y electricidad, aquellas que operan instalaciones para la producción y distribución de gases inflamables que no sean gas natural, instalaciones para el mantenimiento de agua caliente o vapor obtenido de plantas de cogeneración, de plantas de incineración de residuos, plantas industriales, centrales geotérmicas, instalaciones de suministro de calefacción, plantas de energía solar térmicas, plantas de incineración de residuos, etc., incluyendo la cogeneración de calor y electricidad con una potencia de menos de 25 MW. Se exceptúan de esta calificación de instalaciones colectivas las de menos de 250 kW.

2.- Atribuciones y responsabilidades de las entidades locales.

³⁹¹ La responsabilidad de la planificación y de la coordinación y operación de las tareas relacionadas con este aseguramiento del suministro en casos excepcionales corresponde a Energinet.dk., bajo reglas del Ministerio de Energía y Transporte.

³⁹² SVENSSON, J.E, & KIRKEGAARD, A. (2011), "The International Comparative Legal Guide to: A practical cross-border insight into Gas Regulation work". In *Gas Regulation 2011* Chapter 11. Denmark, Gorrissen Federspiel. Ed. Global Legal Group Ltd, London.

³⁹³ Act 1184 of 2011. Heat Supply Act. 14.12.2011.

Las entidades locales tenían la responsabilidad de llevar a cabo una planificación de suministro de calor en el municipio en colaboración con servicios públicos y otros actores bajo las normas y criterios de planificación aprobados por el Ministerio de Clima, Energía y Edificación. Los fabricantes estaban obligados a facilitar al Ministerio y al Consejo Municipal la información requerida para la planificación del suministro. Los ayuntamientos tienen la facultad de aprobar los proyectos para el establecimiento de nuevas instalaciones de calefacción colectiva o la ejecución de cambios importantes en las instalaciones existentes.

Es responsabilidad de la autoridad local asegurar que los proyectos para instalaciones de calefacción colectiva, atiendan al área asignada para el suministro de calefacción y energía, que se garantice el uso más económico de energía, que la planta tome como referencia otras instalaciones con tecnologías avanzadas y que la instalación tenga una potencia de más de 1 MW en producción combinada de calor y electricidad.³⁹⁴ El Consejo Municipal puede ordenar a una planta de suministro de calor ya existente implementar, en un plazo definido, un proyecto ya aprobado. El Consejo Municipal puede imponer a una instalación de calefacción colectiva la adecuación de la planta que permita el uso de determinadas formas de energía primaria o al uso de una determinada forma de energía.

Las autoridades locales pueden exigir a una empresa, con un proyecto aprobado para el suministro colectivo de calor, que las viviendas de nueva construcción sean conectadas y reciban el suministro de calor. Si el suministro de calor se retrasa con respecto al plazo fijado en el proyecto, debido a retraso en el establecimiento de la fuente del calor, el municipio y la planta asumirán a partes iguales el costo de suministro por una fuente temporal de calor adicional, sin costo para los usuarios.

Los Ayuntamientos podrán decidir que los edificios existentes, en un determinado plazo de tiempo, deban de estar conectados a la planta cuyo proyecto de calefacción colectiva haya sido aprobado, teniendo en cuenta la tasa de reemplazo natural de los sistemas de calefacción existentes. El Ayuntamiento ha de aprobar los términos de la conexión.

3.- Precios.

Las plantas de servicios colectivos de abastecimiento de calor y que combinan centrales con una potencia instalada de más de 25 MW, plantas geotérmicas, etc., incluirán en sus precios de oferta en el mercado interno de agua caliente, (vapor o gas,

³⁹⁴ Las plantas ya existentes de generación de calor y electricidad están autorizadas al uso de gas natural, o combustible de similar impacto medioambiental, en línea con las condiciones especificadas por el Ministerio. Para asegurar la garantía del suministro de calor y energía, los Municipios pueden asumir el control de instalaciones que no cumplan con sus responsabilidades de suministro y en su caso obligarles a ceder a otros gestores el control y la operación de la planta.

excepto en el gas natural), los costos de energía necesarios, los salarios y otros costos de operación, investigación, administración y costos de ventas como resultado de los compromisos públicos impuestos, incluyendo los costos de las actividades de energía de ahorro, así como los costos de financiamiento de capital extranjero y déficit de ejercicios anteriores que se presentan en relación con el establecimiento y la expansión significativa de los sistemas de abastecimiento.³⁹⁵

El precio del agua caliente o vapor procedente de plantas de incineración de residuos será regulado por el Ministerio determinando un techo en el mismo. En el énfasis en la existencia de reglas para una eficiencia económica y ambiental del sector residuos y para asegurar que los consumidores solo deben asumir los costos que pueden atribuirse a la producción de calor, el Ministerio también puede establecer normas sobre la asignación de los costos para el tratamiento de los residuos y la producción de calor en las plantas de incineración.

4.- Derechos de emisión de CO₂.

Los productores podrán acudir a la compra de derechos de emisión de CO₂ en el caso de que se superen las asignaciones concedidas para el tipo o mix de combustible utilizado en la generación de calor, agua caliente y calefacción. Las actividades de generación de calor por incineración de residuos, no están sujetas a costos de emisión de CO₂ cuando utilicen como combustible residuos no biodegradables. Las instalaciones que utilicen energía geotérmica, solar, biogás, biomasa para la generación combinada de calor y electricidad, que suministren agua caliente, vapor o gas para calefacción, tienen reconocido una prima adicional a los precios obtenidos mediante la aplicación de los criterios de determinación de precios.

5.- Supervisión de las empresas.

En cualquier momento, sin una orden judicial previa, y tras presentación de la identificación adecuada para fines de supervisión de acuerdo con la ley, DERA puede tener acceso a las instalaciones utilizadas por la empresa propietaria de las instalaciones amparadas por la ley, y obtener copia de cualquier información, incluyendo los estados financieros, otros materiales de la contabilidad, libros de negocios y otros registros de negocios, incluso si esta información se mantiene electrónicamente³⁹⁶.

³⁹⁵ El Ministerio podía establecer normas en el sentido de que otros gastos y costos que los citados puedan verse reflejados en los precios, así como establecer reglas sobre reconocimiento de los precios de compensación a un proyecto para modificar la delimitación del área, el reconocimiento de la depreciación de las instalaciones, los capitales para nuevas inversiones y contratación de personal de supervisión y el retorno sobre capital de dotación de energía. El Ministerio podrá establecer normas relativas al prorrateo de costos para la producción de electricidad y calor de las plantas de cogeneración biomasa.

³⁹⁶ Esta norma se aplicará, por extensión, a un grupo de empresas relacionado con una empresa que es propietaria de las instalaciones cubiertas por la ley, si ha habido una o más transacciones entre las empresas cotizadas.

DERA mantendrá un registro accesible al público³⁹⁷ con las tarifas notificadas y otras condiciones y tomará las medidas necesarias para garantizar la transparencia sobre las tarifas, descuentos y otras condiciones. DERA puede establecer reglas sobre cómo deben publicarse tales condiciones de las instalaciones cubiertas por la ley y las normas sobre facturación y especificación de los costos.

6.- La transferencia de la empresa, la separación de las actividades y la influencia del consumidor.

Los consumidores suministrados por una planta para la distribución de agua caliente o vapor, que no fuese propiedad de los consumidores a los que suministra, tienen un derecho preferente a comprar la planta a precio de mercado frente a otros distintos municipios. Si la planta fuese propiedad de los consumidores y quisieran venderla, la preferencia a la compra a precio de mercado la tiene el municipio donde está instalada.

La operación de una planta para el suministro de agua caliente o vapor se debe ejercer por una empresa independiente, en el caso de que la planta no sea propiedad de uno o más municipios, o de los consumidores cuyas viviendas o edificios están conectadas al establecimiento de que se trate, o por los municipios y de los consumidores en sociedad. Del mismo modo, la operación se llevará a cabo por una empresa independiente cuando los municipios, los consumidores o la asociación entre ambos no posean participación alguna en la empresa propietaria de la planta de suministro. La empresa que realiza la operación del sistema de suministro no llevará a cabo otra actividad similar, a menos que lo haga en otra empresa independiente³⁹⁸.

7.- Compromisos públicos de las empresas de district heating.

Las empresas de distribución de calor³⁹⁹ deben de asegurar que los consumidores están informados de las posibilidades de ahorro de energía suministrándoles una información individual del consumo anual y del consumo total en el área de suministro.

³⁹⁷ Al menos una vez cada año publicará una muestra representativa de los datos registrados y los análisis periódicos incluyendo los ratios de ingresos y gastos fijos en la ejecución de sus tareas. Además podrá decidir que un experto independiente revise los estados financieros, contratos, con el fin de preparar un informe de expertos para su uso por la supervisión.

³⁹⁸ La mayoría de los miembros del Consejo de Administración de una empresa que posee una planta de distribución de agua caliente o vapor, deben ser elegidos por los consumidores conectados a la planta de la empresa o por los Consejos Municipales en el área de la fuente de la empresa, todos ellos apoderados en Junta General en virtud del ejercicio de su propios poderes. La mayoría puede ser elegida por la Asociación los consumidores y uno o más Consejos Municipales.

³⁹⁹ Por empresas de distribución se entiende las empresas cuyo objetivo es suministrar a los consumidores energía en forma de agua caliente, vapor u otros gases inflamables, distintos que el gas natural, con el propósito de calefacción de edificios o de alimentación con agua caliente.

Están exentas de esta obligación las empresas de distribución de calefacción que sólo conducen energía de las plantas de generación de calor y energía con una capacidad térmica por debajo de 1 MW con un circuito cerrado o un número predeterminado de usuarios.

El Ministerio establecerá normas sobre las tareas que las empresas de forma colectiva o individualmente deben de acometer para el cumplimiento del ahorro energético, tales como normas sobre documentación, notificación y verificación, así como las normas relativas a la organización de los costes conjuntos especificados. El Ministerio podrá establecer que ciertas actividades de ahorro de energía, se lleven a cabo siguiendo un procedimiento de licitación, y las reglas para la organización de la oferta, así como para la financiación de las empresas de las tareas que se ofrecen.

El Ministerio puede imponer, asimismo, a las empresas que operen una planta de suministro de calor y electricidad que realice las actividades necesarias para promover la conexión a la calefacción urbana, llevar a cabo actividades de investigación y desarrollo, que son necesarias para el uso de las tecnologías de producción favorables al medio ambiente en el ámbito de suministro de calefacción y realizar estudios sobre el futuro del suministro de energía en sus áreas de influencia zonas.

35.3. Ley de Suministro de Gas 1331 de 25 de Noviembre de 2013.

En el año 2013 se hace pública la Ley 1331⁴⁰⁰, que pretende garantizar el suministro de gas natural del país organizado y llevado a cabo conforme a los intereses de la seguridad del suministro –economía, medio ambiente y protección del consumidor–, así como promover un uso sostenible de la energía, incluyendo el ahorro energético, y garantizar el uso eficiente de recursos económicos y promover competencia en los mercados para el comercio de gas natural.

La ley se aplica a la transmisión, distribución, suministro y almacenamiento de gas natural, incluyendo gas natural licuado (GNL). No es aplicable a la red de transmisión en las aguas territoriales, en la zona económica exclusiva y en la zona de plataforma continental danés, que no tuviesen conectividad a la red de suministro de gas natural danés. La ley se aplicará también a otros tipos de gas, biogás y gas de biomasa en la medida en que tales gases técnicamente y con seguridad se inyecta y transportados por el sistema de gas natural.

Se mantiene la posibilidad de que los municipios participen, bien como comunidades municipales o como compañías independientes de responsabilidad limitada, en

⁴⁰⁰ Act 1331 of 2013. Gas Supply Act, 25.11.2013.

actividades de distribución de gas, aspecto este muy en la línea del desarrollo del *district heating*.

Se recogen en este punto las adiciones o enmiendas destacadas en esta Ley con respecto a las anteriores:

1.- Derechos de los consumidores.

Se consolidan los derechos de los consumidores a elegir a su proveedor en las áreas de suministro de gas natural, estando las compañías distribuidoras obligadas a cumplir con los derechos básicos de los consumidores en conexión, desconexión, modelos de contratos y formas de pago, entre otros aspectos.

Se definen los costos públicos del sistema que han de ser asumidos por los consumidores tales como los costos de transmisión y distribución en el mantenimiento de la calidad del gas natural suministrado, en la seguridad del suministro y la provisión de las cantidades requeridas por la demanda, así como en la implementación de actividades de investigación y desarrollo con vistas al uso eficiente de la energía, la protección al Medioambiente y la seguridad en el uso de gas.

2.- Separación de actividades.

A la separación de actividades y de control entre las empresas de transmisión de las empresas de producción y distribución y comercialización se le otorga de nuevo una destacada importancia entrando en detalles de las participaciones cruzadas, de la pertenencia de los miembros de los consejos de administración de una en otra empresa, así como en cuanto a la obtención de certificados de separación de propiedad emitidos por la autoridad regulatoria DERA a petición de la empresa o incluso de la Comisión Europea.

3.- Actividades del Sistema de Gas.

Las empresas de transmisión y distribución deben de garantizar un adecuado y eficiente transporte de gas natural y servicios relacionados con su red, incluyendo el mantenimiento del equilibrio de la red de gas, el suministro de la demanda requerida, asegurar la medición de la fuente y proporcionar a los usuarios de la red la información acerca de la medición de gas natural transportado a través de la red.

Las empresas de almacenamiento⁴⁰¹ deberán de establecer un programa de control interno, que describa las medidas de la empresa para prevenir comportamientos discriminatorios en el mercado de adquisición de energía y en la prestación de sus

⁴⁰¹ Se distinguen dos sistemas de almacenamiento de gas. Uno, de pequeña dimensión, realizado por compresión de gas en los sistemas de transmisión y distribución de gas, conocido como "linepack". El otro es el almacenamiento del sistema gas en grandes volúmenes que tienen un papel regulador del suministro energético de gas.

servicios, debiendo asegurar y garantizar que el sistema permita la prevención requerida. Además se elaborará un informe anual con una descripción del programa así como su control, informe que será publicado y notificado a la autoridad reguladora de energía danés DERA.

Las proyectos de instalaciones de GNL solo podrán realizarse después de consentimiento previo del Ministerio de Clima y Energía y si el solicitante puede demostrar que hay suficiente necesidad de GNL. La autorización puede estar sujeta a la conformidad con las condiciones relativas a la creación y funcionamiento de la instalación de GNL, incluyendo la seguridad de disponibilidad.⁴⁰²

Los gasoductos directos⁴⁰³ sólo pueden ser construidos con autorización del Ministerio de Clima y Energía otorgada a un solicitante al que le haya sido denegada una solicitud de acceso al sistema, sin que quepa resolución de la negativa por la autoridad reguladora de energía.

4.- Acceso al Sistema de Gas

Se determina el concepto de acceso al sistema por el cual toda persona, física o jurídica, tiene derecho, mediante el pago de las tarifas en vigor, a utilizar las redes de transmisión, redes de distribución e instalaciones de GNL y al almacenamiento, *linepack* y otros servicios auxiliares. La solicitud de uso del sistema debe ser dirigida a la transmisión, distribución, almacenamiento o licuado gas natural empresa cuya red, almacenamiento o instalación de GNL desea utilizar. Las empresas deben proporcionar acceso al sistema en base a objetivos, transparentes y no discriminatorios⁴⁰⁴.

5.- Tarifas y Precios.

Las compañías del sistema de gas deben de publicar las tarifas y condiciones para el uso de transmisión y redes de distribución e instalaciones de GNL y comunicarlas a sus clientes. El transporte de gas natural a través de varias redes de distribución con miras al suministro a consumidores conectados se presta a los precios del transporte en la red de distribución. Los ingresos de este transporte por la red de distribución

⁴⁰² Se entiende por instalación de GNL, de acuerdo con la propia definición hecha en la Ley, una terminal que se utiliza para la licuefacción de gas natural o la importación, la descarga y regasificación de GNL (gas natural licuado), incluyendo los servicios auxiliares y almacenamiento temporal necesario para el proceso de regasificación y posterior entrega al sistema de transmisión.

⁴⁰³ Por Gasoductos directos, de acuerdo con la propia definición hecha en la Ley, se entiende un gasoducto o tubería de gas natural complementaria a la red interconectada.

⁴⁰⁴ Las empresas de transmisión, distribución, almacenamiento y LNG pueden negar el acceso al sistema de conformidad si no tienen la capacidad necesaria, o afectara a la compañía de gas en el cumplimiento de sus obligaciones con otros consumidores con contratos con obligaciones tipo *take or pay*, etc., pero en cualquier caso ha de ser justificado por la compañía a la que se solicita el servicio.

serán asignados de común acuerdo entre las empresas de distribución. El acceso al almacenamiento, *linepack* y otros servicios complementarios ofrecidos por las empresas de almacenamiento y transmisión en el caso de acceso negociado, incluso por subasta, estará basado en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Esta norma incluye a todas las instalaciones de almacenamiento en Dinamarca y al *linepack* y otros servicios auxiliares en la red de transmisión.

Las empresas de almacenamiento y transmisión publicarán una vez al año, sus principales condiciones comerciales para el acceso al almacenamiento, *linepack* y otros servicios auxiliares. Antes de aplicar las condiciones de almacenamiento y transmisión las empresas deben de consultar a sus usuarios. DERA supervisa que los procedimientos de licitación y las condiciones principales para el acceso al almacenamiento, *linepack* y otros servicios auxiliares se basan en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

6.- Transferencia de empresas de red de distribución.

El propietario o los accionistas de una empresa de red de distribución solo pueden transferir sus participaciones al Estado. Los propietarios que quieran llevar a cabo las transferencias cubiertas por esta disposición, deben proporcionar notificación a estos efectos a Energinet.dk. Cualquier cambio de titularidad en empresas de distribución supone el ceder todas sus unidades de distribución al Estado, entendiéndose por cambio de titularidad el cambio de propiedad, aquella que se produce por un incremento en la participación en la empresa o indirectamente en una empresa que forma parte de su accionariado, si con ello se produce un cambio de propietario o una influencia dominante. Este criterio no rige en la entrada o salida de un participante en una empresa de distribución regional de carácter municipal.

Se contemplan las circunstancias de reestructuración de capital cuando los propietarios, directa o indirectamente, no obtienen otra remuneración, en la nueva compañía o compañías resultantes de la reestructuración, que los derechos como accionistas.

7.- Biogás de calidad gas natural. Biogás upgrade.

La inyección del biogás en la red de gas natural de transmisión y distribución requiere de procesos que permitan mejorar las características del biogás (*upgrade*)⁴⁰⁵ para obtener un gas con calidad del gas natural para inyección en las redes de distribución y suministro a los consumidores⁴⁰⁶. En áreas atendidas en el suministro del sistema de

⁴⁰⁵ RAVEN, R. & GREGERSEN, K. H. (2007), "Biogas plants in Denmark: successes and setbacks". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(1), 116-132.

⁴⁰⁶ El biogás *upgrade* tiene similares características de combustión que el gas natural ya que es una mezcla de metano y CO₂. Es un gas situado en el nivel inferior en el orden de acceso a la red de la regulación de gas. Otros gases, como el hidrogeno obtenido por electrolisis o metano

gas interconectado, y a solicitud de un titular de una planta de adecuación de la calidad de biogás, las compañías de transmisión y distribución deben de conectar su producción de biogás con el nivel de calidad requerido equivalente al gas natural

Las compañías de distribución o transmisión establecerán el punto de conexión tras negociación con el propietario de la planta y la actualización de la evaluación económica de costo total para la conexión y los costos de operación continua de la oferta de biogás actualizado.

Las empresas de transmisión y distribución pueden establecer los requerimientos técnicos de calidad y poder calorífico necesarios para que el biogás *upgrade*⁴⁰⁷ se pueda inyectar en la red de distribución o transmisión. Las empresas de transmisión y distribución han de jugar también un papel asesor con el fin de asegurar la calidad del biogás inyectado a la red de distribución.

8.- Precio biogás *upgrade* que se suministra a la red interconectada.

Se concede una prima de precio al biogás *upgrade* entregado a la red de 79 DKK/GJ. Este precio se indexará en enero de cada año a partir del 2013 sobre la base de un 60% del aumento en el índice de precios neto en el año de calendario anterior en comparación con 2007.

También se concede una prima de mercado al biogás *upgrade* entregado a la red de 26 DKK/GJ. Esta prima de precio de mercado toma como base de precio de gas natural, la referencia de 2013, 53,2 DKK/GJ. Si el precio del gas natural es más bajo que el precio de base aumenta la prima de precio hasta alcanzar el precio de mercado⁴⁰⁸. En los años sucesivos, el precio del mercado será el precio medio del mercado de gas natural en el año de calendario. Por precio de mercado se entenderá el precio final del diario día por delante en DKK/ m³ en el mercado Nord Pool Gas, convertido en USD/ GJ de gas de menor poder calorífico.

Además, se concede un suplemento de precio de 10 DKK/GJ por entregar biogás GJ actualizado. El suplemento de precio se reducirá anualmente en 2 DKK por GJ a partir Enero de 2016 y su aplicación terminara a final del año 2019.

producido por hidrógeno y CO₂, se incorporan con preferencia en las redes de suministro de gas. En 2014 había 10 proyectos de *upgrade* de biogás y se esperaba que en una par de años entrasen en operación y se conectasen a la red de distribución las plantas de tratamiento de gas. En 2014 se inyectaron a la red más de 60 millones de m³ de biogás.

⁴⁰⁷ El establecimiento de la conexión de biogás *upgrade* a las redes de suministro de gas natural, incluyendo el punto de montaje y la distribución de costes será por cuenta de la empresa solicitante. Los otros costos incluyendo el refuerzo y ampliaciones de la red, serán sufragados por la empresa de distribución o por la empresa de transmisión, según el caso.

⁴⁰⁸ Un modelo equivalente al “market premium” alemán en energías renovables.

El biogás purificado, que se entrega a la red de gas, recibe las mismas condiciones de precio que el biogás *upgrade* que se suministra a la red interconectada. Estas condiciones de precio se conceden por la limpieza de biogás para el uso en la red de gas ciudad.

36. Regulación en Energías Renovables.

36.1. Ley de Promoción de las Energías Renovables.2008.

La Ley de Promoción de las Energías Renovables⁴⁰⁹ definió como objetivo “promover la producción de energía a partir de fuentes de energías renovables en línea con las consideraciones climáticas, ambientales y macroeconómicas con el fin de reducir la dependencia de los combustibles fósiles, asegurar el suministro y reducir las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero”.

En línea con los objetivos descritos, la Ley contempla suplementos de precios a aerogeneradores y otros equipos de generación eléctrica que utilizan energías renovables, el conjunto de medidas para promover el desarrollo de turbinas eólicas, el acceso a aprovechar la energía del agua y el viento en el mar, los requerimientos de conexión y seguridad para turbinas de viento y la regulación de producción de electricidad de eólica marina sujeta a un procedimiento de licitaciones. Todas las plantas de producción de energía a partir de fuentes de energías renovables están sujetas a las Leyes de Suministro de Energía.

En su primera parte, dedicada a los objetivos, se recoge una disposición por la que en los años 2010 y 2011 todos los municipios deben de preparar colectivamente y adoptar una modificación en sus planes municipales, con áreas reservadas para la instalación de un total 75 MW de aerogeneradores en cada año.

Teniendo en cuenta que la tipología de instalaciones de aerogeneradores en Dinamarca se inclinó más hacia la instalación de un solo aerogenerador en granjas agrícolas y ganaderas, surgen una serie de disposiciones orientadas a definir las distancias de la localización de las turbinas, también en el caso de parques eólicos, con respecto a los límites de otra propiedad⁴¹⁰, (que no han de ser inferiores a una distancia equivalente a 6 veces la altura de la máquina) y a preservar el valor de los bienes inmuebles y las responsabilidades de los promotores, incluso si el instalador es propietario del bien inmueble afectado, mediante compensaciones en base a criterios de evaluación y evaluadores especializados designados por un juez. Energinet.dk proporcionaría criterios y procedimientos de evaluación. Las instalaciones de

⁴⁰⁹ Act on the promotion of renewable energy. (Nº. 1392 of 2008).

⁴¹⁰ De esta distinta configuración de instalación de aerogeneradores, que es habitual en zonas rurales y de explotaciones agrarias y ganaderas, surgen las normas ISO y Measnet de limitación de ruido producido por las instalaciones eólicas.

aerogeneradores que requieren una evaluación de impacto ambiental, deben someter sus proyectos a una consulta pública.⁴¹¹

Las personas que proyecten erigir aerogeneradores de más 25 m de altura en tierra o mar sin haber seguido un proceso de licitación, deben ofrecer participación de al menos un 20% de las acciones a las personas con derecho reconocido por esta Ley y que en general tienen su residencia permanente a una distancia no mayor que 4,5 km del emplazamiento, mediante un proceso de licitación. Esta norma no afecta a las instalaciones para autoconsumo o considerados como instalaciones experimentales.

El Ministerio de Clima y Energía crea un mecanismo, conocido como “*esquema verde*”, para proporcionar incentivos con el fin de promover la aceptación local de aerogeneradores en tierra, que suponen una retribución 0,4 cDKK/kWh durante 22.000 horas netas por cada generador, condicionado a que el aerogenerador se conecte a la red. Estas ayudas no son aplicables a instalaciones para autoconsumo. Los ayuntamientos pueden obtener de Energinet.dk. un compromiso de obtención de garantías por la aceptación de aerogeneradores e incluso subvenciones como incentivos a percibir para desarrollar actividades culturales y sociales y promover en sus ciudadanos la aceptación local de las instalaciones de energías renovables en su municipio.

Energinet.dk puede decidir, bajo determinadas condiciones, la concesión de garantías a propietarios de aerogeneradores locales u otros grupos de iniciativa locales para la financiación de estudios de factibilidad, incluyendo el estudio de *lay-out*, las evaluaciones técnicas y económicas y preparación de solicitudes a las autoridades. Todo ello con el fin de la instalación de uno o más aerogeneradores, a excepción de los que estén dedicados al autoconsumo o turbinas eólicas offshore instalables tras una convocatoria de licitación. El importe máximo de las garantías es de 500.000 DKK por proyecto.

Los permisos para la instalación de aerogeneradores *offshore* y en la zona económica exclusiva se otorgan por el Ministerio de Clima y Energía. Antes de acometer estudios de viabilidad es necesario contar con los Estudios de Impacto Ambiental y la obtención de una licencia medioambiental concedida por el Ministerio de Clima y Energía. Los permisos para la realización de los estudios de factibilidad se obtienen tras la presentación de una solicitud o por la convocatoria de oferta en un proceso de licitación. Los permisos para estudios de factibilidad se limitan a áreas en las que el Ministerio considera que el uso de la energía puede ser relevante. La autorización se concederá como un derecho exclusivo para un área específica y por un período de tiempo determinado.

⁴¹¹ MEYER, N. I. (2007), “Learning from wind energy policy in the EU: lessons from Denmark, Sweden and Spain”. *European Environment*, 17(5), 347-362.

El Ministerio puede encargar a Energinte.dk. la realización de los estudios de factibilidad y suministrar los resultados de los estudios a los participantes de la licitación. Los costos de los estudios serán soportados por el ganador de la licitación.

Se establece un conjunto de medidas medioambientales para los proyectos de instalación de parques eólicos marinos que requieran consultas entre las partes interesadas y siempre que los proyectos no afecten a la integridad de un área de carácter internacional en la conservación de un hábitat natural o de especies protegidas y que se presenten medidas de mitigación del impacto negativo⁴¹².

1.- Retribución a las energías renovables.

El mecanismo seguido en el establecimiento de la retribución está basado en el concepto de “*market premium*” por el que se establece una prima que complementa el precio del mercado. En general no existe una prima uniforme para cada una de las tecnologías, sino que se tiene en cuenta las características de la instalación, el año de la conexión a la red y evacuación de energía, o el origen de las autorizaciones para instalación y desinstalación, permisos o licitaciones.



Imagen. Barco-plataforma de montaje de aerogeneradores marinos.

2.- Eólica Marina.

Para la electricidad proveniente de la energía eólica cuyos permisos de instalación fueron obtenidos por la vía de la licitación, la ley destaca dos parques eólicos marinos.

⁴¹² La Ley contempla medidas de carácter técnico para las conexiones a la red, la seguridad de las instalaciones y normas relativas a la conexión a la red de aerogeneradores *off shore*, los sistemas de regulación de la producción de energía, limitaciones operacionales en la transmisión y ajustes de los desequilibrios entre producción estimada y producción real y de las pérdidas del sistema.

En el caso del parque Horns, Rev 2 puesto en marcha en julio del 2004 se concede una prima que junto con el precio de mercado asciende hasta 51,8 cDKK/kWh.

En el caso del parque eólico marino Rødsand 2, puesto en marcha en febrero de 2008, la prima más el precio de mercado asciende hasta 62,9 cDKK/kWh. Estas primas se consideran para una energía, en cada caso, de 10.000 GWh y durante un máximo de 20 años desde la fecha de puesta en marcha⁴¹³.

3.- Eólica en general.

En el caso de instalaciones eólicas en general⁴¹⁴ que se conectaron a la red antes de febrero de 2008 se contempla una prima de 10 cDKK/kWh durante 20 años. Esta prima aumenta en las instalaciones eólicas que se conectaron a la red antes de enero de 2005, cuya prima de precio más el precio promedio del mercado alcanzará como máximo 36 cDKK/kWh durante 20 años. Además se contempla en ambos casos un suplemento de 2,3 cDKK/kWh como costos de balance del sistema, excepto para instalaciones financiadas por empresas de generación.

La electricidad producida por los aerogeneradores conectados a la red, a más tardar el 31 de diciembre de 2002, obtiene una prima que junto con el precio de promedio mercado no exceda de 60 cDKK/kWh, durante 10 años a partir de la fecha de conexión y con los siguientes límites de producción de electricidad.

- 25.000 horas de plena carga para aerogeneradores con una capacidad instalada de 200 kW o menos.
- 15.000 horas de plena carga para aerogeneradores con una capacidad instalada de 201 kW hasta 599 kW,
- 12.000 horas de plena carga para aerogeneradores con una capacidad instalada de más 600 kW.

Esto no aplica a la electricidad de aerogeneradores conectados a la red de menos de 25 kW para auto consumo y para aerogeneradores financiados por las compañías eléctricas de generación.

Si antes de llegar a los 10 años a partir de la fecha de conexión, la instalación entrega el total de electricidad arriba indicado, los titulares de las plantas pueden solicitar una nueva prima que, sumada al precio promedio del mercado, no supere en conjunto 43

⁴¹³ Horns Rev 2 es un parque eólico marino situado al oeste de la península de Jutlandia que tiene una potencia instalada de 209,3 MW, con 91 máquinas Siemens de 2,3 MW. El parque Eólico marino Rødsand 2, también situado al oeste de Jutlandia tiene instaladas 90 turbinas Siemens de 2,3 MW con una potencia total de 207 MW.

⁴¹⁴ Las instalaciones eólicas deben cumplir las características y condiciones estipuladas por el Ministerio de Clima y Energía. En el caso de que los equipos no cumplan con las normas, la Ley contempla un precio conjunto (prima + precio mercado) que no excederá de 33 cDKK/kWh, con una limitación producción de 22.000 horas netas equivalentes.

cDKK/kWh, durante el tiempo restante hasta que se alcancen los 10 años. Por el contrario si la cantidad de generación de electricidad no se alcanza en los 10 años indicados, se establece para la electricidad restante una prima de 27 cDKK/kWh, que junto con el precio promedio de mercado no supere los 60 cDKK/kWh.



Imagen. Parque Eólico *onshore*

Las instalaciones de aerogeneradores en tierra, financiados por las compañías de generación conectadas a la red a partir del enero del 2000, tienen una prima más precio de un máximo de 33 cDKK/kWh, durante un periodo de 10 años de conexión a la red. En las instalaciones en aguas territoriales el conjunto prima más mercado es como máximo de 35,3 cDKK/kWh. Ambos tipos de instalaciones se benefician de una prima de 10 cDKK/kWh.

Las instalaciones de aerogeneradores de menos de 25 kW, dedicadas a generar electricidad para autoconsumo, pueden vender sus excedentes de electricidad a un precio conjunto máximo de 60 cDKK/kWh.

4.- *Desinstalación de aerogeneradores.*

La desinstalación de aerogeneradores de menos de 150 kW, sustituidos por otros de mayor potencia, realizada entre el 1 de Abril de 2001 y el 1 de Junio de 2014 será subvencionada utilizando los certificados de desinstalación. Si la instalación se conectó a la red entre marzo de 1999 y diciembre de 2003, la prima es de 17 cDKK/kWh para una generación de 12.000 horas netas equivalentes. El precio más prima no puede ser superior a 60 cDKK/kWh.

Si la instalación se conectó a la red entre enero de 2005 y diciembre de 2010 y la potencia de las máquinas a desinstalar fuese de 450 kW o inferior:

- En el caso de aerogeneradores conectados a la red antes de febrero de 2008, la prima establecida es de 12 cDKK/kWh, para una energía equivalente a

12.000 horas netas equivalentes para el doble de la potencia desinstalada. El precio más prima no puede superar 48 cDKK/kWh.

- Para aerogeneradores conectados a la red después de Febrero de 2008 hasta diciembre de 2010, la prima establecida es de 8 cDKK/kWh para una generación de 12.000 horas y una potencia del doble de la desinstalada. El precio conjunto, prima más precio, no será superior a 38 cDKK/kWh.

5.- Primas a otras fuentes de energías renovables.

En este apartado se contempla la electricidad producida por gasificación biomasa, biogás y otros equipos.

La electricidad generada exclusivamente a partir de estas fuentes de energía es objeto de una prima más precio de mercado promedio de 74,5 cDKK/kWh. En el caso de que la generación de electricidad se hiciera conjuntamente con otros combustibles, la prima es de 40,5 cDKK/kWh para la parte de electricidad generada por energías renovables. La suma de precio y precio de mercado se actualiza anualmente, a partir del año 2009, con el 60% del aumento de índice de precios del año anterior con relación al año 2007.

La electricidad obtenida por quema de la biomasa, de acuerdo con la Ley de Suministro de Electricidad 495 de junio de 2004, será subvencionada durante un periodo de 10 años a partir de agosto de 2001 para instalaciones que fueron financiadas por compañías de generación, con una prima de 30 cDKK/kWh.⁴¹⁵

6.- Precios de electricidad de Solar Fotovoltaica, Hidráulica y Energía de las olas.

Para la electricidad generada en instalaciones conectadas a la red antes de abril de 2014, la prima más el precio de mercado se limita a 60 cDKK/kWh durante 20 años.

Para instalaciones conectadas a la red después de abril de 2014, para tecnologías significativas en la expansión de las energías renovables, se contempla una prima que puede ser obtenida de acuerdo con las decisiones del Ministerio de Clima y Energía, de 60 cDKK/kWh durante 10 años y de 40 cDKK/kWh durante otros 10 años, Para otras tecnologías se contempla una prima de 10 cDKK/kWh durante 20 años de conexión a la red.

⁴¹⁵ Además hay que añadir un suplemento de precio de hasta 100 DKK por tonelada de biomasa utilizada en la generación, con un límite de subvención de 45 millones DKK por año, cantidad que remunera las instalaciones específicas realizadas para la quema de biomasa. Se contempla un suplemento de precio de 10 cDKK/kWh.



Imagen. Instalación solar fotovoltaica

7.- Promoción de energías renovables a pequeña escala.

La Ley contempla la creación de un fondo de 25 millones de DKK por año y durante 4 años, para la promoción de nuevos equipos de generación de electricidad, solar fotovoltaica, mini hidráulica de menos de 10 MW, etc., que favorezcan la expansión de las energías renovables.

36.2. Ley 1330 de 2013

1.- Energía Eólica.

La Ley 1330 de 2013 se centra en los mismos aspectos que la anterior del 2008, recogiendo muchos de los mismos, aunque tiene un carácter más regulatorio en el desarrollo de leyes anteriores con un contenido más estratégico.

En el apartado dedicado a las medidas para promover el desarrollo de aerogeneradores⁴¹⁶, consolida la protección a los residentes de viviendas permanentes o temporales e incluso de las zonas al aire libre que forma parte natural de la vivienda de los efectos y pérdida de valor de la propiedad debido a la instalación de aerogeneradores que excedan los 25 m de altura o los que se instalen en las zonas designadas como grandes parques eólicos *offshore*.

La instalación de aerogeneradores requiere que el emplazamiento cuente con la evaluación de impacto ambiental y la realización de consultas ciudadanas en las que se expliquen los efectos a los edificios próximos. No se consideran afectados los residentes en edificios que estén a una distancia mayor que 6 veces la altura del aerogenerador. En cualquier caso los aerogeneradores han de cumplir la normativa de

⁴¹⁶ SPERLING, K., HVELPLUND, F., & MATHIESEN, B. V. (2010), "Evaluation of wind power planning in Denmark—towards an integrated perspective". *Energy*, 35(12), 5443-5454.

ruido⁴¹⁷ vigente que tiene en cuenta los niveles sonoros en las bajas y altas frecuencias y en función de la velocidad del viento.

Se mantienen las ayudas del Ministerio, a través de Energinet.dk y dentro del denominado esquema verde, para la promoción de la aceptación local de la instalación de nuevos aerogeneradores en tierra conectados a la red en Febrero de 2008 o posteriormente, con un importe de 0,4 cDKK/kWh durante 22.000 hne. Los ayuntamientos pueden solicitar estas ayudas y dedicar los ingresos a la mejora del paisaje o a actividades culturales para promocionar el uso de las energías renovables. Energinet.dk ofrece garantías para la obtención de los préstamos dedicados a la realización de estudios de factibilidad, estudios de lay out, y evaluaciones técnicas y económicas de instalaciones para consumo propio en tierra o en offshore tras una convocatoria de licitación.

Los requerimientos para la instalación de aerogeneradores no varían, siendo el Estado quien concede las autorizaciones vía licitación o solicitud del interesado para realizar estudios de viabilidad y estudios medioambientales⁴¹⁸

Las primas y límites de precio de conjunto prima más mercado no han experimentado variaciones para las instalaciones en los escenarios de puesta en marcha recogidos en la Ley 2008, como es lo lógico en un país con elevados niveles de seguridad jurídica.

Las instalaciones eólicas puestas en marcha en enero 2014 o más tarde, cuentan con una prima para equipos con un factor de generación de energía de 5,6 MWh por m² de área de barrido de rotor y con un límite de 6.600 horas de 25 cDKK/kWh, con un límite de precio de 58 cDKK/kWh más una retribución de 2,3 cDKK/kWh como costos de balance del sistema. Este precio no es aplicable a instalaciones que estén dedicadas al autoconsumo o en emplazamientos *offshore*. Las instalaciones conectadas a la red entre febrero de 2008 a diciembre de 2013 tienen una prima de 25 cDKK/kWh durante 22.000 horas, más una retribución de 2,3 cDKK/kWh como costos de balance del sistema.

La retribución de la energía generada en el nuevo parque eólico offshore Anholt⁴¹⁹, es 105,1 cDKK/kWh para una producción total de 20.000 GWh y durante 20 años desde

⁴¹⁷ La normativa de ruido específica aplicable en Dinamarca está recogida en el *Statutory Order 1284 on Noise from Wind Turbines*, del 15 de diciembre de 2011

⁴¹⁸ El Ministerio de Clima y Energía se reserva la adquisición gubernamental de tierras para designar áreas, aun no autorizadas, reservadas para grandes parques offshore eólicos o para proyectos en el litoral marino. Los permisos para estudios de viabilidad se dan a las áreas donde el Ministerio considera que el uso de energía puede ser relevante. La autorización se concede como un derecho exclusivo para un área específica y el período de tiempo.

el momento de conexión. No se contempla prima, durante un máximo de 300 horas, en el caso de que el precio de mercado sea negativo. Los dos parques offshore anteriores mantienen su retribución.

Para las instalaciones eólicas puestas en marcha a partir de febrero de 2008 la prima considerada es de 10 cDKK/kWh, durante 20 años con un precio combinado no superior a 36 cDKK/kWh, más una retribución de 2,3 cDKK/kWh como costos de balance del sistema. No se dan cambios en los conceptos y cantidades de retribución en la desinstalación de aerogeneradores con respecto a lo regulado en la Ley de Energías Renovables de 2008.

2.- Biogás.

Para la electricidad generada exclusivamente a partir de biogás o gas de gasificación de biomasa la prima más precio de mercado promedio se incrementa con respecto al año 2008 hasta alcanzar 79,3 cDKK/kWh. En el caso de que la generación de electricidad se hiciera conjuntamente con otros combustibles la prima más el precio de mercado es de 43,1 cDKK/kWh para la parte de electricidad generada por energías renovables.

Se establecen primas adicionales, para supuestos de uso de combustible renovable o de mezclas, de 26 cDKK/kWh y de 10 cDKK/kWh respectivamente, teniendo en cuenta, para la obtención de dichas primas, un precio base de referencia del gas natural de 53,2 DKK/GJ. El ajuste de primas a partir del 2013, en el caso de uso exclusivo de biogás o gas de gasificación de biomasa, es de 1 cDKK/kWh por cada céntimo de DKK/GJ de gas. Similar mecanismo, con distintos valores, se aplica en otros supuestos de mezclas de combustible.

Los precios máximos se contemplan también para la electricidad generada por motores *Stirling* y otros equipos de generación de electricidad a partir de biomasa en función del uso de fuentes renovables exclusivamente o con aportaciones de otras fuentes de energía no renovables.

La suma de precio y precio de mercado se sigue actualizando anualmente, a partir del año 2009, con el 60% del aumento de índice de precios del año anterior con relación al año 2007.

Se impulsa la combustión de biomasa para generación de electricidad retribuyéndose con una prima de mercado de 15 cDKK/kWh, sin tener en cuenta si se utiliza

⁴¹⁹ Anholt, situado en el Mar del Norte, al oeste de Jutlandia, fue inaugurado en 2013. Tiene una capacidad de 400 MW y es fruto del acuerdo de febrero de 2008 "Energy Policy Agreement" entre el Gobierno de Dinamarca y todos los partidos parlamentarios excepto Danish Red-Green Alliance (Enhedslisten). Fuente Danish Energy Agency.

solamente biomasa o no. Los titulares de instalaciones de electricidad por combustión de biomasa pueden optar por recibir primas de precio durante 20 años desde la conexión a la red y como mínimo hasta diciembre del año 2018.

Las instalaciones de producción de electricidad financiadas con ayudas a la inversión de energías renovables tienen el derecho a una prima de mercado de 30 cDKK/kWh, durante un mínimo de 10 años a partir de agosto de 2001. Se mantiene la prima establecida por el Parlamento de hasta 100 DKK por tonelada de biomasa con un límite para el conjunto de 45 millones DKK/año.

3.- Energía solar, energía de las olas e hidráulica.

Las ayudas para la producción de electricidad a partir de la energía solar, energía de las olas o hidráulica no sufren modificaciones con respecto a la Ley de 2008.

Para las instalaciones que utilizan conjuntamente energías renovables con otras fuentes de energías se establece una prima, para la parte de electricidad generada con fuentes renovables, de 26 cDKK/kWh durante 20 años y un mínimo de 15 años a partir del 2004.

4.- Promoción de energías renovables a pequeña escala.

El fondo, constituido por la Ley de 2008, destinado para el desarrollo de equipos más pequeños de generación de electricidad renovable se amplía hasta el año 2015 con la misma dotación anual de 25 millones de DKK.

CAPITULO II. EL SISTEMA ENERGÉTICO.

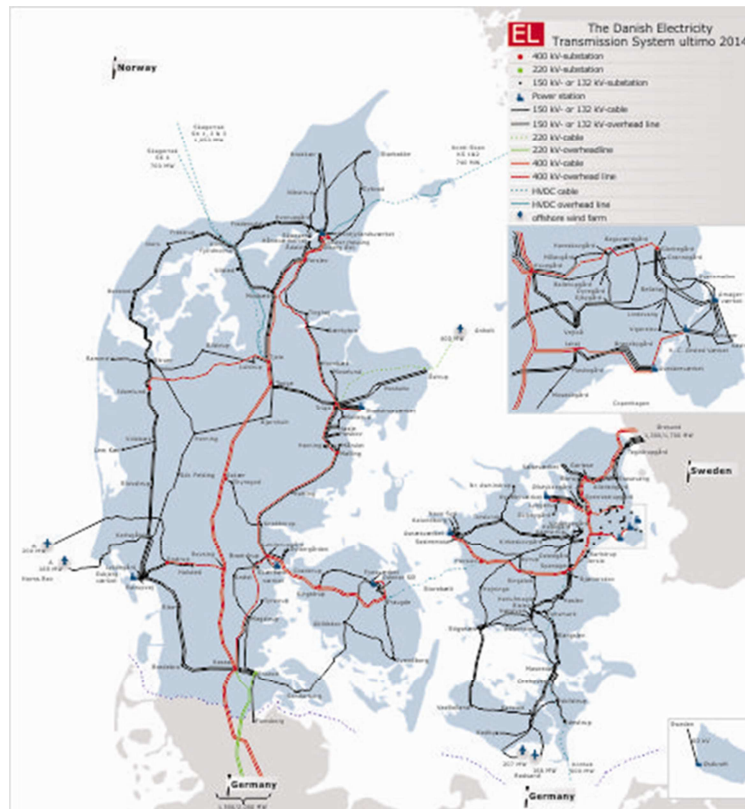
37. Sistema Eléctrico.

37.1. Redes Electricas

El sistema de transmisión esta soportado en la red de alta tensión a 400 kV y 220 kV La línea principal de doble circuito de 400 kV en Jutlandia recorre desde la frontera alemana hasta Aalborg con ramificaciones a Esbjerg e Idomlund, y al Este hacia Aarhus y Odense, desde donde se extiende mediante línea submarina de alta tensión en corriente continua, HVDC, hasta Herlev en Zealand. Las líneas de 400 kV tienen una configuración radial mientras que la transmisión a 200 kV tiene una configuración en anillo⁴²⁰.

⁴²⁰ En conjunto la extensión de la red es de 4.900 km de líneas aéreas y 1.900 de cable subterráneo o submarino con un total de 185 subestaciones de transformación a media tensión 150 kV- 132 kV.

Gráfico 15. Sistema de Transmisión en Dinamarca.



Fuente: Energinet dk.

Dinamarca está interconectada en alta tensión a las redes Europeas, con Noruega y Suecia mediante líneas HVDC submarinas y con Alemania, no solo desde Jutland, sino también por medio de una línea submarina desde Zealand. Los parques eólicos marinos Horns y Anholt y Rødsand también están interconectados al sistema por líneas HVDC. La conexión interna entre Jutland-Fionia y Zealand es una línea de 400 kV de corriente continua con una capacidad de transmisión de 600 MW⁴²¹.

⁴²¹ El sistema de energía danesa del Este (Zealand) se sincroniza con el sistema nórdico de la energía. El sistema de energía de Dinamarca occidental (Jutland-Fionia) se sincroniza con el sistema europeo continental.

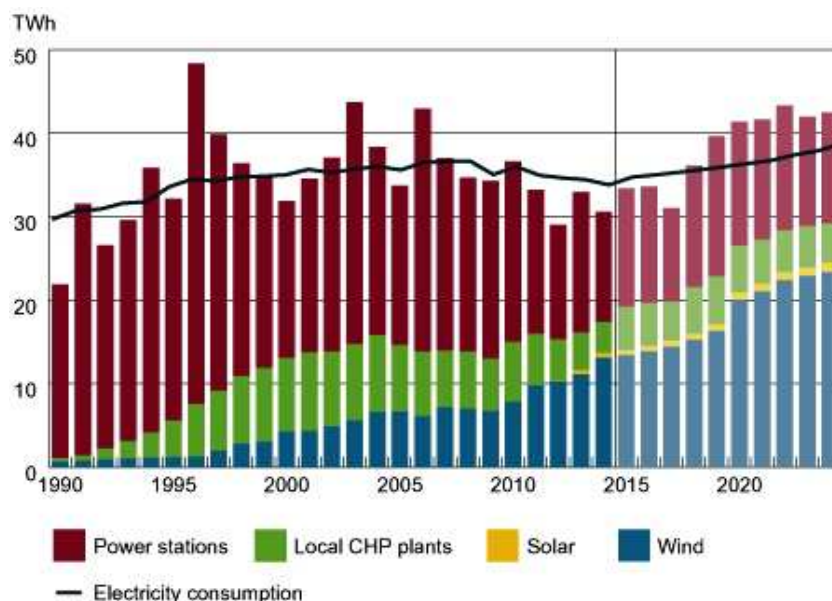
Gráfico 16. Sistema de generación y transmisión.



Fuente: DEA

En situaciones de un exceso de energía eólica, Dinamarca exporta electricidad a Suecia, Noruega y Alemania países que importan esta electricidad para mantener sus reservas hidráulicas en el caso de Suecia o Alemania o para reducir la generación convencional en Alemania.

Gráfico 17. Capacidad de Generación de Electricidad



Fuente: Energinet.dk

Este intercambio de energía es recíproco y obliga a Dinamarca en el marco de sus objetivos estratégicos 2050 a reforzar sus interconexiones actuales y a crear nuevas interconexiones con Inglaterra y Holanda, como veremos algo más adelante al tratar de los proyectos ENTSO-E de expansión de la red.

Las actuales interconexiones con países de la UE son:

1.- Interconexión de Dinamarca occidental con Suecia.

La interconexión occidental a Suecia desde Jutland, Konti-Skan, consta de dos conexiones de 285 kV de corriente continua con una capacidad de transmisión total de 740 MW. La capacidad de exportación de Jutlandia es de 740 MW, y la capacidad de importación es de 680 MW. Se instalaron las dos conexiones en 1965 y 1988. En 2006, se reemplazaron los equipos de las subestaciones relativas a la interconexión más antigua, lo que aumentó la capacidad de transmisión total de 740 MW de la anterior 630 MW.

2.- Interconexión oriental con Suecia.

La interconexión oriental a Suecia se establece mediante cuatro conexiones: dos conexiones HVDC submarinas de 400 kV y dos conexiones de cable 132 kV (líneas instaladas en el período 1951-1964). Zealand tiene una capacidad de exportación de 1.700 MW a Suecia y una capacidad de importación de 1.300 MW. La interconexión a Suecia es también un enlace a la red nórdica.

3.- Interconexión con Noruega.

La interconexión a Noruega, Skagerrak, consta de tres conexiones de CC con una capacidad de transmisión total de 1.000 MW. Las dos primeras interconexiones de 250 kV y 250 MW se establecieron en 1976-1977, y la última interconexión de 350 kV y 500 MW se estableció en 1992.

4.- Interconexión entre la isla Bornholm y Suecia.

La interconexión consiste en un cable mar 60 kV, una conexión de corriente alterna con una capacidad térmica de 60 MW.

5.- Interconexiones con Alemania.

La interconexión a Alemania desde Zealand Kontek es una línea de DC 400 kV (corriente continua) con una capacidad de transmisión de 600 MW; se instaló en 1995 en colaboración con la empresa alemana 50Hertz transmisión. Energinet.dk es propietaria de la estación convertidora danesa AC / DC de Køge y de la línea DC hacia el norte.

La interconexión con Alemania desde Jutland se compone de cuatro conexiones de corriente alterna. Dos conexiones de 400 kV que parten de Kassø se establecieron en 1978. Dos conexiones de 220 kV que parten de Kassø y la central eléctrica de Ensted, respectivamente, que se establecieron en 1965 y 1961. Además de las cuatro conexiones de CA, hay una conexión adicional de 150 kV a partir de Central eléctrica de Ensted a la ciudad de Flensburg.⁴²²

En conjunto, las interconexiones con Alemania, Suecia y Noruega tienen una capacidad de intercambio de 5.286 MW. A esta capacidad habrá que añadir, si finalmente los proyectos presentados a ENTSO-E pasan la fase de análisis de viabilidad, otros 5.600 MW de capacidad de intercambio más.

⁴²² La capacidad de transmisión total se determina por las congestiones en las redes de los alrededores y es normalmente de 1.780 MW en dirección sur (exportación) y 1.500 MW en dirección hacia el norte (importación).

Gráfico 18. Interconexiones con red europea.



Fuente: Energinet.dk

37.2. Expansión de la Red.

Energinet.dk publica cada dos años en diciembre un informe de instalación, *Installation Report*, con una perspectiva a 10 años, así como un Plan de Desarrollo de la Red con un horizonte de 20 años. En 2015 este Plan de Desarrollo de la Red aún no estaba finalizado a falta de clarificación del plan de acción de líneas subterráneas o submarinas, *Cable Action Plan*. El informe *Installation Report* y el Plan de Desarrollo de la Red coordinadamente, permiten asegurar la puesta al día de la información entre la planificación de desarrollo y el status de implementación de proyectos.⁴²³

La Estrategia Energética para 2035 establece el marco de la estructura de la red y la puesta en marcha de proyectos de maduración y elección de soluciones que encajan en una estructura de red interconectada para la general red de transmisión por encima de 100 kV. Los proyectos en el Plan de Desarrollo de la red comprenden tanto soterramiento de las líneas aéreas como su expansión y reinversión, que se incluyen en cartera de proyectos de Energinet.dk para futuros proyectos de maduración, cuya aprobación corresponde al *board* de Energinet.dk y a la Agencia Danesa de Energía.

La red europea de transmisión ENTSO-E, publica cada dos años un Plan Decenal de Desarrollo de la Red que recoge los planes de inversión en los principales proyectos

⁴²³ MATHIESEN, B. V., LUND, H., & NØRGAARD, P. (2008), "Integrated transport and renewable energy Systems". *Utilities Policy*, 16(2), 107-116.

de infraestructura Eléctrica. Los proyectos de interconexiones, incluidos en este Plan Decenal, afectan a países con diferentes áreas de precios, así como a las conexiones nacionales de común importancia europea regional.⁴²⁴ Dinamarca contribuye a los planes de inversión regional en el Mar del Norte y regiones del Mar Báltico y por lo tanto también al Plan Decenal.

El Gobierno de Dinamarca, en base al Plan Decenal de ENTSO-E y a los Informes de Instalación de Energinet.dk, estudia la viabilidad económica y técnica de los proyectos y la disposición de las participantes en alcanzar acuerdos vinculantes⁴²⁵. En el periodo 2016-2025 hay en estudio 210 proyectos de más de 1 millón de DKK de inversión con un total de inversión de 39.173 millones de DKK⁴²⁶.

Energinet.dk. informa de los proyectos de nuevas interconexiones con las redes europeas:

- El Proyecto Viking Link explora las posibilidades de una conexión eléctrica submarina de más 650 km., a un tensión de 400 kV y 1.400 MW de capacidad entre Dinamarca y el Reino Unido, que impulsaría la competitividad entre los mercados eléctricos Nordic y British. La consulta pública se ha iniciado en abril de 2016 y su conclusión tendrá una duración estimada de 6 semanas.
- Línea Kassø frontera Alemania. Energinet aprobó en Enero de 2015 el proyecto de aumento de tensión de 220 kV a 400 kV de la línea existente entre Kassø y la frontera alemana y en consecuencia la capacidad de transporte a 2.500 MW. El plan contempla la finalización de la instalación en 2020. La evaluación del proyecto ha puesto de manifiesto la conveniencia de reforzar la conexión de la costa oeste de Jutland a 3.500 MW en ambos sentidos.
- Aseguramiento de suministro a Copenhague. El suministro de electricidad en Copenhague puede verse afectado por la disminución de capacidad de generación en los próximos años. El suministro de reserva a 132 kV no tiene una capacidad suficiente para atender la demanda. Se estudia una reinversión en esta línea en los próximos años.
- Skagerrak 4. Actualmente hay tres cables de alimentación eléctrica entre Dinamarca y Noruega, lo que representa una capacidad total de aprox. 1.000 MW. Los operadores de redes de transporte en Dinamarca y Noruega han

⁴²⁴ La ENTSO-E, la Red Europea de Operadores de Redes de Transporte, representa a 42 operadores de redes de transporte de electricidad de 35 países de toda Europa. La ENTSO-E fue establecida y recibió los mandatos legales del tercer paquete legislativo de la UE para el mercado interno de la energía en 2009, que tiene como objetivo una mayor liberalización de los mercados de gas y electricidad en la UE.

⁴²⁵ En este enlace se pueden consultar la lista de proyectos de transmisión en estudio por ENTSO-E <https://www.google.es/#q=new+cable+projects+ENTSO-E+Denmark>.

⁴²⁶ De ellos, los de mayor presupuesto de inversión son los relacionados con la red y en particular los relacionados con las conexiones internacionales, el reforzamiento de las redes y los destacados en el Cable Action Plan y mejora visual de las líneas eléctricas.

decidido construir un nuevo cable de alimentación entre los dos países con una capacidad de 700 MW.⁴²⁷

- **COBRA Cable.** La línea conectará Dinamarca con Holanda, lo que sería el primer paso en el camino hacia el establecimiento de una red de transporte en el Mar del Norte capaz de soportar la expansión de la energía eólica y el fortalecimiento de la red de transporte de electricidad. La línea HVDC está diseñada para un nivel de tensión de 320 kV y una capacidad de transmisión de 700 MW. El presupuesto total de aprox. 4,7 mil millones de coronas danesas, el proyecto es una de las grandes inversiones de Energinet.dk en los próximos años.

37.3. Capacidad instalada.

La generación de electricidad procede principalmente de plantas de generación térmica e instalaciones a partir de fuentes de energías renovables, eólica, solar y biomasa, con una muy pequeña participación de la energía hidráulica, tanto embalsada como fluyente. Las plantas CHP, que no estén incluidas en el epígrafe plantas térmicas, se consideran como dentro de la generación renovable.

En el Cuadro 1 podemos observar que la capacidad instalada en energías renovables es próxima a la capacidad térmica, con un fuerte ascenso de la potencia instalada en eólica total y que marca la tendencia para los próximos años de acuerdo con la Estrategia 2050.

Si aplicamos a cada tecnología los factores de planta habituales en el sector⁴²⁸ obtendremos un capacidad potencial de generación de 86.364 GWh año, de los que la tecnología térmica con un 54,3 % de la capacidad instalada tiene un potencial de generación de 58.204 GWh (67,3 % del total), mientras que la capacidad renovable, con el 45.7 % de capacidad instalada tiene un potencial de generación de 26.160 GWh (32.7% del total). En conjunto la sobrecapacidad instalada con respecto a la demanda anual de 2015 (30.615 GWh /año) es de 55.749 GWh año, es decir un 64,5 % de la capacidad instalada no produce. De esta situación surgen las siguientes reflexiones:

⁴²⁷ El cable asegura una mejor utilización de la energía eólica, acorde con su expansión en Dinamarca, y fortalece la competencia en el mercado de la electricidad. La longitud de la línea submarina es de 140 km a los que se añaden 112 km. más por tierra El presupuesto total estimado es de 2.800 millones de coronas danesas.

⁴²⁸ El factor de planta de las plantas térmicas se ha considerado entre el 70 %y 80 %. En energía eólica *onshore* se considera de un 25% y en *offshore* del 46%. En Fotovoltaica se puede aceptar un factor del 12%.

Cuadro 1. Capacidad de Generación de Electricidad.

Capacidad de Generacion	Total	%	Total	%
Tecnologías térmicas y gener.directa	termica	total	no térmica	s/fuentes
2014 MW				
Carbón	4.790,9	27,3		50,3
Petróleo	1.051,2	6,0		11,0
Gas Natural	2.314,0	13,2		24,3
Residuos	363,8	2,1		3,8
Biogás	91,4	0,5		1,0
Biomasa	915,6	5,2		9,6
Total Potencia Termica	9.526,9			54,3
Eolica Onshore		20,7	3.620,0	45,2
Eolica Offshore		7,3	1.271,0	15,9
Fotovoltaica		4,5	785,0	9,8
CHP		13,1	2.300,0	28,7
Hidraulica		0,1	26,1	0,3
Total Potencia Generacion directa		100,0	8.002,1	45,7
Total Potencia Instalada MW	17.529,0			

Fuente: Energinet. Rocki Martin Oulet. Elaboracion propia

- La generación distribuida CHP, por su propia naturaleza de dispersión y tamaño, requiere de un mayor número de instalaciones y en consecuencia de una mayor potencia total instalada, lo que contribuye de una forma importante a este ratio de sobrecapacidad. En los meses más cálidos disminuye la generación de calor y también se genera menos electricidad.
- Desde los datos expuestos no parece justificarse la necesidad de las interconexiones para garantizar el suministro.
- Un proceso de reconversión del sector de generación tradicional hacia la generación a partir de las energías renovables tiene unas secuencias que no siempre pueden ser controladas por los poderes públicos, ya que las plantas con bajo nivel de operación son de propiedad privada.

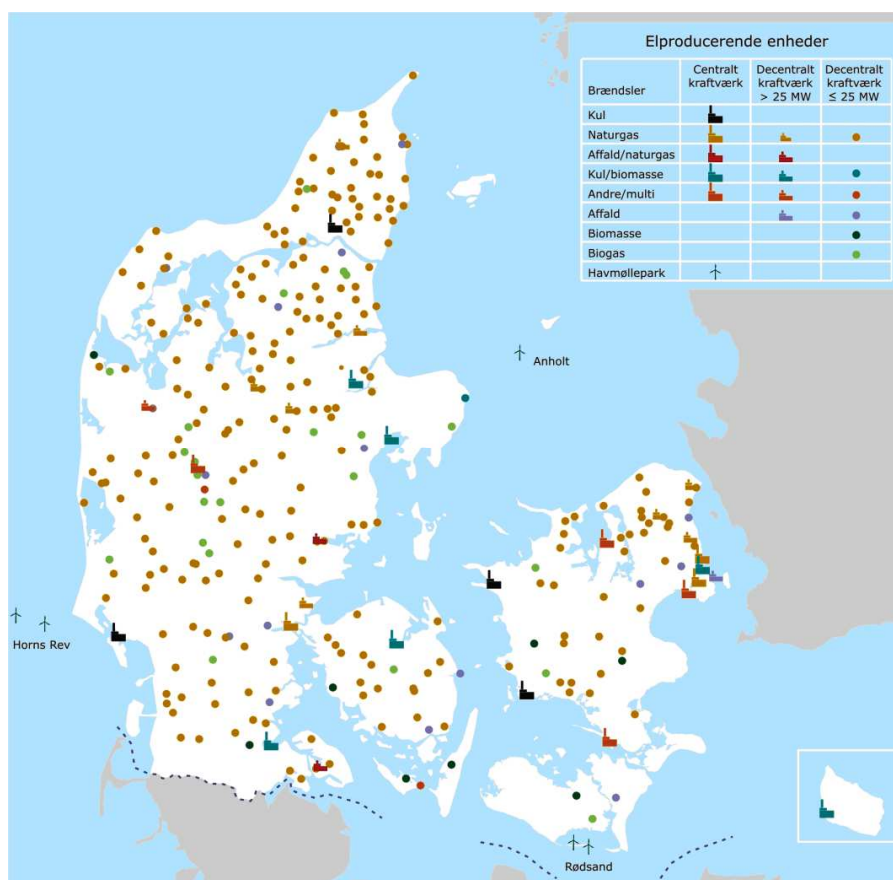
No conocemos ningún ejercicio de prospectiva energética, ni de la configuración necesaria del sistema, en el año 2035 en la que se haya realizado una previsión de la demanda térmica y eléctrica como consecuencia de los modelos económicos y demográficos, y la evolución de la generación distribuida, el CHP, la acumulación de energía, etc. que permita analizar la potencia necesaria para la generación de calor y electricidad, la capacidad de reserva, las necesidades de interconexión, tanto para el

consumo propio como para la energía pasante y los escenarios de precios de electricidad en función de las inversiones.

37.4. Generación de Electricidad.

Es de destacar que la generación de energía eólica supone un 74.5% del total de electricidad renovable. La madera representa el 11,6 %. La energía solar fotovoltaica solo representa un 3,5% pero con una tendencia creciente porque los bajos costos de instalación permiten precios competitivos de electricidad pese a la limitación del recurso⁴²⁹ . El conjunto de las energías renovables generan el 56,6 % de la electricidad total generada en Dinamarca.

Gráfico 19. Localización de las plantas de generación de electricidad



Fuente: Energinet.dk

⁴²⁹ Según los datos de ISPRA en Copenhague hay un radiación equivalente a 1.380 kWh/m², algo menos que en San Sebastián y lejos de los 2.140 kWh/m² de Badajoz.

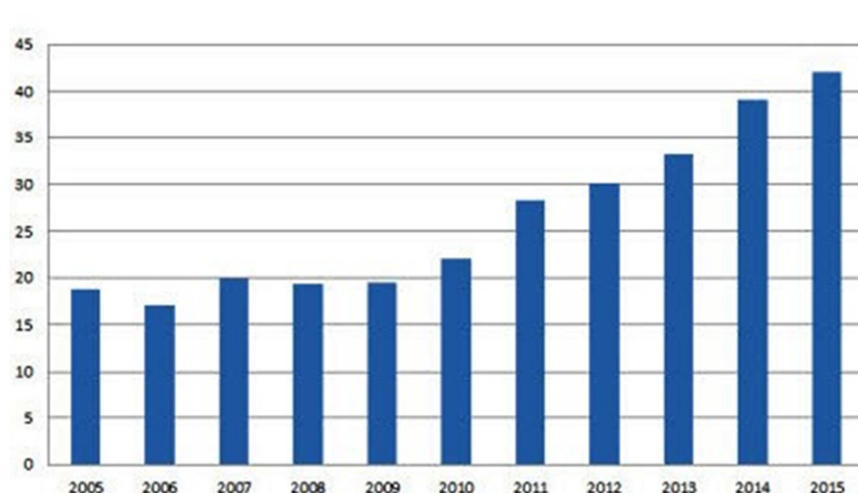
Cuadro 2. Generación y Demanda de Electricidad.

Generación y Demanda Electricidad GW/h	2013	% total	2014	% total
Plantas Térmicas	16.633	50,8	13.281	43,4
CHP	4.468	13,6	3.643	11,9
Eólica Onshore	6.772	20,7	7.913	25,8
Eólico Offshore	4.351	13,3	5.165	16,9
Fotovoltaica	518	1,6	597	2,0
Hidráulica	15	0,0	16	0,1
Total Generacion	32.757		30.615	
Importación	1.061	3,1	2.855	8,5
Consumo	34.037		33.471	

Fuente: Energinet. Elaboracion propia

Es muy significativa la evolución de la generación de electricidad a partir de energía eólica que en tan solo 10 años ha duplicado su participación en la generación de electricidad.

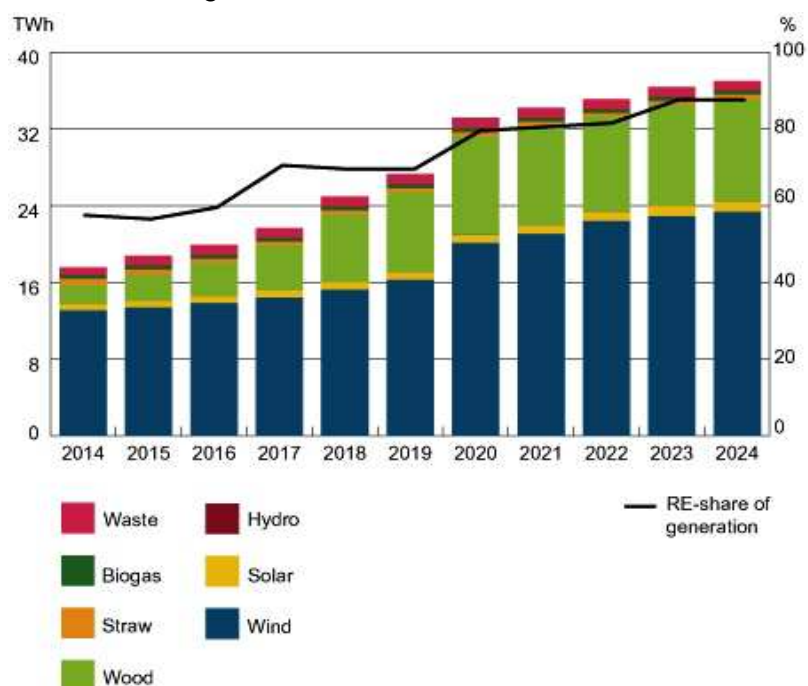
Gráfico 20. Evolución de Generación Electricidad Eólica en 2005-2015.



Fuente: Energinet. Elaboración propia.

El gráfico siguiente nos ilustra acerca de la previsión, desde el año 2014 al 2024, del origen de la energía eléctrica renovable. En el año 2024, la energía eólica y la biomasa, utilizando como fuente primaria la madera, aportarán más del 90 % de la generación de electricidad por renovables. Destaca el bajo nivel de participación en el mix del biogás y la fotovoltaica.

Gráfico 21. Evolución de la generación renovable



37.5. Mercado de Electricidad.

1.- Organización del Mercado Eléctrico.

El mercado eléctrico en Dinamarca está integrado en el mercado Nord Pool, que opera la compraventa de electricidad de Suecia, Noruega, Finlandia, Dinamarca, Estonia, Lituania y Finlandia⁴³⁰ y los intercambios con otros países interconectados. Responde a las exigencias de un sistema eléctrico ampliamente interconectado en el que la previsión de generación y demanda, con fuerte participación de generación de energías renovables muy dependientes del clima, se convierte en un ejercicio complicado a pesar de los avances meteorológicos y estadísticos. Las interconexiones cubren los déficits de electricidad y permiten la exportación de la energía no acumulable, lo que requiere un ejercicio preciso de balance del sistema.

El operador del sistema en Dinamarca, Energinet.dk, es el organismo responsable del suministro de electricidad de acuerdo con las leyes de suministro de electricidad, y de la regulación y supervisión de la operación del mercado mayorista y minorista⁴³¹.

Nord Pool ha dividido el área de mercado de los países nórdicos en áreas de licitación y Dinamarca está dividida en dos zonas separadas por el Gran Belt. Cuando hay una falta de capacidad de transferencia (congestión), el área nórdica se divide en varias zonas de precios (*market splitting*), que pueden consistir en una o varias áreas de

⁴³⁰ Nord Pool está configurado actualmente en 15 áreas geográficas.

⁴³¹ Los operadores del sistema TSO en cada país son: Statnett SF (Noruega), Svenska Kraftnät (Suecia), Fingrid (Finlandia), Energinet.dk (Dinamarca), Elering (Estonia), Litgrid (Lituania) y AST (Letonia).

licitación⁴³². Una de las consecuencias de ello es que todo el comercio físico entre las áreas debe tener lugar a través de Nord Pool. Esto es debido al hecho de que los intercambios de potencia tienen la función de optimizar el flujo entre varias zonas de licitación en el mercado nórdico, teniendo restricciones de capacidad en la red de transmisión en consideración.

Durante 2015 se han negociado más de 489 TWh, de los cuales 374 TWh fueron operados en el mercado spot “*market day-ahead*”, 5 TWh en el mercado intradiario y entre Nord Pool y Alemania y 110 TWh en el mercado spot de Reino Unido.

Las partes responsables del balance del sistema, BRP⁴³³, o agentes del mercado, productores, el sistema de distribución y suministro, consumidores finales, mercado de intercambio de electricidad Nord Pool, etc., deben de formalizar acuerdos con Energinet.dk sobre las responsabilidades de los ajustes del sistema, de los desequilibrios financieros que se produzcan y de las actividades específicas como la producción, el consumo o el comercio.

2.- Equilibrio del Sistema. Balancing

El propio mercado es, en sí mismo, un mecanismo que permite el equilibrio del sistema, al conciliar en términos energéticos la demanda con la oferta. Pero, a pesar de ello, es una misión de los TSO de cada país mantener el equilibrio del sistema. Energinet.dk en Dinamarca, y lo demás operadores del sistema, ponen en marcha sistemas de reducción de las ofertas y de compensación que se utilizan para equilibrar la red de alimentación.⁴³⁴

Una situación que surge con cierta frecuencia, al menos en Dinamarca, es que la oferta de electricidad sea superior a la demanda debido a que en un momento determinado la producción de electricidad renovable es elevada, (dado que las energías eólica y solar tienen por su naturaleza prioridad de despacho). Una de las opciones de la bolsa de energía es reducir las ofertas de ventas con un criterio de proporcionalidad lo que tiene un efecto en los precios de la electricidad hasta llegar al precio más bajo del mercado spot. Estas circunstancias han llevado a los productores

⁴³² Las áreas en las que se divide se recogen en el Gráfico 21 en el que se pueden ver los flujos de electricidad entre áreas, negociados en el mercado *day ahead* para el 9 de junio de 2016 a un precio del sistema de 201,15 DKK (27,05 €/MWh).

⁴³³ Hay 38 empresas calificadas como BPR. Todas ellas operan en el mercado. 13 son empresas de producción y de ellas la mayoría son también consumidoras de electricidad para su balance energético.

⁴³⁴ MUNKSGAARD, J. (2013), “System and market integration of wind power in Denmark”. *Energy Strategy Reviews*, 1(3), 143-156

de electricidad a operar sus plantas de una forma flexible adaptando la generación de electricidad al consumo.⁴³⁵

En evitación de los problemas de congestión de la red de transporte, Energinet.dk y el resto de la TSO del mercado Nord Pool utilizan un sistema de compensación por medio de la compra y venta puntual de energía en el mercado intradiario mayorista que evita los efectos negativos de inestabilidad en el mercado eléctrico. Las TSO asumen los costos de las conexiones de compensación.

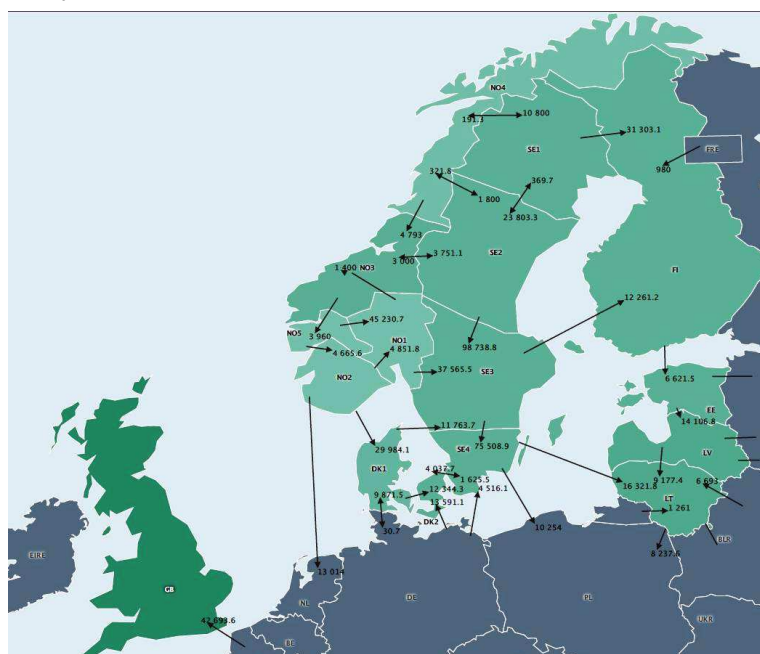
3.- *Balancing services.*

El mercado eléctrico Nord Pool opera con tres distintos modelos: el mercado minorista spot, (Elspot), o mercado del día siguiente (“*day-ahead market*”), que cubre la mayor parte de las operaciones de compraventa de electricidad, el mercado mayorista Elsbas, también conocido por mercado del día (*intraday market*) y el mercado de reserva de capacidad y potencia.

4.- *Mercado minorista Elspot.*

En el mercado Elspot, *day-ahead*, de Nord Pool operan más de 380 compradores y vendedores de 20 países, que envían cada día más de 2.000 órdenes de compra y venta de energía de acuerdo con sus estimaciones de producción y necesidades de compra de energía.

Gráfico 22. Áreas y volúmenes de Mercado interior.



Fuente Energinet, dk.

⁴³⁵ Las plantas de generación de electricidad a partir de carbón, gas y biomasa han desarrollado sistemas de producción que les permite trabajar a un mínimo de su capacidad y elevar su régimen de operación en función de la demanda.

En el mercado Elspot se negocia el precio para la entrega de energía del día siguiente. La operación del mercado spot se repite todos los días con un esquema y un horario determinados. Antes de las 10:00, los operadores del sistema de transmisión TSO de los países nórdicos anuncian la capacidad disponible para el mercado spot para el día siguiente. Energinet.dk publica cada día una previsión de consumo de electricidad para el día siguiente de operación que cubre el total del consumo, incluyendo las pérdidas de transmisión, en cada una de las dos zonas danesas, DK1 este y DK2 oeste, previsión que puede consultarse en la página web de Nord Pool.

Los participantes hacen sus órdenes para cada hora pudiendo poner sus órdenes hasta con 12 días de anticipación doce días por delante, cerrándose la ventana para introducir órdenes a las 12 horas del día anterior.

El comercio se basa en tres diferentes tipos de órdenes: órdenes por hora individuales, las órdenes en bloque y órdenes por hora flexibles. Los usuarios pueden utilizar cualquiera o una combinación de los tres tipos de órdenes para satisfacer sus necesidades. Cuando todos los miembros han presentado sus órdenes, se introducen en un sistema informático, que calcula para cada franja horaria y mediante un algoritmo específico avanzado, *Euphemia*, el punto de casación de la curva de precios de compra y venta para todas las áreas de licitación. El sistema informático determina y calcula los precios del Sistema y los precios por Áreas. Los precios del Sistema y por Área se calculan y publican a las 13 horas para cada una de las próximas 24 horas.

5.- Mercado diario. Elbas.

En este mercado mayorista, la mayor parte del comercio de electricidad se lleva a cabo en la bolsa común, Nord Pool, que es propiedad de los operadores de redes de transporte en los países nórdicos. El productor vende la electricidad, ya sea directamente a un proveedor de electricidad, a Nord Pool, o compra a Energinet.dk en el mercado de la energía de regulación. Esto permite a Energinet.dk mantener y crear el equilibrio en el sistema eléctrico y garantizar la seguridad del suministro.

En Elbas, la electricidad puede ser objeto de comercio hasta una hora antes de la hora de entrega. El propósito de Elbas es hacer posible que los participantes compren y vendan cuando sea necesario con el fin de garantizar el equilibrio hasta la hora de la entrega, por ejemplo, en caso de cortes⁴³⁶.

6.- Mercado de reserva de capacidad y potencia.

⁴³⁶ Además de ser capaz de asegurar un equilibrio apropiado de compra y venta en Elbas, los participantes daneses también pueden hacer transacciones bilaterales hasta una hora antes de la entrega hora. Las transacciones bilaterales sólo pueden hacerse dentro de cada área de oferta. En el mercado Elbas, los participantes pueden comerciar entre ellos mismos en equilibrio cuando Elspot está cerrado.

Se entiende por capacidad de reserva la capacidad de producción o consumo ofrecido previamente por las partes responsables de balance a disposición de las TSO, Energinet.dk en Dinamarca, a cambio de un pago por disponibilidad de una planta de generación para producir energía en un momento determinado o de su disponibilidad para reducir su generación de electricidad. Se incluye la venta de energía a consumidores con capacidad para absorber los excedentes de electricidad⁴³⁷, como consecuencia de situaciones puntuales de difícil previsión.

Los participantes del mercado envían sus ofertas a los TSO y al NOIS (Sistema de Información de Operación Nórdica) para la regulación ascendente y descendente en el volumen ofrecido (MW) y del precio de activar la potencia de respaldo, que por lo general son precios marginales. Si se presenta la necesidad de regular la potencia, se activa la oferta más baja entre las ofertas enviadas. Cuando es necesario regular el sistema a la baja vende el excedente al precio más alto del mercado spot.

7.- Mercado al consumidor. Retail market.

Es un mercado en proceso de creación y organización como nuevo modelo de mercado minorista al detalle que se orienta al mayor beneficio del consumidor estimulando la competencia y la innovación en productos y servicios. A partir del 1 de abril de 2016, los consumidores sólo recibirán una factura de electricidad y tienen un punto de contacto con el mercado de la electricidad a través del proveedor.

La reforma del mercado detallista fue decidida por el Parlamento danés en 2012 a partir de una propuesta del Gobierno elaborada por Energinet.dk. con la colaboración de los agentes del mercado, las autoridades e instituciones energéticas, que promovieron los cambios de las reglas de mercado y la participación en el de las tecnologías de información, Data HUB, que facilitan el intercambio de información entre agentes del mercado al por menor lo que desempeña un papel fundamental en hacer posible el nuevo diseño del mercado que está permitiendo la eliminación de los precios regulados.

Los consumidores obtienen un acceso más fácil a sus datos de consumo y herramientas de comparación propia, y pueden decidir si otras compañías o instituciones independientes deben tener acceso a sus datos. Aproximadamente 1,8 millones de consumidores daneses tienen un contador inteligente instalado (100% antes de 2020); el siguiente paso es permitir la facturación basada en valores del contador por hora y los precios.

⁴³⁷ En estas compras de electricidad en momentos puntuales las actividades de acumulación de energía juegan un papel importante. También actividades o procesos industriales que pueden ponerse en operación aprovechando precios de electricidad reducidos.

Energinet.dk, como responsable del buen funcionamiento del mercado minorista de la electricidad, participa en el trabajo que tiene el propósito de asegurar que el mercado de electricidad a los consumidores ofrece los mejores productos, precios y condiciones en el mercado de la electricidad⁴³⁸. Energinet.dk es responsable de establecer las normas que se aplican al mercado minorista dentro del marco de la Orden Ejecutiva sobre el funcionamiento del sistema de transmisión y el uso de la red de transporte de electricidad, etc.. Las iniciativas recientes incluyen:

- Introducción de un DataHub, que entre otras cosas tiene el propósito de facilitar el cambio de suministrador de electricidad.
- La participación en el relanzamiento de la Elpristavlen (página web en la que se puede comparar precios de la electricidad).
- La participación en el establecimiento de un estándar para la promoción de la energía verde.
- Participar en la creación de un mercado común nórdico de la electricidad al por menor.

La Ley de Suministro de Electricidad ha sido modificada, lo que significa que la supervisión de los precios regulados por defecto para los clientes de la electricidad, que no están activos en el mercado de DERA, ha cambiado. El sistema de obligación de suministro incluyendo el producto específico obligación de suministro se suprime a partir del 1 de abril de de de 2016.

38. Sistema Gas.

38.1. Situación de la extracción de gas.

Dinamarca tiene 19 campos de petróleo y gas en el Mar del Norte, de los cuales 17 son explotados por la compañía petrolera danesa *Maersk Oil and Gas*⁴³⁹ y 4 campos operados por *Dong Energy* y *Amerada Hess Corporation*.

⁴³⁸ El precio medio de la electricidad para los consumidores incluyendo IVA, impuestos y PSO (producto regulado) aumentó en un 2,3 por ciento desde 29,66 euros / kWh en 2013 a 30,36 euros / kWh en el año 2014, a pesar de una caída del 5,6 por ciento 2013-2014 en el precio de la energía. La caída en el precio de la energía no se entendió por la Autoridad Reguladora de Energía de Dinamarca 2015 cuando se había producido un aumento del apoyo a la producción de electricidad respetuosa del medioambiente y la investigación (PSO) de 24,3 por ciento.

DERA preparó una nueva orden ejecutiva, implementada a final de 2015, que ofrece a los consumidores la posibilidad de recibir una factura simplificada con el objetivo de dar a los consumidores una mejor comprensión de los elementos de precio y un incentivo por participar en el mercado de la energía.

⁴³⁹ *Maersk Oil and Gas*, que desde 1986 tiene el control de Dansk Undergrunds Consortium, compañía propietaria de los campos petrolíferos daneses, un consorcio entre el *AP Moller-Maersk A / S* (31,2%), *Shell Oil* y *Gasudvinding Danmark B.V* (36,8%), el fondo danés de petróleo y gas *Nordsøfonden* (20%) y *Chevron Dinamarca Inc.* (12%).

Como ya he comentado anteriormente, la producción de gas en los yacimientos en el Mar del Norte está declinando y se ha estimado que las reservas actuales, teniendo en cuenta las medidas de eficiencia energética y desarrollo de otras fuentes de gas, alcanzarán hasta el año 2040. Esta situación lleva al gobierno danés a contemplar acciones que permitan el suministro de gas durante la transición hacia 2050 en un escenario de cero emisiones. La situación geoestratégica de Ucrania es clave para la importación del gas ruso a través de la red alemana.

Maersk Oil y sus socios han invertido 800 millones de USD en una nueva plataforma de extracción en el campo Tyra Sureste, conectada mediante un puente a la plataforma Tyra Sudeste existente. La producción comenzó en marzo de 2015, y durante los próximos 30 años se espera que se extraigan unos 50 millones de barriles de petróleo equivalente. El complejo Tyra es un centro de una serie de instalaciones más pequeñas y más del 90 por ciento del gas de Dinamarca - 60.000 barriles equivalentes de petróleo el año pasado - se procesa a través de este campo.

Recientemente, en Marzo de 2016, la compañía Maersk Oil ⁴⁴⁰ ha amenazado con cerrar el campo de Tyra en Octubre de 2018 si no se encuentra en este año una solución económica competitiva para mejorar las instalaciones ya antiguas, aduciendo que el campo se aproxima al final de su vida útil después de más de 30 años de producción y debido a la subsidencia del depósito subterráneo de arcilla y carbonato cálcico. Según Maersk Oil la caída de los precios del petróleo, no solo hace no rentable la extracción sino que la situación obliga a realizar nuevas inversiones para hacerla más eficiente.

El problema tiene en origen una componente económica⁴⁴¹ adicional, causada por la subida de los impuestos que el anterior gobierno aplicó al petróleo y el gas en el año 2013, por lo que el Estado ahora recibe alrededor del 65 por ciento de las ganancias de la producción. El Gobierno contempla una propuesta de la industria por la que las inversiones en el Mar del Norte deberían ser elegibles para la obtención de un crédito fiscal o aplazamiento de los impuestos.

⁴⁴⁰ La agencia Reuters recogía el 4 de abril de 2016 la voluntad del Gobierno danés de dar una solución al problema con Maersk. Otro elemento en escena es que la mayoría de la empresa eléctrica estatal DONG Energy formalizó un contrato para construir una plataforma de petróleo y gas para su campo Hejre, posponiendo indefinidamente el importante desarrollo *offshore* Dinamarca. Maersk Oil ha sido citado en los medios daneses como un posible comprador del 60 por ciento de participación de DONG en el proyecto Hejre.

⁴⁴¹ El gobierno está tratando de calmar a la opinión pública, acerca de la garantía de suministro de gas, haciendo ver que las conexiones con Alemania y Suecia son suficientes para atender la demanda e investigando alternativas de reforzamiento de las interconexiones. Se reconoce que en el futuro los consumidores daneses comprarán gas fuera de sus fronteras. "Suecia, Finlandia y Bélgica, como ejemplo, no tienen gas propio y llevan años disfrutando de una seguridad de suministro", dijo a los informadores el CEO de Energinet.dk

38.2. Capacidad de transmisión.

La entrada de los gasoductos Tyra y Syd Arne a la planta de tratamiento de gas de Nybro es 32,4 millones de Nm³/día. Desde esta planta se distribuye a la red general de suministro de gas que tiene similar estructuración geográfica que la red eléctrica: un ramal desde la frontera alemana hasta el norte en Aalborg y un ramal transversal desde Nybro hasta Hørsholm en el Este de Zealand.

La estructura operativa está formada por cuatro puntos de entrada y salida de gas:

- Nybro con el Oeste, desde los yacimientos de gas y petróleo, de 32,4 millones de Nm³/día.
- BNG con Noruega.
- Dragor con Suecia, de 8,6 millones de Nm³/día.
- Ellund con Alemania de 7,4/8,3 millones de Nm³/día.

La capacidad de transmisión del sistema es de 8.000 millones Nde m³/año. La punta de suministro máximo de gas del Mar del Norte es de 16,2 Millones Nm³/día. Dinamarca tiene establecidos acuerdos de suministros con Holanda. En 2014 se exportó un 23 % de su producción. Por primera vez, en 2014 se importaron de Alemania 920 millones de Nm³.

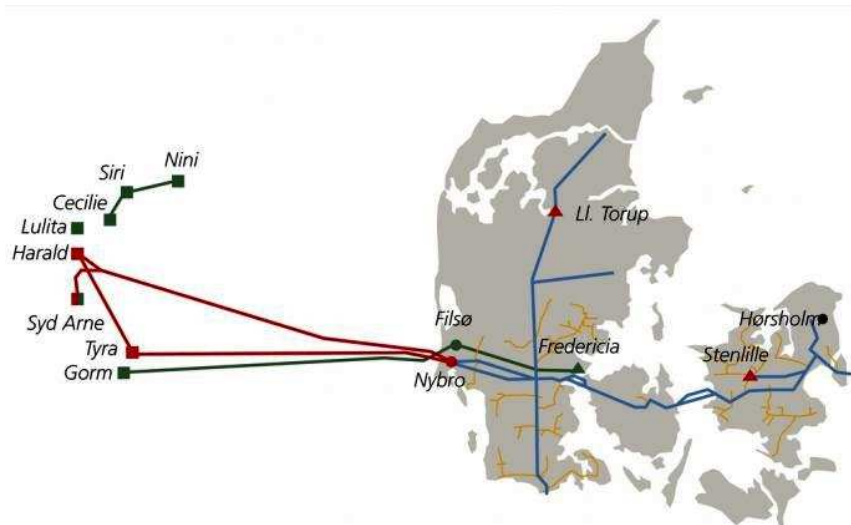
Energinet.dk es la entidad pública responsable del aseguramiento del suministro de gas a corto plazo como a largo plazo, la planificación de las necesidades de capacidad de transmisión y el desarrollo de la infraestructura principal.

38.3. Infraestructura de transporte

La infraestructura de transporte de gas natural de Energinet.dk está formada por gasoductos con 800 km de tuberías de acero de grandes dimensiones que vehiculan el gas a una presión de 80 atmosferas. La planta de tratamiento de Nybro, en la costa Oeste, verifica la calidad del gas y lo desulfuriza en el caso de ser necesario. En la red hay 42 sistemas de regulación y medición (R/M) que tienen como función la reducción de la presión del gas hasta la presión de distribución, 40 ó 19 atmósferas, el calentamiento⁴⁴², la filtración y la medición. Desde esta red se alimenta la red de distribución.

⁴⁴² La reducción de presión del gas natural absorbe energía del medio y por tanto se enfría. Es necesario calentar el gas para poder vehicularlo a menor presión.

Gráfico 23. Gasoductos de transmisión de gas natural



Fuente; Nybro Gas

La diferencia de suministro de gas y consumo en los meses de invierno hace necesario sistemas de acumulación. La máxima capacidad de suministro de gas natural del Mar del Norte es de 24 millones de Nm³/día, mientras que el consumo en los meses de invierno es de 30 -33 Nm³/día. El almacenamiento cumple una función de garantía de suministro en caso de avería o rotura en los gasoductos, una pieza del sistema de garantía de suministro junto con las interconexiones, en la situación de incertidumbre sobre el yacimiento de Tyra.

Gaz-System S.A., entidad TSO de Polonia, y Energinet.dk están investigando la viabilidad de establecer una conexión de gas entre Polonia y Dinamarca mediante un el proyecto de gasoducto en el Báltico para el que ambos países han obtenido ayudas de la UE en el marco del Programa Interconexión para Europa y que forma parte de los proyectos de interés común de la CE⁴⁴³. El resultado de la investigación y estudio de la viabilidad del proyecto se ha de tener antes de fin de 2016.

El proyecto incluye un estudio de una posible conexión en alta mar desde el sistema de gas de Noruega a Dinamarca. Gaz-System S.A y Energinet.dk han solicitado al operador del sistema de gas en el mar de Noruega Gassco AS, la realización del estudio de viabilidad. Son objetivos principales la seguridad de suministro y diversificación de la oferta, el aumento de la competitividad en los mercados regionales de gas y el posible aumento de la demanda de gas. Para Dinamarca, obtener una nueva fuente de suministro de gas forma parte del camino a seguir para

⁴⁴³ El objetivo general del estudio de viabilidad iniciado es recomendar el escenario óptimo de la posible conexión, para determinar la definición eficiente del proyecto desde el punto de vista comercial y técnico y proporcionar una base sólida para los próximos pasos con respecto a la implementación del Proyecto.

cumplir con sus objetivos 2050, ante la situación de regresión de la extracción de sus propios yacimientos ya comentada.

38.4. Almacenamiento de gas.

Energinet.dk es titular y opera los dos sistemas de almacenamiento de gas, *Stenlille* en Zealand y *Lille Torup* en el norte de Jutland. El almacenamiento de *Stenlille* tiene una capacidad de 588 millones Nm³, aproximadamente el 57 % de la capacidad total de almacenamiento en Dinamarca. El flujo de entradas y salidas fue de 4,5 millones de Nm³/día. El almacén de *Lille Torup*⁴⁴⁴ tiene una capacidad de 440 millones de Nm³. El almacenamiento combinado de ambas instalaciones es de más de 1 millón de Nm³. El flujo de entradas y salidas de gas puede alcanzar en condiciones normales los 16 millones de Nm³/día.

38.5. Distribución de gas.

La distribución del gas natural se realiza por redes de distribución privadas pertenecientes a las compañías *Dong Gas Distribution*, *HMN Naturgas*, *Naturgas Fyn Distribution* and *Aalborg Kommune* y *Gasforsyningen*, que operan en 6 áreas distintas, y por cuya actividad cobran peajes de distribución. La red de baja presión para el suministro al consumidor final tiene una longitud de 17.000 km. y es utilizada por 32 operadores de comercialización al consumidor. Se considera que hay una cierta inflación de operadores de comercialización.

Gráfico 24. Gasoductos de transporte y distribución.



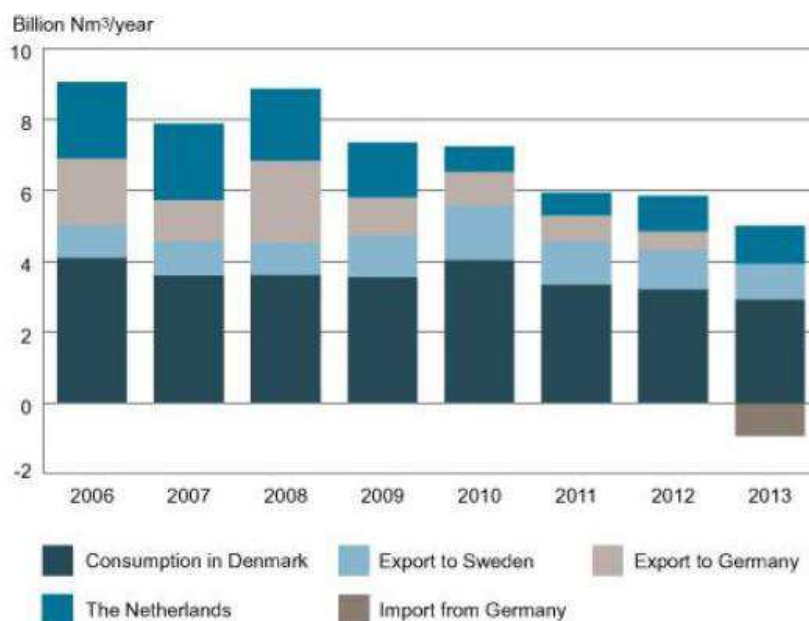
Fuente Energinet.dk

⁴⁴⁴ *Lille Torup* es un almacén formado por siete grandes cavidades, creadas por lavado de la superficie de un diapiro salino situadas a una profundidad de 1.000 a 1.700 m y de unas dimensiones de 200-300 m. de alto y 40-60 m. de diámetro.

38.6. Consumo de gas natural.

El consumo de gas natural está disminuyendo año tras año como resultado de las medidas de eficiencia energética en los sistemas *District Heating* como la incorporación del biogás y gas de biomasa.

Gráfico 25. Consumo de Gas en Dinamarca.



Fuente: Gas in Denmark 2015.

Dinamarca, situada entre los 55° y 58% de Latitud, tiene inviernos duros que juegan un papel muy importante en el consumo de gas. En el Gráfico 24 siguiente vemos el consumo anual de gas desde el año 2006 hasta el año 2013 y en color gris el número de días denominados “*degree*”⁴⁴⁵. El año de mayor efecto del invierno de la serie fue el año 2010. Desde entonces los inviernos han sido más suaves, pero es de destacar que entre 2012 y 2013, y con el mismo número de días *degree*, el consumo ha descendido en +/-300 millones de Nm³/año.

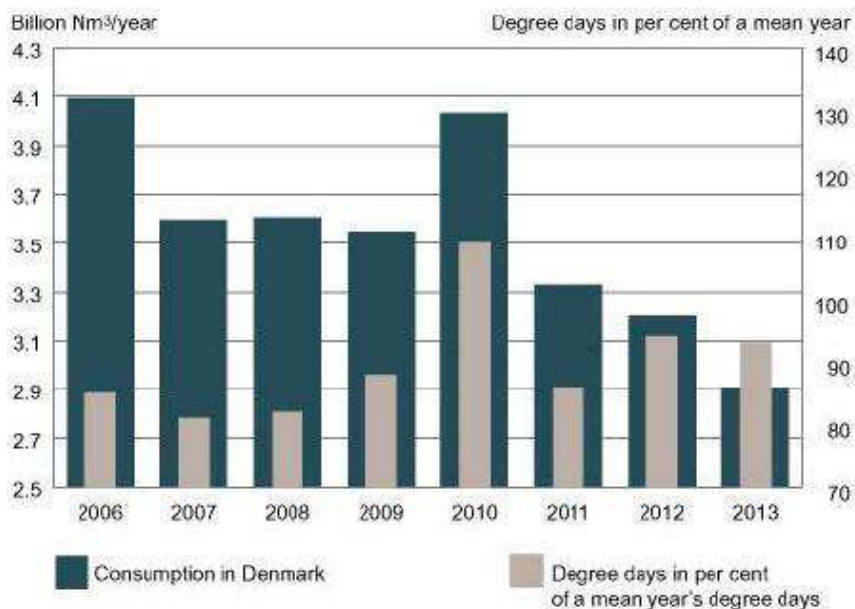
38.7. Mercado de Gas.

Como ya hemos analizado anteriormente el modelo de mercado de gas comprende tres puntos de entrada y salida de gas en donde se opera el mercado de capacidad: Nybro, punto de entrada conectado con los gasoductos del Mar del Norte; Ellund punto de salida conectado con el sistema de transmisión de Alemania; y Dragør, punto de salida conectado con el sistema de transmisión de Suecia. El mercado interior comprende seis áreas de distribución con tres grandes plantas (*Avedøre 2, H.C.*

⁴⁴⁵ *Degree* son los días equivalentes en los que la temperatura desciende por debajo de 17 °C. Si un día la temperatura media es de 5° C el número de días equivalente *degree* son 12 días. Si la temperatura es de -10° C, entonces el número de días *degree* es de 27 días. La suma de anual de todos los días equivalente *degree* es la que se indica en el Gráfico en color gris. La media anual desde 2005 hasta el 2013 es el 90%.

Ørsted Værket y Skærbækværket), conectadas al sistema de transmisión. Los puntos virtuales de operación del mercado de gas son *Gas Transfer Facility (GTF)* y *Nord Pool Gas Transfer Facility (NPTF)*. La entrada *4.BNG* realiza el acondicionamiento de biogás a la calidad de gas natural.

Gráfico 26. Consumo de gas anual. 1.000 millones de Nm³/año



Fuente Energinet.dk

Las plataformas virtuales gas hub *FFG/NPTF*, una para el mercado *OTC* y otra para los mercados de cambio, permiten el comercio de contratos de gas no indexados a los precios del petróleo.

El mercado danés del gas fue liberalizado en 2004 y desde entonces los clientes finales han tenido el derecho a elegir sus proveedores de gas. Energinet.dk y *Nord Pool Spot*, al 50%, crearon *Gaspoint Nordic* (entonces *Nord Pool Gas*) en 2007, un mercado de gas natural transparente y competitivo⁴⁴⁶. El establecimiento de *Gaspoint Nordic* está en línea con la estrategia global de Energinet.dk para crear el marco para una operación de gas y mercado eficiente. A lo largo de su actividad, *Gaspoint Nordic* ha impulsado la creación de un mercado de gas al por mayor con obtención de precios transparentes y confiables. En 2013, un 20% del consumo del gas en Dinamarca ha sido gestionado en el mercado por *Gaspoint Nordic* en el mercado mayorista.

1.- Mercado mayorista.

El mercado al por mayor en *Gaspoint Nordic* se articula en base a un régimen continuo de operación, lo que significa que los operadores pueden enviar en cualquier momento

⁴⁴⁶ A partir de enero el año 2015, Energinet.dk y la Bolsa Europea de la Energía, EEX, comparten la propiedad conjunta de *Gaspoint Nordic*.

sus ofertas de compra y venta. Desde octubre de 2014, la operación del mercado a corto plazo se puede hacer las 24 horas del día durante todos los días de la semana con el fin de mejorar el equilibrio (*balancing*) del mercado. La casación se realiza electrónicamente a través de un sistema de comercio digital a través de *Trayport*. Las operaciones del mercado de gas se pueden hacer en distintos escenarios temporales Diario: Intradía, Fin de semana, con entregas en sábados y domingos, y los contratos con un mes de antelación.⁴⁴⁷

Hasta el año 2010 los contratos con precios indexados al petróleo a largo plazo fueron predominantes (99%) en el mercado mayorista de gas de Dinamarca. A partir de julio de 2010, las empresas de suministro de gas en el mercado minorista comenzaron a negociar precios no indexados. Después de junio de 2010 varios transportistas que abastecen al mercado minorista danés han realizado contratos con precios a largo plazo en las plataformas *gas hub*.

El mercado bilateral entre productores y consumidores es el que mayor volumen de gas mueve en el mercado interior danés. Desde que en 2004 se introdujo el mercado bilateral, a través del punto de entrega virtual *GTF*, el volumen de operación ha crecido anualmente hasta el año 2013, en el que se observó una caída de los volúmenes en el mercado al 70% del volumen operado en 2012. Se explicó esta disminución, a causa de las operaciones en la negociación previas sin pasar por el *GTF*. Pero en 2014 *GTF* recuperó el volumen negociado alcanzando el 87% del consumo de gas en Dinamarca. El mercado *OTC* es un mercado físico.

2.- Mercado transfronterizo.

Las transacciones comerciales de capacidad de gas intereuropeas son realizadas por medio de la plataforma *PRISMA*⁴⁴⁸, desde la cual los operadores de red participan en subastas en diferentes escenarios temporales (*day-ahead*, mensual trimestral y anual) en los puntos de salida Dragør y Ellund y la plataforma de transferencia o gas hub virtual *NPTF*.

En el periodo 2008-2010, la mayoría de los contratos de compraventa transfronterizos, el 90%, se hicieron en la modalidad "take or pay". Tan solo el 9% se han realizado en la modalidad de contratos bilaterales *OTC* "over the counter" y el 1 % en la modalidad de contratos de cambio.

⁴⁴⁷ Gaspoint Nordic dispone también de un servicio de operación que permite las entregas físicas de gas entre Dinamarca y Alemania. Gaspoint Nordic utiliza el Intercambio de Información Europea de Productos Básicos (ECC) como cámara de compensación central en todas las actividades de aseguramiento de la liquidación diario.

⁴⁴⁸ *PRISMA* es un servicio transfronterizo para los transportistas que quieren comerciar capacidad de gas a través de las fronteras europeas. Desde esta plataforma los expendedores pueden participar en las subastas de día de antelación, mensual, trimestral y anual en Dragør y Ellund. También pueden participar en las subastas de capacidad firme e interrumpible.

3.- Mercado de capacidad e interrumpibilidad.

Las redes de gas están diseñadas por su propia naturaleza para llevar gas desde los yacimientos al consumidor y con una capacidad muy superior a la de servicio en su vida útil⁴⁴⁹. La red danesa hacia el sur tiene una capacidad física de transporte de 4,2 millones kWh por hora de transporte, capacidad que rara vez es alcanzada debido a la progresiva disminución de las reservas danesas. En consecuencia el gasoducto a *Ellund* solo puede llevar gas a los consumidores de Alemania, lo que limita el intercambio comercial con el norte y debilita la competencia en el mercado de gas danés. Todo ello tiene un efecto en la operación del mercado de capacidad.

Energinet.dk sólo ofrece la capacidad interrumpible en los casos en que no tenga suficiente capacidad disponible. En tales casos, Energinet.dk continuará ofreciendo capacidad de transporte de los clientes, pero sobre una base interrumpible. Cuando el comprador adquiere capacidad interrumpible tiene como un punto de referencia de la capacidad disponible al *shipper*⁴⁵⁰ de gas, pero corre el riesgo de que Energinet.dk puede reducir la capacidad en un periodo acordado.⁴⁵¹

Para poder transportar el gas en el sistema, los *shippers* deben de adquirir capacidad indicando el volumen de gas a transportar a largo y corto plazo. La capacidad puede solicitarse por trimestres, meses y días, siendo cada vez más frecuentes las solicitudes por día. Prisma vende la capacidad de Ellin y Dragør simultáneamente en todos los países adscritos. Desde 2014 está operativa la expansión de *Ellun* hacia Dinamarca, realizada por *Gasunion Deutschland*, lo que ha permitido la venta de 2,7 millones de kWh/h. Energinet.dk por su parte ha incrementado la capacidad firme hasta 3,7 millones de kWh /hora.

4.- Mercado secundario.

Los *shippers* pueden participar en el comercio bilateral en el mercado secundario para la compra de capacidad o de *balance opción* cuando la disponibilidad de ambas no se ajuste a las previsiones. El comercio secundario real de la capacidad y el *balance* se ejecuta de acuerdo con los acuerdos respectivos en "*capacity transfer facility* (CTF) y "*balance transfer capacity*" (BTF).

⁴⁴⁹ Es muy interesante el análisis "Improved capacity management at Ellund", de *Sigurd NÆSS-SCHMIDT* de marzo de 2010 publicado por *Copenhagen Economics* por encargo de Energinet.dk, de donde hemos obtenido estos puntos de vista acerca del efecto de los precios en el norte por la falta de capacidad y en el que los autores indican que el diseño actual de mercado de la adjudicación de capacidad está agravando los problemas con insuficiente capacidad comercial hacia el norte.

⁴⁵⁰ *Shipper* es un término técnico de difícil traducción al castellano. Es un agente intermedio entre el productor y el comercializador. Mantenemos el término en inglés.

⁴⁵¹ Por tanto el riesgo de los clientes con los contratos de capacidad interrumpible es que el transportista o *shipper* no sea capaz de obtener la cantidad total de gas debido a la falta de suficiente capacidad para satisfacer plenamente todos los contratos.

En el mercado secundario, los *shippers* pueden negociar en capacidad y en emergencia de suministro para periodos de un año hasta un solo día desde Energinet.dk CTF). Como alternativa a la conclusión de un acuerdo de servicio de equilibrio de sistema, los *shippers* pueden utilizar *BTF* para vender o comprar *balance*.

5.- Operatividad del mercado de gas.

En el *National Report to the European Commission, 2011*, la Agencia Regulatoria de Energía, DERA, realiza un análisis del mercado de gas en el que considera que los proveedores de gas daneses no tienen acceso físico a un precio representativo del mercado spot, ni en Dinamarca ni en otros países, ya que el hub danés no es suficientemente líquido para ello y porque la interconexión de Ellund entre Dinamarca y Alemania está limitada por los cuellos de botella.

Sólo un 1 % del volumen realizado en virtud de contratos a largo plazo estaba vinculado a un precio *gas hub*. El 99 % restante estaba indexado a los precios del petróleo. Los contratos de petróleo indexados a largo plazo fueron predominantes en el mercado mayorista de gas de Dinamarca durante el período del 1 de octubre de 2008 al 30 de junio de 2010.⁴⁵²

Los volúmenes procedentes de los contratos *OTC* fueron entregados principalmente al *gas hub* holandés (*TTF*), al danés (*GTF*) y a los alemanes (*Gaspool* y *NCG*). Los volúmenes negociados en bolsa solamente se negociaron en Nord Pool gas.

En el periodo 2011-2013, se iniciaron acciones por las autoridades energéticas para la firma de un contrato de servicios con los propietarios de las redes de transporte DEUDAN del norte de Alemania por el que se importan físicamente gas de Alemania⁴⁵³. Este contrato incluye la implementación de instrumentos de mercado e inversiones técnicas para evitar la interrupción del servicio, la puesta en práctica de nuevas reglas de balance en el sistema de transmisión, la supervisión de las tarifas, términos y condiciones de los acuerdos negociados. DERA consideró que una tarifa justa para el transporte de gas offshore sería de 0,07 DKK/m³ (equivalente a 0,77 €/MWh).

39. District Heating. DH.

39.1. Situación

La Agencia Danesa de Energía editó en 2013 una publicación sobre el *District Heating* en el que recoge datos interesantes de la importancia en Dinamarca de este sistema

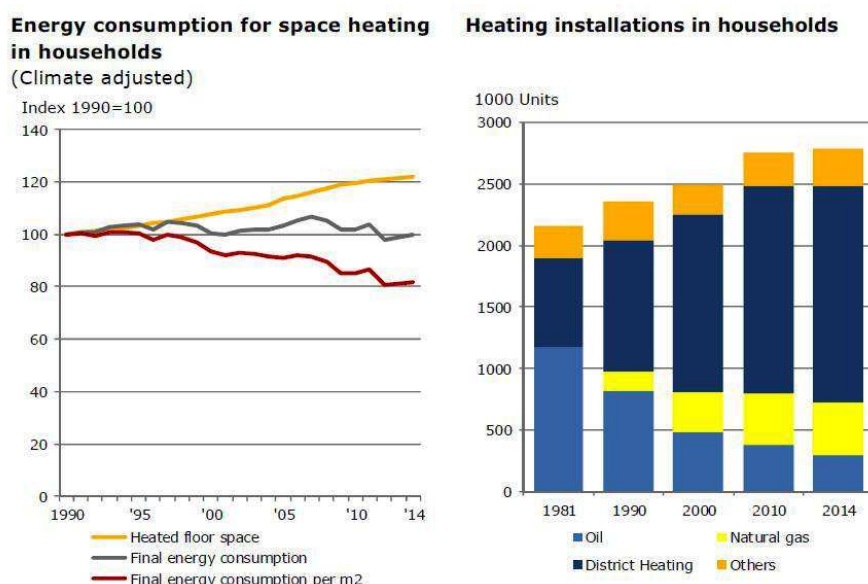
⁴⁵² A partir de junio de 2010, sin embargo, varios *shippers* que abastecen al mercado minorista danés han podido realizar operaciones a largo plazo con contratos de precio en el gas hub.

⁴⁵³ Este acuerdo ha hecho posible importar físicamente gas de Alemania de hasta 2,2 millones de kWh/h, a partir del 1 de octubre de 2010.

de cogeneración de calor y electricidad y su expansión. En ella se hace referencia a las primeras instalaciones de calefacción urbana o *district heating* que se desarrollaron a principios del siglo XX⁴⁵⁴ y el posterior desarrollo de infraestructuras de suministro de calor y energía a colectividades.⁴⁵⁵

Según el citado documento, en 1970 el 30% de las viviendas utilizaban como calefacción los servicios de compañías de *district heating* con un progresivo aumento del suministro de electricidad. La crisis del petróleo de los años 70 puso de manifiesto la necesidad de disminuir el consumo de energía como medida para una menor dependencia de los combustibles importados y reducir los gastos de calefacción de los consumidores, lo que llevó a desarrollar los sistemas de cogeneración de calor y electricidad y ampliar las redes de suministro a nuevos usuarios.

Gráfico 27. Energía e instalaciones de DH en calefacción doméstica.



Fuente Danish Energy Agency, Estadísticas 2014

En Dinamarca, la calefacción urbana cubre más del 60% de la calefacción y calentamiento de agua. En los últimos 10 años, más de 400.000 nuevos usuarios se han incorporado al sistema. En 2007, el 80,5% de este calor se produjo en centrales de cogeneración de calor y electricidad. El calor recuperado de la incineración de residuos representó el 20,4% de la producción total de calor del distrito danesa. En 2013, Dinamarca importó 158.000 toneladas de residuos para su incineración.

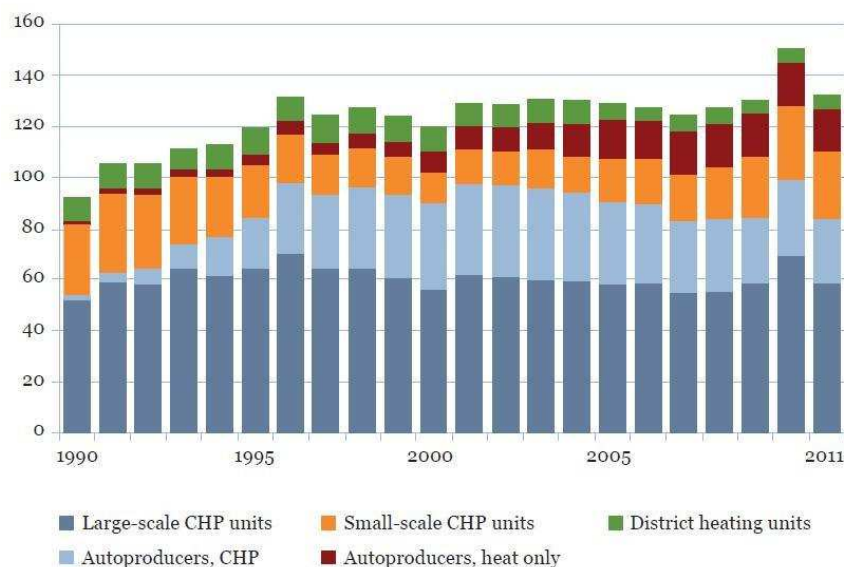
⁴⁵⁴ La primera instalación de *district heating* consistía en la incineración de residuos para generación de electricidad para un hospital y el aprovechamiento del calor para suministro urbano.

⁴⁵⁵ LUND, H., MÖLLER, B., MATHIESEN, B. V., & DYRELUND, A. (2010), "The role of district heating in future renewable energy systems". *Energy*, 35(3), 1381-1390.

El sector de la calefacción urbana comprende cerca de 600 proveedores de calefacción urbana, que en conjunto suministran aproximadamente al 60% de los hogares daneses con la calefacción urbana. Las 55-60 empresas más grandes suministran el 60% de la calefacción urbana.

En 2011, la producción de calefacción urbana en Dinamarca asciende a 132 PJ. 76,3% de toda la calefacción se produjo por cogeneración de electricidad (*CHP*), con el consiguiente ahorro en torno al 30% de combustible en comparación con la generación separada de calor y electricidad. Hoy en 2015 existen cerca de 700 instalaciones de cogeneración. El Gráfico 27 muestra desde 1990 al 2011 las nuevas plantas instaladas en *CHP*⁴⁵⁶ por tamaños y usos, y en el que se observa el mayor crecimiento de las pequeñas plantas de *CHP*, calderas simples a base de petróleo o gas natural con bajos costes de inversión.

Gráfico 28. Evolución del sistema District Heating.

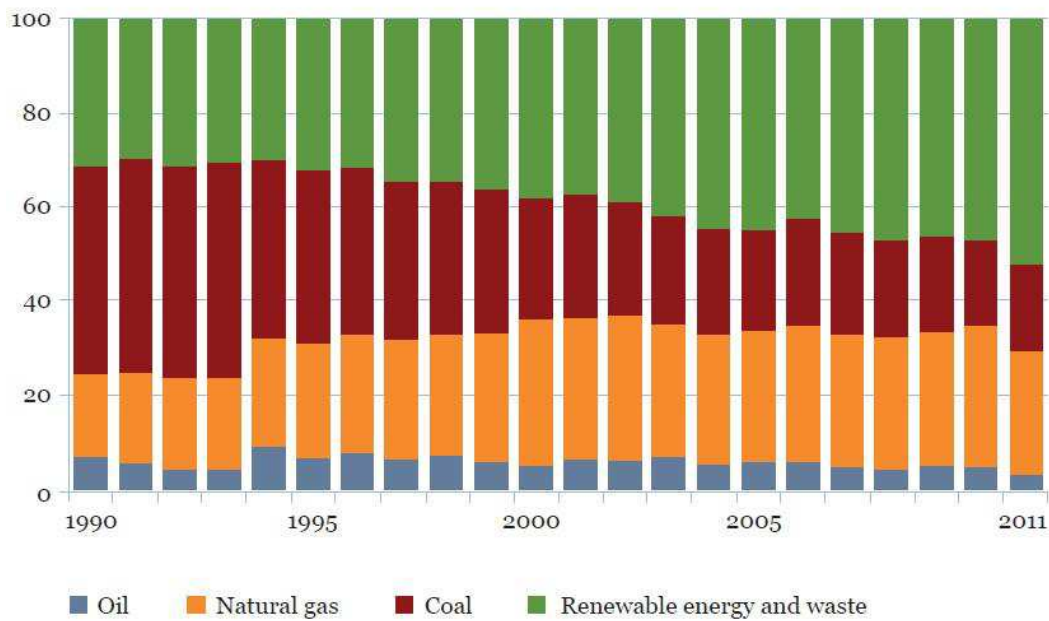


Fuente District Heating Danish Experience.

En la actualidad algunas plantas instalan sistemas suplementarios de solar térmica o calderas eléctricas. El gráfico 28 permite ver la evolución de los distintos tipos de combustibles desde 1990 y la creciente utilización de fuentes de energías renovables

⁴⁵⁶ Se puede generar cierta confusión cuando se habla de *CHP* y *district heating*. *CHP* alude a las plantas con tecnología de cogeneración de calor y electricidad. *District Heating* se refiere al sistema de calefacción urbana, calor que puede proceder bien de plantas térmicas o de cogeneración. El servicio de electricidad a los consumidores domésticos por plantas de *CHP* tiene una menor dimensión puesto que muchas de estas plantas inyectan su energía a la red de compañías de distribución de electricidad.

Gráfico 29. Combustibles utilizados en *District Heating*.



Fuente Danish Energy Agency

39.2. Tecnología.

Un sistema de *district heating* está compuesto por una planta de generación de calor y energía, con una unidad de producción en base y una o más unidades de producción en punta de demanda y de reserva⁴⁵⁷. La planta es típicamente, o bien una unidad natural *CHP* con gas, una caldera de biomasa (por ejemplo paja o virutas de madera), o una planta de residuos sólidos municipales. El combustible utilizado es gas natural, fuentes de energías renovables gas de biomasa, biogás o residuos plantas de residuos municipales, residuos térmicos procedentes de la industria y agricultura, etc. El 75% de la producción de calefacción urbana se obtiene de las plantas de cogeneración *CHP*. El 25% restante se produce, por lo general, en instalaciones de calefacción más pequeñas.

39.3. Transmisión y Distribución.

La mayoría de las ciudades importantes en Dinamarca tienen grandes redes de calefacción urbana. Las redes de transmisión que funcionan a 25 bars de presión y 125°C y la red de distribución operando entre 6 y 10 bars de presión y 95°C. Las instalaciones para atender la demanda al punto de consumo son, generalmente, sistemas de distribución de calor mediante redes de tuberías subterráneas, redes de distribución de electricidad y de suministro de gas o vapor, si la planta ofrece este

⁴⁵⁷ Las plantas con tecnología *CHP* son entre un 20% y un 60% más eficientes que las plantas de generación de electricidad energía estándar, incluso que los propios ciclos combinados de gas, ya que, además de la generación de electricidad, tiene una etapa de recuperación del calor evitando además la refrigeración por agua en ciclo abierto. En una estación de cogeneración el calor liberado durante la generación de electricidad es capturado y utilizado para calentar los hogares y oficinas, por lo que las centrales de cogeneración alcanzan una el 70-90% de eficiencia.

servicio. Varios autores reconocen que la inclusión de la calefacción urbana en las futuras ciudades sostenibles permite el uso combinado de calor y electricidad (*CHP*) junto con la utilización de calor de los residuos a la energía y de diversas fuentes de calor excedentes, así como la inclusión de fuentes geotérmicas y calor solar térmico. Uno de los retos futuros será integrar el sistema de *District Heating* con el sector eléctrico y con el sector del transporte, lo que constituirá un sistema de energía inteligente.⁴⁵⁸

Un ejemplo de una gran planta de *district heating* es el sistema *DH Gran Copenhagen*, el mayor sistema de suministro de calor de Dinamarca con una potencia de 35 PJ para calefacción urbana al año⁴⁵⁹. La distancia del este al oeste del sistema es de aproximadamente 50 kms. Las áreas descentralizadas más pequeñas de *district heating* son típicamente zonas que constan de una sola red de distribución de suministro de no más de 1.000 consumidores.⁴⁶⁰

39.4. Precios.

DERA regula el precio al consumidor de calefacción urbana. Una casa o vivienda standard de 130 m² tiene un consumo anual de 18,1 MWh/año. Un apartamento standard de 75 m² tiene un consumo anual de 15 MWh/año. La factura a los consumidores incluye un concepto fijo por instalación y otra parte variable por unidad de consumo. DERA publica una estadística mensual de precios por distrito postal. En el cuadro 3 siguiente he recogido los precios más elevados y los más bajos del mes de Diciembre de 2014. Dos aspectos a señalar: 1) los precios más elevados no están en relación con regiones geográficas con clima más frío; y 2) los precios en verano e invierno son bastante próximos.

Las diferencias entre los costos de cada planta y por lo tanto también entre los precios cobrados por las plantas pueden ser importantes. La dispersión de precios más grande se encuentra entre las plantas que utilizan gas natural, mientras que la dispersión de precios más bajos se puede encontrar para las plantas que utilizan residuos y las plantas a gran escala. La dispersión de precios es significativa entre los precios en las plantas más caras.⁴⁶¹

⁴⁵⁸ LUND, H., WERNER, S., WILTSHIRE, R., SVENDSEN, S., THORSEN, J. E., HVELPLUND, F., & MATHIESEN, B. V. (2014), "4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems". *Energy*, 68, 1-11.

⁴⁵⁹ El mayor sistema de calefacción urbana en Dinamarca se encuentra en el área de Copenhagen operado por el CTR de E/S y VEKS de E/S. En el centro de Copenhagen, la red sirve a 275.000 hogares (90-95% de la población del área) a través de una red de tuberías de distribución de calefacción de distrito de 54 km que proporcionan una capacidad máxima de 663 MW.

⁴⁶⁰ MÜNSTER, M., MORTHORST, P. E., LARSEN, H. V., BREGNBÆK, L., WERLING, J., LINDBOE, H. H., & RAVN, H. (2012), "The role of district heating in the future Danish energy system". *Energy*, 48(1), 47-55.

⁴⁶¹ <http://energitilsynet.dk/varme/statistik/prisstatistik/udvidet-prisstatistik-pr-8-december-2014/>

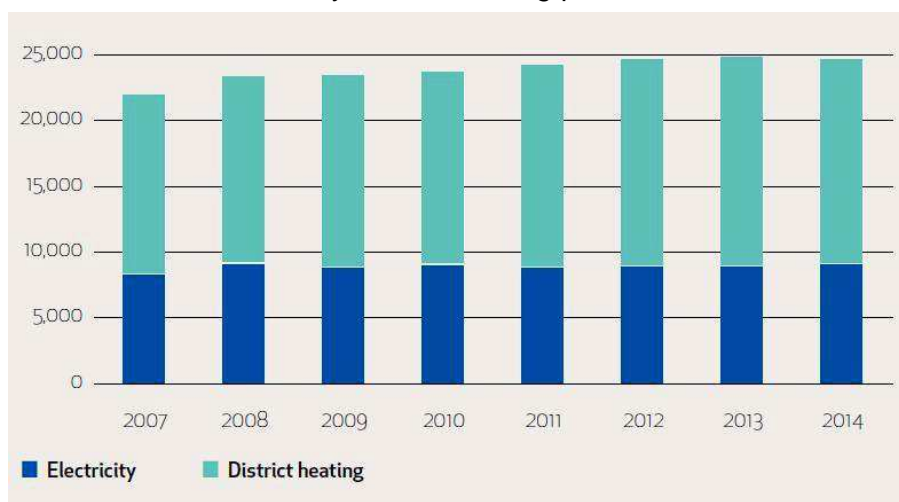
39.5 Propiedad de las plantas district heating. DH.

La propiedad de las plantas de *CHP* o *DH* es función del tamaño de la planta, siendo las mayores plantas de propiedad de las grandes compañías energéticas; las pequeñas de empresas de generación, pertenecen a empresas municipales y/o cooperativas de usuarios. La demanda está muy sujeta a las condiciones climáticas y en consecuencia las instalaciones han de ser muy flexibles en su operación. Como se ha comentado, las leyes que rigen el suministro de calor, obligan a las empresas a instruir a sus consumidores en el uso eficiente de la energía.

Cuadro 3. Localidades con precios unitarios más elevados y más bajos y costo anual por vivienda.

	Postal Code	DKK/MWh Price	Costo/año DKK IVA incl 75 m2	130 m2
Hjortekær	2800	1.525	29.406	37.090
Uggeluse-Langkastrup Kraftvarmeværk Amba	8960	1.111	25.258	31.863
Annebergparken	4500	1.274	24.888	31.793
Ørslev-Terslev Kraftvarmeforsyning	2730	1.211	24.030	31.041
Odsherred Varmeværk (Trundholm)	4520	1.363	23.573	27.796
Odsherred Varme A/S	4571	1.200	22.500	26.470
Nimtofte - NOFF - Takstområde 1	8550	581	19.025	25.608
Boligselskabet Danbo - Havnbjerg Varmecentral	6430	1.058	19.144	25.328
Mariager Fjernvarmeværk Amba	9550	286	7.799	9.444
Gartneres Varmeforsyning i Åsum og Langeskov ApS	5250	446	7.832	9.383
Aalborg Kommune, Fjernvarmeforsyningen	9000	341	6.430	9.337
Thisted Varmeforsyning Amba	7700	350	7.188	9.235
Gartneres Fjernvarmeforsyning i Odense Nord ApS	5250	399	7.048	8.437
Rødding Varmecentral	6630	259	6.194	8.233
Gartneres Varmeforsyning i Belling - Fangel ApS	5250	408	6.908	8.207
Harboøre Varmeværk A.m.b.a.	7673	250	6.300	8.155

Gráfico 30. Costo de Electricidad y *District Heating* por familia en DKK.



Fuente: The Danish District Heating Association

39.6 Bombas de Calor en *district heating*.

La recuperación de energía con bajo nivel de entalpía ha sido una de las preocupaciones de las organizaciones de defensa del medioambiente. Los efluentes con bajo nivel de entalpía, pero de mayor dimensión energética, son los sistemas de refrigeración de centrales térmicas de generación de electricidad, aceras, y en general en muchos procesos industriales en los que se emplean grandes volúmenes de agua, para disipar, a la atmósfera o a los cauces de ríos, grandes cantidades de energía de los sistemas de producción, con una elevación de temperatura de muy pocos grados⁴⁶².

Además de la pérdida de energía no recuperable, la afección al medioambiente es importante sobre todo en cauces públicos en los que el ecosistema se ve alterado. Los ciclos *Rankine* orgánicos permiten esta recuperación de energía. El proyecto Drammen FJERNVARME de calefacción urbana en Noruega produce 14 MW de energía térmica, a partir de agua a tan solo a 8° C, calor utilizado en redes de calefacción urbana.

Las bombas de calor consumen electricidad; pero el balance en términos de energía⁴⁶³ es la generación de tres a seis veces la energía de la energía consumida. Los fabricantes de equipos recomiendan la aplicación en las redes de *district heating* como

⁴⁶² Los ciclos *Rankine* orgánicos utilizan sustancias líquidas (en realidad gases a temperatura medioambiente) de muy bajo punto de ebullición, normalmente hidrofluorcarbonados HFC que en su estado líquido a bajas temperaturas se convierten en vapor al intercambiar energía con un foco caliente y presurizándose, lo que permite el movimiento de una turbina eléctrica. Es un esquema equivalente al de vapor agua, pero con sustancias de bajo punto de ebullición.

⁴⁶³ En realidad, el balance en esta aplicación no está tan claro, porque la mayor cantidad de energía restada al retorno obliga a la planta a un mayor consumo de energía para devolverla a la temperatura de suministro, lo que supone un encarecimiento del precio. El ahorro estaría en todo caso en reducir las pérdidas de energía en la red.

recuperación de la energía de baja entalpía en el retorno de los sistemas de calefacción, normalmente a 40°C, por el usuario. La instalación de una bomba de calor permite recuperar una mayor cantidad de energía. Uno de los inconvenientes de la tecnología estriba en las posibles fugas de gas HFC que tienen un efecto crítico sobre el espesor de la capa de ozono. El amoníaco utilizado ampliamente en instalaciones frigoríficas industriales, con índices *Global Warming Impact (GWP)* cero y *Ozone Depletion Potential (ODP)* cero, tiene un punto de ebullición bajo, lo que permite su uso en estas aplicaciones sin efecto en la capa de ozono.

En términos de eficiencia energética y rentabilidad, la tecnología del próximo futuro de las plantas de DH se soportará en las bombas de calor. Esta tecnología permite avanzar en el futuro servicio de “*district cooling*”⁴⁶⁴

39.7 Futuro del DH.

Según la Agencia Danesa de Energía, se espera que el sistema de *district heating* danés juegue un papel importante en la consecución de los grandes objetivos políticos de 2020, que prevén que la energía eólica suministrará el 50% de la demanda de electricidad. En tal escenario el *district heating* ofrece la capacidad de regular y liberar energía como consecuencia de la irregularidad de la generación de los parques eólicos y así equilibrar sistema eléctrico⁴⁶⁵. Si hay un nivel de producción eólica superior a la demanda eléctrica las plantas de DH pueden disminuir su producción de calor y electricidad y producir calor con electricidad por medio de calderas eléctricas y bombas de calor.

En los objetivos de 2050, por los que toda la energía provendrá de fuentes renovables, las plantas de DH ofrecen una versatilidad en el uso de distintos combustibles de la biomasa y en la obtención de electricidad, mediante bombas de calor, a partir de fuentes energéticas de baja entalpía.⁴⁶⁶

40. Energía Nuclear.

Dinamarca decidió en 1985 no incluir la energía nuclear como fuente de generación de electricidad. Los argumentos para tal decisión fueron muy consistentes, comenzando por la dificultad de encontrar un emplazamiento adecuado en un país con alta densidad de población. Los accidentes de Chernobil y Fukushima han resucitado un sentimiento de rechazo a esta tecnología, más aún cuando Dinamarca tiene un

464 MORTENSEN, B (2014), “Legal Framework as a Core Element of District Cooling Success. The Case of Denmark”. *Journal of Power and Energy Engineering*, 2(09), 41.

465 CONNOLLY, D., LUND, H., MATHIESEN, B. V., WERNER, S., MÖLLER, B., PERSSON, U.,... & NIELSEN, S. (2014), “Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system”. *Energy Policy*, 65, 475-489.

466 LUND, R., & MATHIESEN, B. V. (2015), “Large combined heat and power plants in sustainable energy systems”. *Applied Energy*, 142, 389-395.

potencial de utilización de las energías renovables que lleva al país a una estrategia 2050 sin emisiones de GHG. Queda remanente en la tecnología nuclear la solución efectiva y segura al almacenamiento y al tratamiento de los residuos radiactivos para los que muchos países no encuentran el camino adecuado.

Pero también tuvo un peso importante el ejemplo de la central nuclear de Finlandia Olkiluoto 3 en la que los plazos de construcción, y en consecuencia la inversión, han superado ampliamente lo presupuestado. Es cierto, se reconocía, que el precio teórico de la energía es competitivo con los precios de las energías convencionales y de las renovables, pero la experiencia lleva considerar que los costos reales son más elevados si se tiene en cuenta los costos externalizados no soportados por la compañía explotadora.

La tipología de operación de un central nuclear obliga a que la electricidad generada se considere como energía de base, lo que significa que las plantas nucleares no pueden modular su producción de electricidad acorde con la generación de despacho preferente de las energías eólica y solar. Esto, en sí mismo, limitaría el desarrollo de las energías renovables cuyos LCOE se han reducido sustancialmente y son ya muy competitivos, sin generar residuos peligrosos ni gases de efecto invernadero. La capacidad de respuesta a situaciones puntuales de no producción eólica se resuelve mediante los sistemas de acumulación de energía y las interconexiones.

CAPITULO III. OPERACIÓN DEL SISTEMA ENERGETICO

41. Eficiencia Energética y Emisiones

41.1. Regulación en eficiencia energética y emisiones.

El sistema danés *Green Tax Package* 1996 se creó para impulsar la reducción de emisiones de GHG de la industria y el comercio y cumplir con los objetivos del Gobierno mediante un sistema de impuestos a las emisiones que no tuviesen efecto en la competitividad de las compañías. El *Green Tax Package*⁴⁶⁷ está formado por tres instrumentos: Tasas, Subsidios y Acuerdos Voluntarios.

En 1990, el Plan Nacional de Energía 2000 determinó que las emisiones de CO₂ se redujeran de 61,1 millones de toneladas en 1988 a 48,9 millones de toneladas en 2005, lo que significaba un 20% en el periodo indicado.

El Gobierno introdujo una política de impuestos a las emisiones de CO₂ y SO₂ que afectaban a todos los sectores, incluidos el comercio y la industria. El carácter

⁴⁶⁷ ANDERSEN, M. S. (1994), "The green tax reform in Denmark: shifting the focus of tax liability". *Environmental Liability*, 2(2), 29-41.

disuasorio de estos impuestos hizo considerar que tenían que ser elevados para tener un efecto en las emisiones, pero a su vez no tan altos como para lastrar la competitividad de las empresas. De forma que se tuviese en consideración, tanto la progresividad impositiva como el retorno fiscal de estos impuestos, el carácter diferencial en función del uso y el nivel de intensidad de consumo de la energía⁴⁶⁸.

41.2. Green Tax Package.

Este sistema impositivo fue evaluado en 1998/99 y la conclusión obtenida fue que su aplicación tuvo un efecto positivo en el medioambiente, efecto alcanzado de una manera económicamente eficiente.⁴⁶⁹

Las compañías industriales expresaron al Gobierno⁴⁷⁰ su inquietud porque la competitividad de las empresas se veía afectada por la aplicación de estas tasas⁴⁷¹. El Gobierno analizó la situación y consideró que la solución para evitar el impacto en las compañías pasaba por encontrar un compromiso vinculante con aquellas de mayor intensidad energética para implementar medidas de eficiencia, lo que indirectamente tenía su efecto en la reducción de emisiones⁴⁷².

En 1996, el Gobierno danés decidió dar un giro en las medidas impositivas⁴⁷³. La reorientación de los ingresos fiscales adicionales se produjo por medio de la reducción de los impuestos sobre el trabajo, las subvenciones para medidas de eficiencia energética y los subsidios especiales para pequeñas empresas. Los nuevos impuestos a las emisiones de CO₂ estaban orientados a cumplir con los objetivos de disminución en un 20% las emisiones de CO₂ en 2005, con respecto a 1998 y en un 80% las emisiones de SO₂.

Según indicó la Comisión Europea, en el documento 459/95 de aprobación de estas medidas, la nueva legislación danesa en materia de energía se basaba en el principio de neutralidad fiscal, por el cual los impuestos ecológicos no debían suponer una carga suplementaria para la industria danesa, devolviéndose al sector el importe de la

⁴⁶⁸ ANDERSEN, V. (2013), "Impacts of Energy Taxation on Competitiveness of Denmark", *Danish Ecological Council*.

⁴⁶⁹ El Gobierno en base a los resultados de la evaluación decidió continuar con la estructura general del sistema de tasas, dado que el sistema mejoraba las expectativas de reducción de emisiones considerando que la reducción en 2005 sería del 4% en con respecto a 1988.

⁴⁷⁰ Informe 2001 de Danish Agency Energy 2001, realizado por Mette Dybkjaer Hansen.

⁴⁷¹ Un hecho similar ha ocurrido en 2016 con los impuestos al gas y al petróleo que han tenido serios efectos en las compañías extractoras, hasta el punto de amenazar al gobierno con el cierre de los yacimientos de Tyra en el Mar del Norte.

⁴⁷² BACKLUND, S., THOLLANDER, P., PALM, J., & OTTOSSON, M. (2012). "Extending the energy efficiency gap". *Energy Policy*, 51, 392-396

⁴⁷³ El *Withsun Package* (1998) introdujo un incremento de las tasas de la calefacción contempladas en Green Tax Package (1996).

recaudación a través de una serie de medidas, entre ellas una reducción general de las cotizaciones sociales de las empresas, un régimen de subvenciones para el ahorro de energía y un programa para mejorar las condiciones de trabajo de las empresas de menor tamaño. Las condiciones de devolución fueron las más particularmente afectadas por el impuesto.

El impuesto sobre el CO₂ establecido fue de 100 DKR por tonelada emitida en los procesos de producción y de 600 DKR por tonelada CO₂ emitida en calefacciones domésticas. En el caso del SO₂, la cifra fue de 10 DKR por kg. Se esperaba que la recaudación fiscal total (y por lo tanto la devolución) ascendiese en 1996 a 710 millones de DKR y aumentara a 1.730 millones en 1998 y a 2.075 millones en el año 2000.

1.- Voluntary Agreement.

Como parte de esta nueva estrategia la Agencia Danesa de Energía propició la formalización de acuerdos voluntarios y vinculantes entre la propia Agencia y las empresas, en materia de Eficiencia Energética y reducción de emisiones, que tenían como finalidad asegurar que las compañías operasen eficientemente la energía incluso aunque estuviesen sometidos a una baja tasa impositiva. Este nuevo esquema, integrado en el *Green Tax Package*, se denominó *VA Scheme*⁴⁷⁴.

El esquema de acuerdos voluntarios, *VA Scheme*, diferenciaba a las compañías en función del nivel de consumo. Se consideraron como actividades de gran consumo de energía el calentamiento de invernaderos, la industria de cemento, azúcar, papel, vidrio y productos de alimentación. A partir de enero de 2010 se extendió, no solo a la industria pesada de elevado consumo sino también a calefacción y a procesos industriales. Como empresas de consumo medio se consideraron aquellas en las que el costo de la energía no superaba el 4% de valor añadido.

El *VA Scheme* contemplaba que las compañías debían de implementar un sistema de gestión de acuerdo con las directrices de la DEA, identificando los ahorros potenciales esperados. Solo se tuvieron en cuenta las inversiones en proyectos de eficiencia energética con un *pay back* inferior a 4 años. Se consideró necesario obtener la participación de un organismo independiente del sistema de gestión de la energía que certificase los trabajos realizados y el cumplimiento de los objetivos de los proyectos de inversión antes de la finalización de los acuerdos.

El *VA Scheme* no tenía asignados objetivos cuantitativos pero se esperaba que se redujeran las emisiones en conjunto de CO₂ en un 1,8%, lo que es equivalente a una

⁴⁷⁴ Ley 405 del 14/06/1995 de modificación de la Ley sobre las Ayudas Estatales para cubrir el costo del impuesto sobre el dióxido de carbono en empresas con alto consumo de energía.

reducción de 1,1 millones de toneladas⁴⁷⁵, entre 1996 y 2005. Anualmente las compañías debían de emitir un informe del progreso de los acuerdos, indicando la energía total consumida relacionada con los parámetros económicos claves y de las actividades de inversión. Se mantuvieron los proyectos puestos en marcha en el esquema anterior.

La extensión del acuerdo fue firmada por 300 compañías que representaban el 65 % del consumo de la industria. Cada compañía presentó un sistema de gestión de energía con definición de los objetivos de consumo de energía, los planes de acción, y los procedimientos a seguir⁴⁷⁶.

Ha habido distintos escenarios de obligaciones que afectan a las empresas de distribución de gas y electricidad, calefacción y petróleo. En 2009 la obligación fue de una reducción de 6,1 PJ por año a 10,7 PJ por año en 2013 y 2014. Para el periodo 2015- 2020 la reducción considerada como objetivo es de 10,7 PJ por año.

En 2005 se realizó una evaluación⁴⁷⁷ de los ahorros en el periodo 1998 a 2013 con la participación de 27 empresas representativas del conjunto de empresas⁴⁷⁸. El informe de la Agencia Danesa de la Energía de 2011 consideraba que el esquema de acuerdos voluntarios había tenido un gran impacto en el consumo de energía de las empresas, e indicaba que el efecto fue mayor en los primeros dos años, en los que se redujo un 2,6% del consumo total de energía equivalente a 1,3 PJ y 122.400 t CO₂; en el periodo de 2000 -2003 el efecto fue del 1,9% del consumo total, inferior al periodo anterior, debido a que las primeras inversiones se hicieron en aquellos puntos de mayor ahorro de energía en relación a la inversión.

⁴⁷⁵ Green Tax Package se elaboró previa y separadamente del Protocolo de Kyoto, del que Dinamarca era signatario. La UE asignó a Dinamarca una reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero del 21% en el periodo 2008-2012 en comparación con 1990.

Este objetivo ha sido debatido por Dinamarca al considerar que la referencia de 1990 fue de bajas emisiones de CO₂ debido a la elevada importación de energía y, también, por entender que no se tenían en cuenta la aplicación de políticas de reducciones de emisiones antes de la asignación por la UE. Esta misma fue la base argumental de la reclamación que interpuso Alemania ante la UE.

⁴⁷⁶ PRICE, L. (2005), "Voluntary agreements for energy efficiency or ghg emissions reduction in industry: An assessment of programs around the world". *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*, 5, pp.114 y ss.

⁴⁷⁷ JOHANNSEN, K. S. (2002), "Combining voluntary agreements and taxes—an evaluation of the Danish agreement scheme on energy efficiency in industry". *Journal of Cleaner Production*, 10(2), 129-141.

⁴⁷⁸ ERICSSON, K. (2006), "Evaluation of the Danish voluntary agreements on energy efficiency in trade and industry". *Paper aus dem AID-EE-Projekt*.

41.3. NEEAP 2005.

El *Nacional Efficiency Energy Action Plan, NEEAP*⁴⁷⁹, de 2005, fue objeto de un acuerdo parlamentario de los partidos políticos, y planteado como un instrumento de un desarrollo energético sostenible, en un país cuya factura energética anual superaba los 70.000 millones de DKK, y en el que existían muchas oportunidades de reducción del consumo. La intensidad energética había mejorado sustancialmente desde 1980, reduciéndose aproximadamente en 2004 a la mitad, periodo en el que el consumo de energía se mantuvo estable, aun cuando el PIB se incrementó en un 40%.

El objetivo era reducir el consumo energético en 7,5 PJ anuales durante el periodo 2006 -2013 y una parte significativa de este ahorro debía de provenir de los ahorros en el consumo de electricidad, gas natural, district heating y la mejora de la operación de las compañías de distribución en el campo de los edificios y en el sector público, municipios y regiones, al igual que en las instituciones del gobierno en el que se habían alcanzado ahorros de energía mediante proyectos de menos de 5 años de *pay back*.

El *NEEAP 2005* reconocía que era necesario poner en marcha mecanismos e iniciativas para asegurar la obtención de los ahorros incluso de aquellos que aún no habían sido identificados, todo ello de acuerdo en base a una relación de principios básicos, entre los que figuran:

- rentabilidad de las actuaciones;
- reducción de la factura de energía para empresas y consumidores como medida para mejorar la competitividad;
- identificar las mayores oportunidades de ahorros de energía priorizando las de menor inversión necesaria;
- enfoque equilibrado de actuaciones en diversos sectores y aplicaciones de la energía;
- mercados competitivo y transparentes que permitan la puesta en práctica de acciones para la eficiencia energética;
- priorización de iniciativas internacionales, y en especial de la UE;
- promoción de la investigación y el desarrollo de productos de menor consumo energético que pueden ayudar el desarrollo empresarial y las exportaciones.

El cuadro 4 siguiente recoge los ahorros potenciales en el consumo de Energía final proyectado en 2015 y en diferentes uso de la energía entre los que destaca el consumo en calefacción de edificios que en la fecha de aprobación del Plan Nacional representaba más del 40%, tanto en el conjunto de actividad empresarial como en el consumo privado.

⁴⁷⁹ "Action plan for renewed energy-conservation. *NEEAP 2005*. Energy conservation and the market". *Danish Ministry of Transport and Energy.2005*.

Cuadro 4. Ahorros potenciales de Energía Final en 2015.

Uso Final	Consumo Energía Final	Potencial 2015			
		Socio Económico		Economía privada	
		PJ	%	Actual PJ	2015 PJ
Calefacción Edificios	217,6	51,3	23,6%	39,2	102,3
Procesos Industriales	66,5	16,5	25,0%	8,6	18,0
Iluminación	24	5,7	24,0%	4,6	14,4
Enfriamiento	15,1	4,3	28,0%	1,5	5,3
Motores eléctricos	12,4	1,9	15,0%	1,2	3,7
Ventilación	11,9	4,8	40,0%	1,5	4,5
Bombeo	8,4	2,9	35,0%	1,2	3,5
Otros	71,3	17,2	24,0%	7,8	23,5
	427,2	104,6	24,5%	65,7	175,2

Fuente NPEEAP 2005 Denmark. Elaboración propia.

Este elevado consumo de energía final en calefacción suponía un gasto anual de 30.000 millones de DKK (equivalentes a 4.026 millones de euros al cambio en 2005), lo que significaba un costo anual por habitante de 745 €/año. No es extraño, por tanto, que las medidas en eficiencia energética en calefacción se centrasen en reducir el consumo de energía de acuerdo con las nuevas regulaciones en edificios para nuevas construcciones en un 25-30% inferior al consumo en el año 2006⁴⁸⁰.

Junto a estas medidas en calefacción, se contemplaron los aislamientos, ventanas, los sistemas de circulación de calefacción, etc. Se impulsó la certificación energética de edificios de acuerdo con la Directiva 2002/91/EC y 2010/31EC, para todas las operaciones de compraventa y alquiler de nuevos edificios y la renovación cada 5 años de la certificación energética en edificios de más de 1.000 m². Los establecimientos comerciales fueron otro punto de atención ya que se observó un aumento del consumo como consecuencia de la discontinuidad en la aplicación de las medidas de ahorro por la exigencia de un retorno muy corto de la inversión. Pero se consideraba que el esfuerzo era inferior al que se hacía en el sector residencial.

En el año 2005, en la elaboración del plan de asignaciones de CO₂ para grandes empresas con elevado consumo de energía, el Gobierno se cuestionaba si el régimen de asignaciones de CO₂ debía de ser ampliado para abarcar a un mayor número de

⁴⁸⁰ Como indicador del consumo en los nuevos edificios, la energía necesaria debía de reducirse desde 14 litros de petróleo equivalente/ m² de consumo real en 2006, a 3 litros de petróleo equivalente en 2015.

grandes empresas, con reducción de la imposición por las emisiones, siempre que se llegase a un acuerdo con ellas sobre la conservación de energía.⁴⁸¹

El Plan puso el acento en la enorme cantidad de energía que se disipa en la industria en los distintos procesos de enfriamiento con un bajo nivel de entalpía que, como ya hemos comentado, podría ser utilizable aplicando tecnologías de bombeo de calor, para el calentamiento de edificios o DH. Se identifican las oportunidades de ahorro de energía en los grandes edificios del sector público para los que se entiende que la certificación energética es una herramienta de diagnosis necesaria para afrontar acciones de ahorro de energía.

En 2004, la Agencia Danesa de Energía diseñó la estrategia 2005-2015 para la investigación y desarrollo en tecnologías energéticamente eficientes, a partir de los fondos provenientes del Programa de Investigación en Energía y de la Asociación de Compañías Eléctricas de Distribución, que ascendían a 500 millones DKK anuales en el escenario temporal de la estrategia. Entre los objetivos propuestos por la Fundación de Alta Tecnología se encuentra el promover el desarrollo de la energía sostenible basada en nuevas tecnologías energéticamente eficientes.

Se creó la Organización para la Promoción de la Eficiencia Energética con el fin de facilitar información sobre las prioridades para el ahorro de energía y la transmisión del hecho de que las inversiones a realizar son económica y energéticamente rentables.

La organización inicial abarcó los siguientes grupos de interés:

- Autoridad Danesa de Energía, competente en todos los aspectos de la conservación de la energía, de la legislación y la regulación en esta área, la investigación y desarrollo, de las negociaciones dentro de la UE acerca de la ejecución y seguimiento de las directivas de la UE sobre normas de etiquetado energético.
- Agencia Nacional para la Empresa y la Construcción, responsable de tareas oficiales relacionadas con la energía en el sector de la construcción. Estas funciones incluyen las disposiciones de la energía, reglas de la construcción, los reglamentos sobre contadores individuales de electricidad, gas, agua y calor, y reglas sobre la eficiencia de los sistemas que producen calor.

⁴⁸¹ Se entendía que las grandes empresas, con elevados consumos de energía, tenían los conocimientos, los recursos y la capacidad técnica a su alcance para identificar las oportunidades de ahorros de energía y para acometer las medidas correctoras que procurasen estos ahorros. Por lo tanto, los esfuerzos futuros debían centrarse en mayor medida en este segmento de empresas y en la aplicación de sistemas eficientes de ahorro de energía y tener en cuenta las tecnologías más eficientes en las nuevas inversiones. Se planteó la realización de evaluaciones de los consumos de energía en grandes empresas con actividades similares.

- Fundación para el Ahorro de Electricidad. Su mandato tiene que ver sobre todo con conversión eléctrica-calor y la promoción de aparatos eléctricos eficientes, en los hogares y en el sector público. En lo que se refiere a la conversión eléctrica-calefacción, la Fundación otorga becas y negocia acuerdos de precios. En relación con la promoción de la eficiencia aparatos eléctricos, la Fundación lleva a cabo campañas, que influyen en el mercado, los acuerdos voluntarios y la transparencia del consumo de electricidad. Tiene un presupuesto de aproximadamente 90 millones de coronas danesas, obtenidas de la contribución a través de un impuesto al ahorro de electricidad de 0,6 cDKK / en los hogares y en el sector público.
- Empresas de Red y Distribución (electricidad, gas y calor) como responsables de promover la conservación de la energía entre sus consumidores, ofreciendo asesoramiento a los grandes consumidores. Los gastos se financian a través de las tarifas⁴⁸² y ascienden a alrededor de 240 millones de coronas danesas al año.

41.4. Ley 450 de Eficiencia Energética. 2000⁴⁸³.

El propósito de la ley era el promover el ahorro de energía por los consumidores, con el fin de ayudar a cumplir con las obligaciones ambientales internacionales de Dinamarca mediante la priorización de las actividades de ahorro de energía, la cooperación y la coordinación en la ejecución de las actividades, asegurando a los consumidores un asesoramiento eficiente y sencillo en materia de ahorro de energía. La Ley aplicaba a la racionalización y reducción del consumo de energía en edificios, en los medios de transporte y en las empresas de DH de generación de electricidad, gas natural y servicios de calefacción.⁴⁸⁴

Las instituciones públicas habían de participar en las actividades de ahorro de energía en los edificios ocupados, sus equipos e instalaciones, y llevar un registro de los consumos de energía, los ahorros obtenidos y las medidas planificadas.

- Planificación. El Ministerio de Energía asumió la responsabilidad de establecer una planificación de los objetivos, el establecimiento de las prioridades y la evaluación en caso de necesidad de nuevas iniciativas para alcanzar los

⁴⁸² Las tarifas para los consumidores domésticos destinadas a la promoción del ahorro de energía y que contribuyen al presupuesto anual de las empresas de red y distribución, fueron 0,6 cDKK/kWh para electricidad, 0,15 cDKK/kWh para el DH y 0,1 cDKK/kWh para el gas natural.

⁴⁸³ Act 450 of 2000, promoting savings in energy consumption. 31 May 2000. Esta Ley fue enmendada por las Leyes 584 y 585 de 24 de Junio de 2005, de ahorros de energía y agua en edificios.

⁴⁸⁴ HAMDY, M., HASAN, A., & SIREN, K. (2013), "A multi-stage optimization method for cost-optimal and nearly-zero-energy building solutions in line with the EPBD-recast 2010". *Energy and Buildings*, 56, 189-203.

objetivos. Igualmente pondría en marcha un mecanismo de evaluaciones imparciales de las actividades de ahorro de energía en las que participasen centros de excelencia, generando bases de datos e información. Se contemplaba la celebración de acuerdos entre empresas y asociaciones de consumidores en la introducción en el mercado de productos, instalaciones y servicios energéticamente eficientes.

- Comités Locales de Ahorro de Energía La Ley propicia la creación de Comités Locales de Ahorro de Energía cuyo propósito fuese la discusión de iniciativas para promover el ahorro energético en la zona, negociando la coordinación con las empresas de suministro de energía y las autoridades locales, junto con los participantes de la Agenda 21⁴⁸⁵. El Ministerio podría obligar a las empresas de suministro de energía a participar en dichos Comités. Los Comités debían elaborar y publicar una declaración anual de sus actividades. En la medida de lo posible las empresas de suministro de energía aplicarían las recomendaciones objetivas y razonables de los Comités de Ahorro de Energía. El Ministerio de Energía establecería normas para la determinación de los precios por las empresas de suministro de energía colectiva, asignando los costos entre tasas fijas y variables, y el efecto en los precios de los ahorros de energía.
- Etiquetado Se establecieron normas en el sentido de que los aparatos, artículos, maquinarias, instalaciones y componentes y productos que afectasen al consumo de energía, dispusieran en el etiquetado, y de forma estandarizada, información sobre el consumo de energía y otros temas de importancia para los consumidores. La información facilitada debía proporcionarse sobre la base de métodos y normas del Ministerio de Energía y la elaboración por el fabricante de una documentación técnica específica que garantizase la exactitud de la información.

41.5. Ley 1326 de Promoción y Ahorro de Energía. 2010.

La Ley de sobre la promoción y ahorro en el consumo de energía establece la responsabilidad del Ministerio de Clima y Energía⁴⁸⁶ de ejercer la coordinación general en todas las actividades relacionadas con el ahorro de energía, garantizando que las acciones sean consistentes y efectivas, estableciendo objetivos de eficiencia

⁴⁸⁵ Agenda 21, fue un programa aprobado en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medioambiente y el Desarrollo (UNCED) en Río de Janeiro en 1992, que destacó el importante papel que juegan los Estados en la implementación de la Agenda a nivel nacional mediante la preparación de informes nacionales sobre los obstáculos y los problemas que se enfrentan, y otras cuestiones ambientales y de desarrollo que estimen pertinentes, así como en comunicar dicha información en la Comisión sobre el Desarrollo Sostenible (CDS),

⁴⁸⁶ Consolida la Ley 450 de 2000 en la promoción del ahorro en el consumo de energía con los cambios impuestos por la Ley 584 de 2005, Ley 308 de 2008, Ley 1400 de 2008 y la Ley 1516 de 2009.

energética y prospectando iniciativas para alcanzar dichos objetivos.⁴⁸⁷ La coordinación implicaba la realización de evaluaciones de las actividades de eficiencia energética, el establecimiento de centros de excelencia sobre ahorro de energía y la celebración de acuerdos entre empresas, asociaciones de consumidores para el desarrollo, comercialización e introducción de productos eficientes.

El Ministerio de Clima y Energía crea la figura de un consejo consultivo, integrado por actores del sector, expertos en ahorro de energía y agentes interesados, con el fin de ayudar en la coordinación y la promoción de iniciativas en ahorro de energía. Se crea el “Centro para el Ahorro de Energía”, que puede tener carácter independiente, cuya misión es contribuir a la promoción del ahorro energético a través de campañas, transferencia de conocimientos y el desarrollo y difusión de productos y soluciones. En su ámbito de aplicación no se incluye el transporte. El Centro elaborará un Plan de Acción anual.⁴⁸⁸

Se dedica una atención particular al ahorro de energía en las instituciones públicas concediendo al Ministerio la capacidad de definir las actividades y establecer los objetivos de eficiencia energética en edificios, instalaciones y equipos.

41.6. Informe Odyssee Mure 2012. Evaluación de Política de Ahorro Energético.

El informe de monitorización de las actividades en eficiencia energética de los países de la UE fue encomendado a la organización Odyssee Mure⁴⁸⁹.

En su introducción se hace alusión al Acuerdo en Energía de 2011, que hemos analizado en estas páginas, y en el que se plasmaban para diferentes escenarios los objetivos a alcanzar en eficiencia energética, en la participación de las energías renovables, y en el sistema energético en general. En el escenario 2020 se consideraba alcanzar una reducción del consumo de energía primaria del 7,6 % con respecto al consumo del año 2010. Las políticas de ahorro y eficiencia no tuvieron en cuenta la potencialidad de ahorro en el sector de transporte, uno de los tres sectores

⁴⁸⁷ CHRISTOFFERSEN, L. B., LARSEN, A., & TOGEBY, M. (2006), “Empirical analysis of energy management in Danish industry”. *Journal of Cleaner Production*, 14(5), 516-526.

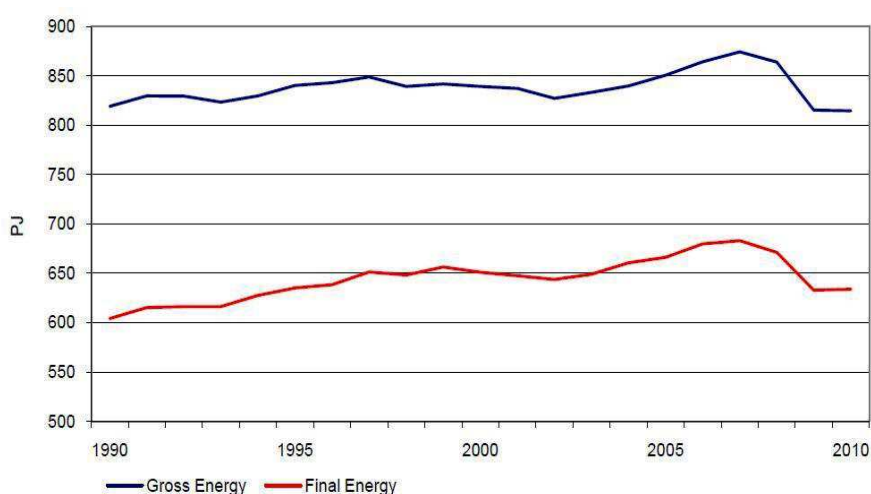
⁴⁸⁸ Se determinan las reglas que las instituciones públicas deben de cumplir, tales como establecer un balance de energía del consumo de energía renovable con respecto al consumo total, la documentación de los planes de ahorro y energía en el proyecto y su ejecución, estimulando las compras de aquellos equipos y servicios de mantenimiento e ingeniería que más contribuyan al ahorro de energía, así como realizar análisis de la rentabilidad esperada de las inversiones.

⁴⁸⁹ EU 27, Denmark (ODYSSEE-MURE). 2012. Danish Energy Agency, hizo suyos los análisis y las conclusiones de este informe que reflejan la situación con respecto a los objetivos de las políticas internas en la materia y a las estrategias de la UE, plasmadas en las sucesivas directivas.

que mayor cantidad de energía consumen, al estar bajo el Sistema de Mercado de Emisiones, ETS.

En el Gráfico 31 podemos observar la reducción del consumo de energía primaria y energía final entre 1990 y 2010. La energía primaria había disminuido de 819 PJ a 815 PJ, un 0,6%. La energía final se incrementó desde 604 PJ a 634 PJ. Desde el año 2000 al 2007 se produjo un incremento muy importante tanto de la energía primaria desde 840 PJ a 870 PJ, como de la energía final desde 680 PJ a 680 PJ. El descenso importante hasta el 2009 coincidió con la crisis económica, estabilizándose el consumo en 2010.

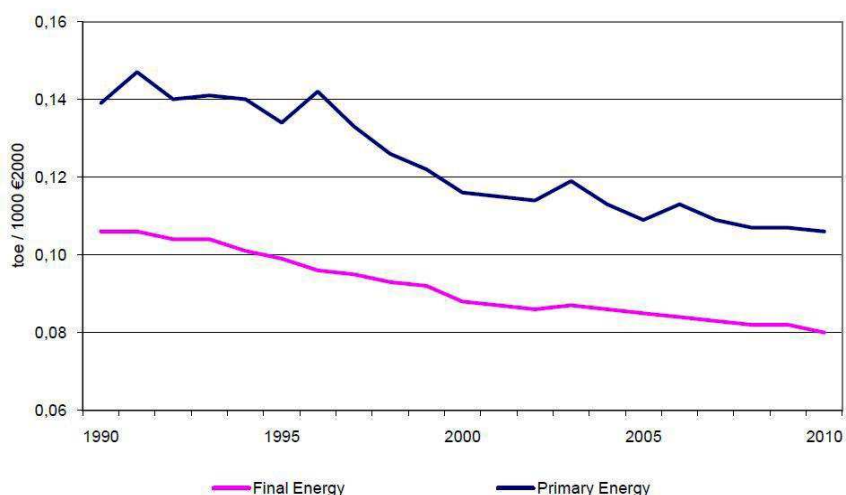
Gráfico 31. Consumo energía primaria y energía final.



Fuente: Odyssee Mure

Como vemos en el siguiente Gráfico 32, la intensidad energética en energía primaria había disminuido en el periodo analizado de 0.140 toe/1000 €₂₀₀₀ a 0,105 toe/1000 €₂₀₀₀ a un ritmo mucho más acusado que el descenso de la intensidad energética de energía final. Pero en cualquier caso el costo energético por unidad de PIB en los productos elaborados se redujo en 24.5 %.

Gráfico 32. Intensidad Energética. Energía primaria y final.



Fuente: Odysse

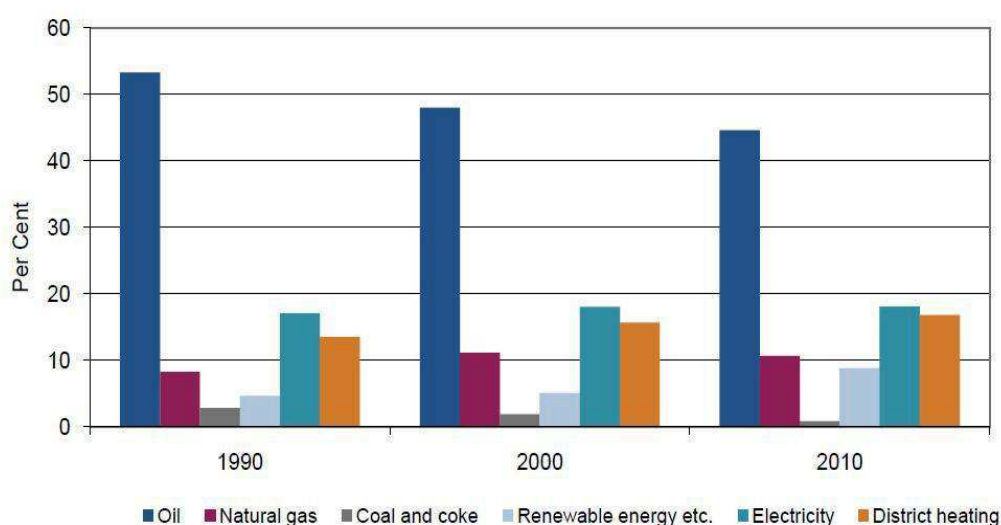
El índice de transformación de energía primaria en energía final se mantuvo con pocas alteraciones, a pesar de la mayor participación de las energías renovables no térmicas en el mix de generación. Como puede observarse en el Gráfico 31 de consumo de energía primaria y final, el índice de transformación en 1990 fue del 74,6%, mientras que en el año 2010 el índice aumentó hasta un 77,8%. Este índice de transformación, que es también un indicador de eficiencia energética, ha de ser más elevado cuanto mayor sea la participación de la energía eólica y solar en línea con la estrategia 2050.

El gráfico 33 siguiente, que analiza la participación de las fuentes de energía en la energía primaria, nos indica que el consumo como energía primaria del petróleo⁴⁹⁰ ha disminuido en estos 20 años desde un 53,3 % a un 44,6 %, mientras que el consumo de gas natural ha crecido ligeramente en términos absolutos⁴⁹¹. La participación del *District Heating* ha aumentado en un 3% aproximadamente. No deja de ser sorprendente la baja participación de las energías renovables en el total de energía primaria que no llega al 10% en el año 2010.

⁴⁹⁰ La tendencia de la disminución del consumo del petróleo en los 20 años analizados no permite asegurar que el consumo en 2050 sea cero, como se plantea la estrategia energética danesa salvo que se tomaran medidas más activas en la reducción del consumo.

⁴⁹¹ La introducción de la electricidad en el análisis de energía primaria conduce a la confusión. La interpretación que hago de esto es que la biomasa se considera como fuente de energías renovables primarias y que la electricidad, como fuente de energía primaria, se corresponde con la generación eólica, solar y geotermia.

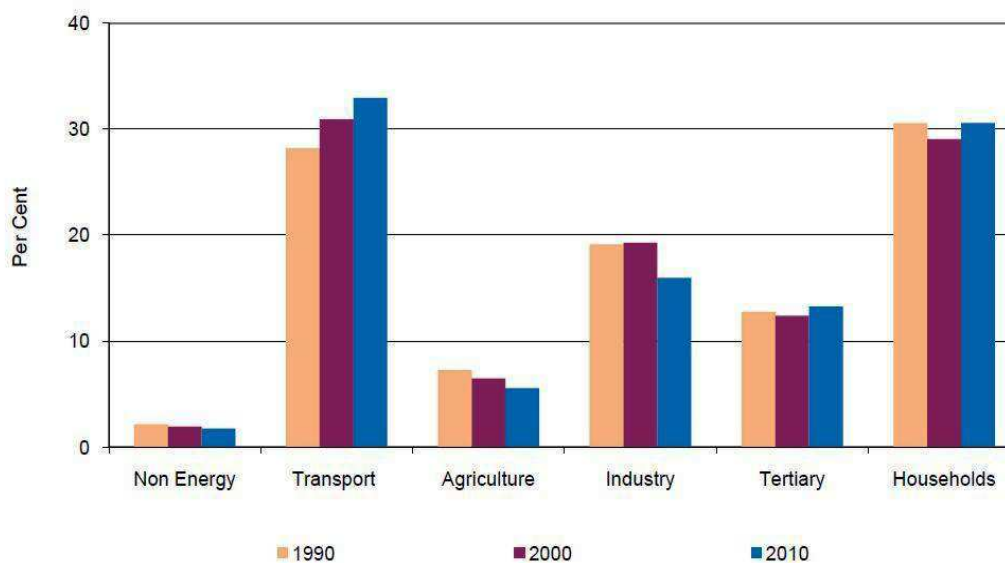
Gráfico 33. Fuentes de energía primaria.



Fuente. Odyssee.

Como puede observarse en el Gráfico 33, el petróleo sigue siendo en 2010 la fuente de energía primaria principal con una clara tendencia a la reducción del consumo. Observamos también un incremento sensible de las energías renovables y del *District Heating*. El Gráfico 34 de consumo de energía final por sectores pone de manifiesto el importante consumo del sector transporte y de la vivienda. La distribución del consumo de energía final tuvo un importante incremento en el sector del transporte entre 1990 y 2010, desde un 28,2% a un 32,9 %. El consumo en edificios y viviendas se mantuvo constante. La industria y la agricultura redujeron su consumo.

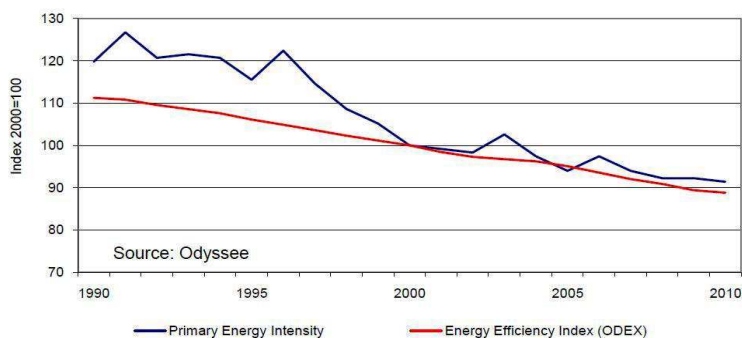
Gráfico 34. Consumo energía final por sectores.



Fuente: Odyssee Mure

Según el informe, el ahorro energético en energía final recogido en el Gráfico 35, el periodo 1990-2010 fue del 20,2 %. El indicador ODEX⁴⁹² decreció desde 112,2 en 1990, hasta 88,8 en 2010. El ahorro de energía en el periodo 2000-2010 se incrementó en un 11,2%

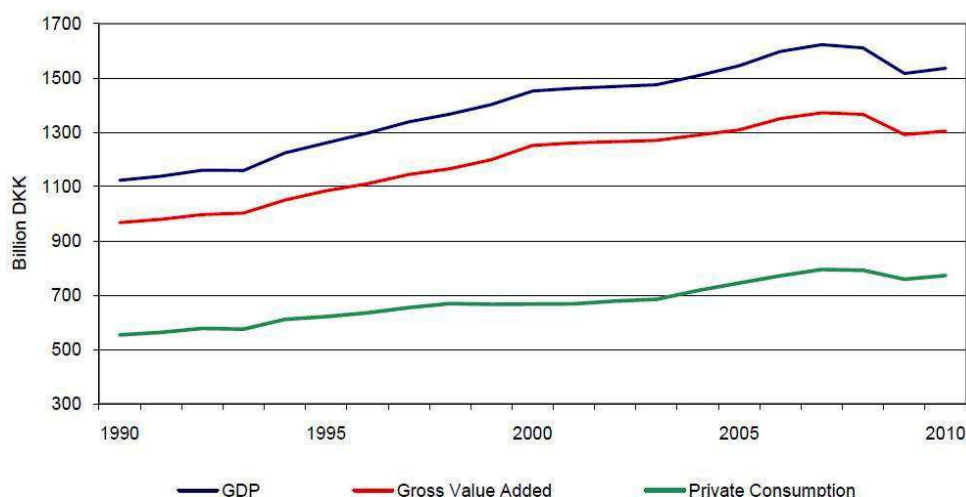
Gráfico 35. Evolución de intensidad de energía e indicador ODEX.



Fuente Odyssee

La evolución de los indicadores económicos PIB, VAB y consumo privado, que forman parte del ratio de eficiencia energética, experimentaron una subida considerable en el periodo analizado, tal como podemos ver en el Gráfico 35. El PIB en dicho periodo creció un 44,5 %, lo que significaba un crecimiento anual del 1,6%, a pesar del efecto de la crisis económica en los años 2009 y 2010 en los que se produjo una reducción del PIB. Lo misma senda siguieron, lógicamente, los indicadores económicos de Valor Añadido Bruto VBA y del Consumo Privado.

Gráfico 36. Evolución PIB, VBA y Consumo Privado 1990-2010.



Fuente Odyssee

⁴⁹² ODEX es el índice que se utiliza en el proyecto ODYSSEE-Mure para medir el grado de avance de la eficiencia energética por principales sectores (industria, el transporte, los hogares) y para toda la economía (todos consumidores finales). Para cada sector, el índice calcula el progreso de la eficiencia energética como un promedio ponderado de los índices sub-sectoriales.

En el cuadro 5 podemos ver la variación de las intensidades energéticas en el consumo energético por sectores, con importantes reducciones en general en todos los sectores pero especialmente el sector *manufacturing*, industrial y residencial. El sector del transporte no mejora sus resultados en este indicador.

Cuadro 5. Reducción de consumo de energía por sectores.

Intensidad Energética por Sectores	Unidad	1990	2010	Variación	Tasa Anual
Industria					
Energía	toe/1.000 €	0,088	0,074	-15,90%	-0,85%
Electricidad	kWh/1.000 €	272,00	258,00	-4,90%	-0,30%
Manufacturing					
Energía	toe/1.000 €	0,131	0,102	-22,10%	-1,25%
Residencial					
Energía	toe/vivienda	1,94	1,64	-15,80%	-0,85%
Electricidad	kWh/vivienda	4.108,00	3.822,00	-7,00%	-0,35%
Servicios					
Energía	toe/1.000 €	0,022	0,017	-5,60%	-1,15%
Electricidad	kWh/1.000 €	90,20	99,70	-10,50%	-0,50%
Transporte					
Energía	toe/1.000 €	0,030	0,027	-10,00%	-0,50%

Fuente. Odyssee. Elaboración propia.

41.7. Esquemas de Obligación en Eficiencia Energética.

El Esquema de Obligación en Eficiencia Energética, EEO, es un mecanismo de la Directiva 2012/27 de la UE como alternativa a las propias políticas de los Estados Miembros, con el objetivo de impulsar medidas activas de eficiencia energética en viviendas, edificios, industria y transporte, que generen ahorros de energía en línea con los objetivos de la Directiva. Este esquema ha sido adoptado por varios países de la UE, Dinamarca, Francia, Italia y UK y desde 2013 en Polonia. Los Estados miembros que aplican este modalidad tienen distintas orientaciones en las acciones y en los sectores de actuación preferente. La obligación en Eficiencia Energética tiene carácter de obligación legal.

El EEO se basa en la tradición de acuerdos voluntarios entre las autoridades y el sector energético.

La Estrategia de Eficiencia Energética requiere de los países que han adoptado esquemas de obligación EEO que aseguren los ahorros de energía al costo más efectivo, que se especifique como alcanzar los objetivos en edificios y viviendas⁴⁹³, asegurar el acceso a la competencia y terceras partes, y la puesta en marcha de sistemas de control, verificación y documentación. La introducción del esquema EEO

⁴⁹³ GRAM-HANSEN, K. (2014), "Existing buildings—Users, renovations and energy policy". *Renewable Energy*, 61, 136-140.

en Dinamarca fue posible gracias a un acuerdo voluntario entre las autoridades energéticas y las compañías de distribución de electricidad, gas natural y *district heating*, mediante el que se cumpliría el objetivo final de 2020 a través de los objetivos anuales de reducción del consumo de energía en, al menos, un 1,5% anual de las ventas de energía a clientes finales. Este acuerdo no incluía los sectores de transporte e industria que se regían por el sistema ETS de comercio de emisiones.

El EEO, actualmente en vigor, es el resultado de un acuerdo del 15 de noviembre de 2012 entre el Ministro de Clima, Energía y las empresas de la red y distribución. Los participantes de este esquema se impusieron un objetivo de ahorro de 10,7 PJ en 2013-14 y un 12,2 PJ en 2015-2020 que supone un 2,9 % de ahorro del total de energía final, excluido el transporte, y que fue definido conjuntamente por el ministerio y considerado como marco legal de obligado cumplimiento.

En el informe “*Energy Efficiency Obligation Schemes in the EU-Lessons Learned from Denmark*”⁴⁹⁴ se hace una valoración del grado de cumplimiento del objetivo del 1,5% anual y se toma en consideración la evaluación más reciente del EEO danés de 2011 en las empresas de energía. Concluyó que se habían obtenido 140% de los ahorros requeridos por el sistema.

41.8. NEEAP 2014.

La Directiva 2012/27/UE para la eficiencia energética, DEE, impuso a los Estados miembros la obligación de presentar sus Planes Nacionales de Acción para la Eficiencia Energética a más tardar el 30 de abril de 2014, y cada tres años a partir de dicha fecha. Estos planes se propusieron para implantar medidas encaminadas a mejorar considerablemente la eficiencia energética y los ahorros de energía conseguidos o previstos, incluidos los del suministro, transporte y distribución de la energía, así como los de su uso final, con miras a alcanzar los objetivos de eficiencia energética.

En cumplimiento de la Directiva, el Gobierno Danés redacta el Plan de Acción en Eficiencia Energética 2014, que toma como referencia la consecución de los objetivos planteados por el Acuerdo de Energía 2020, año en el que el consumo energía debería de reducirse con respecto al consumo en 2006, un 7% de energía final y un 12% de energía primaria. En consecuencia el consumo de energía primaria debía de ser en 2020 de 744,4 PJ, equivalentes a 17.781 Mtoe y el consumo de energía final en 2020 sería de 615.5 PJ, equivalentes a 14.797 Mtoe⁴⁹⁵. Las acciones principales se

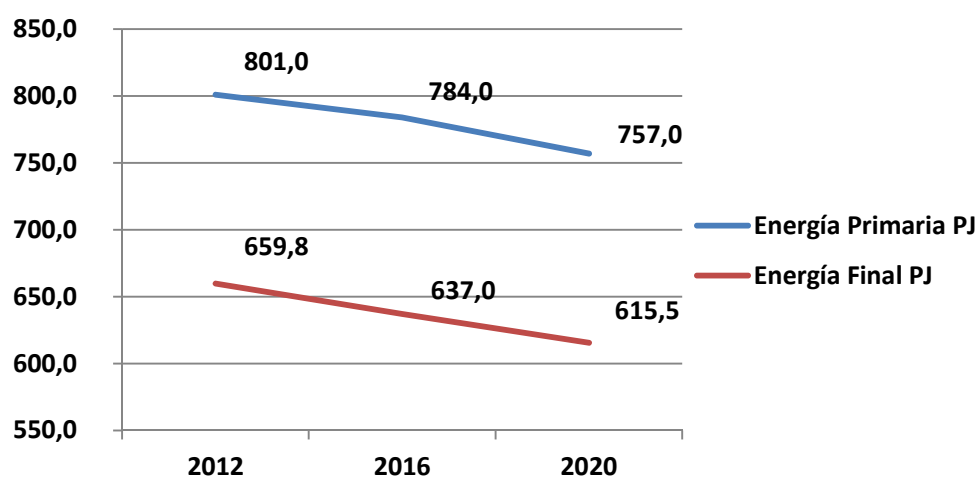
⁴⁹⁴ LARSEN, A., BUNDGAARD, S. S., DYHR-MIKKELSEN, K., & TOGEBY, M. (2013), “Energy Efficiency Obligation Schemes in the EU: Lessons learned from Denmark”. In *IAEE Energy Forum*. pp 43-47.

⁴⁹⁵ Es significativo que el dato de consumo de energía final de 659,9 PJ correspondiente al año 2012 se haya obtenido de un promedio de los consumos de los años 2002-2006, ya que en los

centraban en la reducción del consumo en los edificios, en las compañías de energía y en menor medida en el sector del transporte.

En el siguiente gráfico 37 se representan los objetivos de reducción de consumos de energía de energía primaria y final, de acuerdo con los datos del Plan de Acción. El descenso planificado de consumo de energía primaria desde el año 2012 es de 17,62%, mientras que el descenso de energía final planificado es algo mayor, el 18,69%. Una primera valoración es que el indicador de transformación de energía primaria en energía final se mantiene constante a lo largo del Plan, no mejora en los 6 años del Plan, y que se continúa con la tendencia en el periodo 1990-2010, ya comentada. Este dato es poco entendible y hace suponer que la estrategia de implantación de energías renovables, y en especial eólica, que se cita en el Plan, no estaba teniendo el efecto esperado en el indicador de eficiencia en la transformación.

Gráfico 37. NEEAP 2014. Energía Primaria y Final.



Fuente: NEEAP 2014. Elaboración propia.

Los compromisos de consumos establecidos en el Plan por sectores son:

años 2005 y 2006 el consumo fue de 666,3 PJ y 679,7 PJ, y la tendencia al año 2012 es 686,6 PJ.

La aplicación del modelo de DEE para el cálculo de la energía final, en los escenarios top-bottom y bottom-up produjo dificultades en el análisis de la eficiencia energética en el consumo de energía final. Se entendió que los resultados top-down eran muy conservadores.

Pero el resultado de ahorro de energía entre los años 2008-2016 difiere en 6,2 PJ, cantidad que no afectará a la propuesta de ahorros de energía final en 2020 de forma significativa. Los cálculos top-down, bottom-up no incluyen los ahorros en el sector de transporte.

Energía Primaria. Total Consumo ⁴⁹⁶	757 PJ
Producción de Electricidad.	116 PJ
Cogeneración.	136 PJ
Generación de calor de cogeneración	78 PJ
Generación de electricidad de cogeneración	44 PJ
Pérdidas de Energía por distribución	34 PJ
Energía Final. Total Consumo	632 PJ
Industria	135 PJ
Transporte	229 PJ
Viviendas	176 PJ
Servicios públicos y privados	79 PJ

El Plan justifica los ahorros de energía propuestos tomando como base las tendencias de ahorros en energía final y en energía primaria por la Agencia Danesa de Energía, sobre la base de las proyecciones de referencia para el consumo de energía que tiene en cuenta los efectos de la política energética danesa del 2008 y 2012. Además de esta valoración se aplica la metodología de la UE recogida en la Decisión de la Comisión del 22 de mayo 2013. Los objetivos de consumo de energía primaria y energía final han de contemplar la evolución de los ahorros de energía logrados hasta el momento de la redacción del Plan.

Las estimaciones de ahorros de energía final en el año 2016, realizados por la metodología top-down, son en total de 57,65 PJ y su distribución por sectores ha sido: compañías eléctricas: 64,4 PJ; viviendas: 29,9 PJ; comercio y servicios: 15,8 PJ; manufacturing: 12,0 PJ

41.9. Evaluación Odysee Mure 2016.

En enero de 2016 se publicó el informe de eficiencia energética de la Agencia Danesa de Energía, realizado por Odysee Mure, en cuyo sumario se concluye que desde el año 2000 la eficiencia energética ha mejorado en Dinamarca. La intensidad energética primaria ha disminuido en un 15,9% en el periodo 2000-2013, y el indicador de intensidad energética final ha mejorado en un 13,7% en el mismo periodo 2000 a 2013. Todos los sectores han contribuido a esta mejora. La eficiencia energética en la industria ha mejorado un 20,2% entre 2000-2013. En general el consumo de energía entre 2012 y 2013 se ha reducido en un 1,2% aun cuando el PIB se redujo un 0,5%

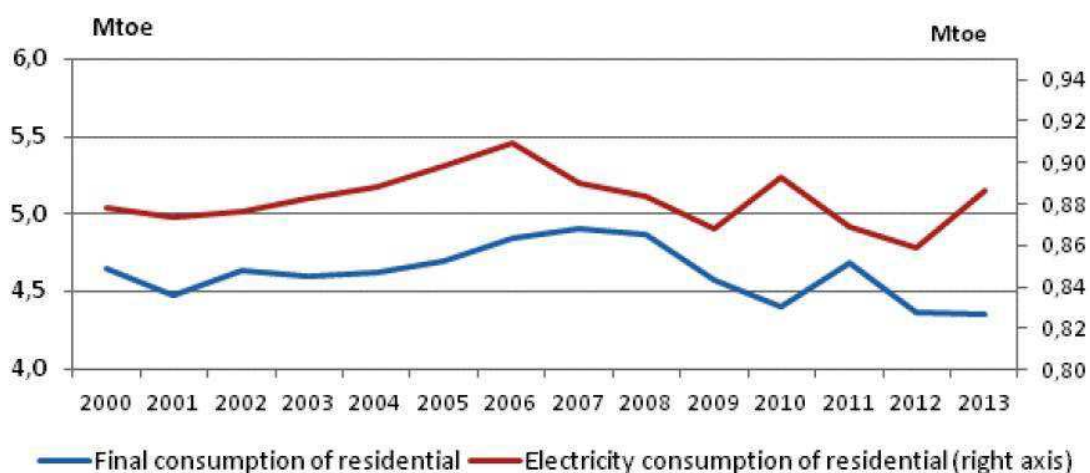
En el sector de edificios el consumo de energía final decreció en el periodo 2007 a 2013 un 11,2%, con un decremento anual del 2%, rompiendo la tendencia de crecimiento del consumo del periodo 2000 -2007 que fue del 5,7 % con un incremento anual de 0,8%. También en el consumo de electricidad se tuvo una situación similar:

⁴⁹⁶ Los datos de consumos estimados en 2012 no incluyen el consumo de energía primaria del sector de transporte, no acogidos a este Plan de Acción.

en el periodo 2000-2006 el consumo de electricidad se incrementó en un 6%, decreciendo en el periodo 2006-2013 un 2,5%.

No obstante en 2013 el consumo de electricidad experimentó un fuerte crecimiento con respecto al 2012. En el análisis que el informe hace del consumo de electrodomésticos se observa un fuerte incremento en televisión, incremento poco explicable si se considera que las nuevas tecnologías han reducido su consumo de una manera importante.

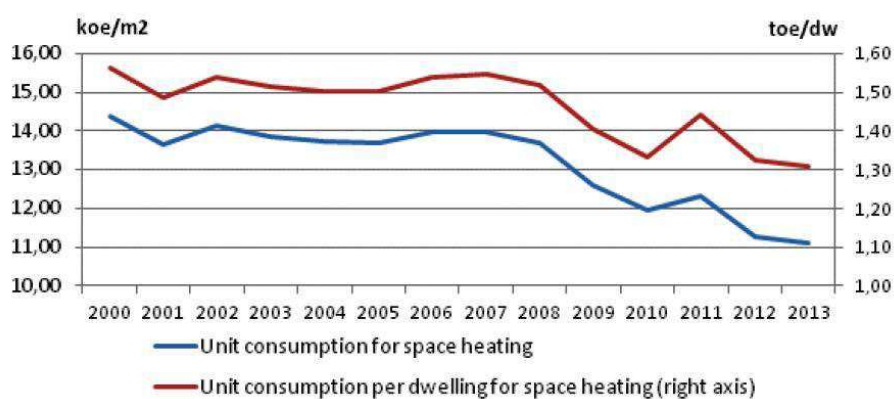
Gráfico 38. Consumo energía y electricidad sector edificios.



Fuente DEA, Odyssee Mure 2016

En la calefacción de edificios, Gráfico 39, se redujo el consumo por metro cuadrado de superficie y por vivienda. Sin embargo, aparece una ruptura brusca de la tendencia de calefacción en el año 2011, coincidente también en el consumo de energía y electricidad, de cuyo origen o naturaleza el informe no hace valoración.

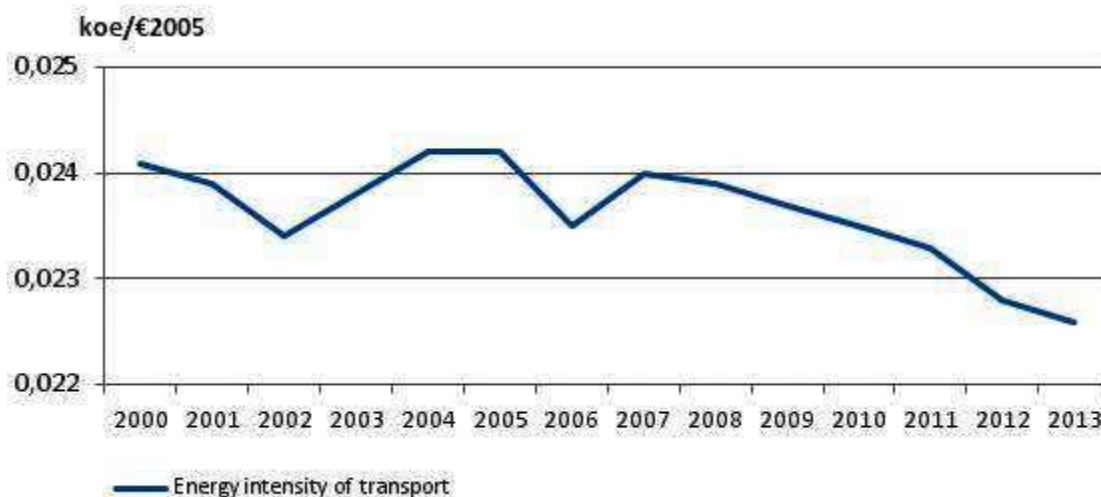
Gráfico 39. Calefacción en edificios 2000-2013. Fuente DEA, Odyssee Mure 2016



En el Sector Terciario la intensidad energética se redujo en el periodo 2000-2013 un 4,6% con clima no ajustado y del 10,6% con clima ajustado.

En el Sector del Transporte, Gráfico 40, la intensidad energética se ha reducido en un 6,2%. En este Sector el informe destaca, en el periodo 2001-2013, un incremento del 18% de la participación del diésel en el consumo total de combustible.

Gráfico 40. Intensidad Energética en el Transporte 2002-2013.



Fuente: DEA. Odyssee Mure 2016

CAPITULO IV. INVESTIGACION Y DESARROLLO

42. Investigación y Desarrollo y Demostración

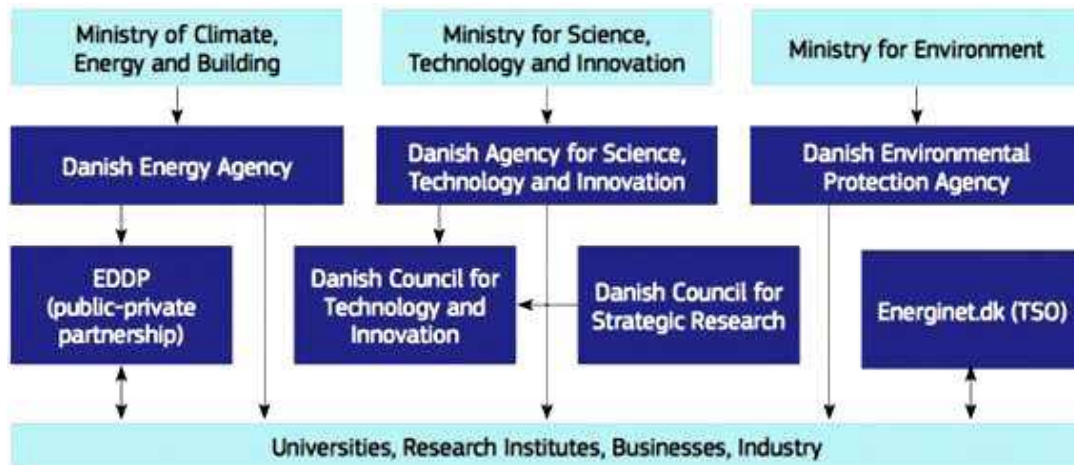
Según se recoge en el documento informativo acerca de la organización de la estructura del *Energy Research Knowledge Center* en el marco de *European Strategic Energy Technology SET-Plan*, la responsabilidad en Dinamarca de las políticas en investigación y desarrollo y demostración en materia de energía está distribuida entre distintos organismos.

Los Ministerios de Clima, Energía y Edificación, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación y el Ministerio de Medioambiente tienen la responsabilidad de establecer las prioridades, los programas y objetivos en cuya definición participan la Agencia Danesa de Energía, la Agencia Danesa para la Ciencia, la Tecnología y la Innovación, la Agencia de Protección Ambiental de Dinamarca, el Consejo Danés para la Tecnología, la Junta de Consejos Daneses de Investigación, el Fondo de Tecnología Avanzada y el operador de la red Energinet.dk.

La financiación de la investigación, desarrollo y demostración de los programas que se consideran prioritarios por la industria y por las autoridades de investigación, se realiza con el apoyo del gobierno, pero con amplia participación de las empresas poniendo el

énfasis en la demostración de los desarrollos obtenidos⁴⁹⁷. Existe una estrecha relación entre la industria y las universidades para la investigación en nuevas tecnologías.

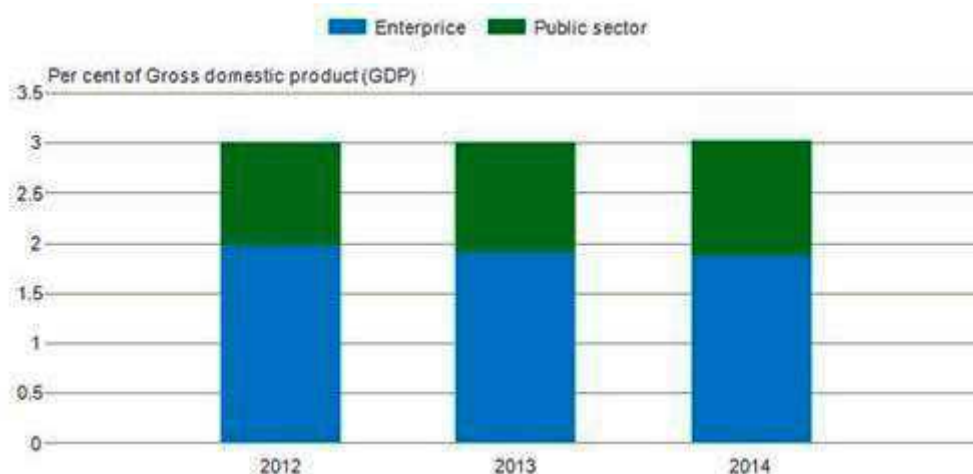
Gráfico 41. Organismos e Instituciones en la Investigación, Desarrollo y Demostración.



Fuente: Comisión Europea

La inversión en Dinamarca en relación al PIB, Gráfico 42, se ha reducido al 2.8 %, disminuyendo en el periodo 2012-2014 la inversión en el sector privado con respecto a la inversión pública que alcanzó el 1,01% en 2012, situándose en los niveles de inversión pública de Suecia y Finlandia. La producción científica danesa ocupa el primer lugar en la UE en términos de porcentaje de publicaciones altamente citadas.

Gráfico 42. Inversión público privada en IDD en función del PIB: Evolución.



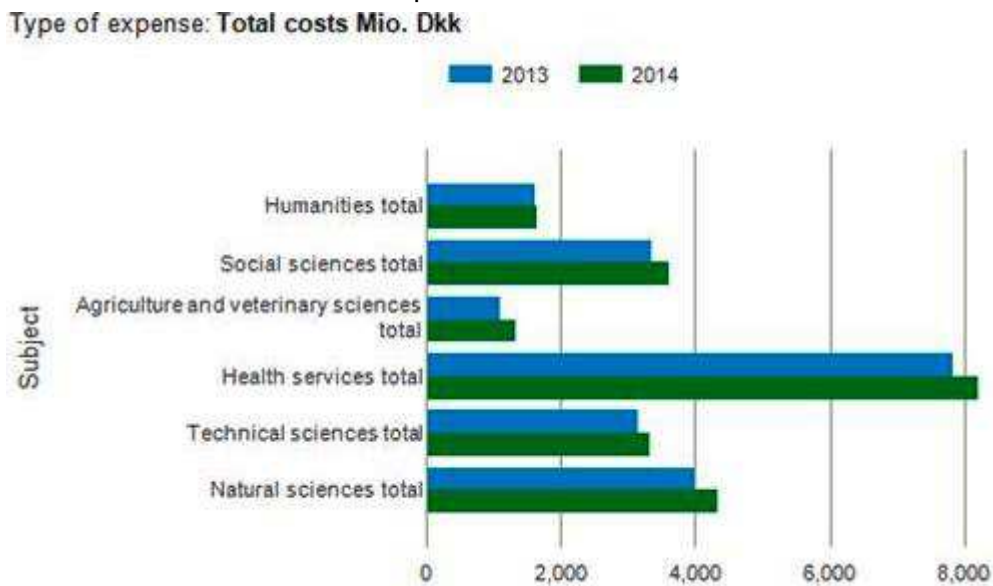
Fuente: Research and Innovation en EU. 2014

⁴⁹⁷ MARKARD, J., TRUFFER, B., & IMBODEN, D. (2004), "The impacts of market liberalization on innovation processes in the electricity sector". *Energy & Environment*, 15(2), 201-214.

La investigación y desarrollo en energía en Dinamarca está muy relacionada con los temas definidos en la política energética nacional. La bioenergía representa el 26% del total presupuesto de investigación en energía, el 17% se destina a la energía eólica, el 13% a la eficiencia energética, el 16% al hidrógeno⁴⁹⁸ y las pilas de combustible en los sectores del transporte⁴⁹⁹ y de la construcción, y el 13% para los sistemas de energía. El resto de la energía de presupuesto de I+D (18%) se dedica al desarrollo de otras tecnologías, incluyendo la solar, de las olas y la geotérmica.

Es muy significativo que, en Investigación y Desarrollo, el gasto público más elevado se destine al sector de salud y servicios sanitarios. El gasto público de los sectores o actividades de las ciencias sociales y de las ciencias naturales es superior al de la tecnología que solo percibe un 12,3 % aproximadamente del total del gasto público. Esto significa que la aportación de la industria al I+D+d es substancial para alcanzar un alto nivel de desarrollo, sin necesidad por ello de recortar la investigación en sectores de aparente baja rentabilidad económica pero elevado beneficio social.

Gráfico 43. Gasto Público en R&D por actividades.



Fuente: Comisión Europea.

42.1. Estrategias Energinet.dk 2020

Las estrategias más significativas en investigación y desarrollo, propuestas por Energinet.dk y los agentes de los distintos sectores, han sido:

⁴⁹⁸ SØRENSEN, B., PETERSEN, A. H., JUHL, C., RAVN, H., SØNDERGREN, C., SIMONSEN, P., & SCHLEISNER, L. (2004), "Hydrogen as an energy carrier: scenarios for future use of hydrogen in the Danish energy system". *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(1), 23-32.

⁴⁹⁹ CHRISTENSEN, T. B., WELLS, P., & CIPCIGAN, L. (2012), "Can innovative business models overcome resistance to electric vehicles? Better Place and battery electric cars in Denmark". *Energy Policy*, 48, 498-505.

1.- Redes inteligentes.

La Red de Investigación en Redes Inteligentes ha presentado al Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Clima danés la "Hoja de ruta 2020 para la red inteligente de investigación, desarrollo y demostración", centrada en el fortalecimiento y la comercialización de la infraestructura de investigación con prioridades en cinco sub-áreas: 1. El sistema eléctrico. 2. Los mercados de energía. 3. Componentes. 4. Los consumidores. 5. Tecnología de la comunicación (TIC) y la información.

2.- Biomasa.

La utilización de la biomasa para la producción de electricidad y cogeneración, tipos de biomasa y efectos ambientales de la combustión. Usos en la gasificación para la obtención de biogás. Tecnologías térmicas como el motor Stirling.

3.- Hidrógeno y pilas de combustible.

El análisis de la investigación del hidrógeno y pilas de combustible en Dinamarca. La estrategia está promovida por la Asociación del Hidrógeno y Pilas de Combustibles y las autoridades energéticas.

4.- Células solares.

La estrategia de la célula solar cubre todo el proceso de investigación y desarrollo, desde el diseño e implementación, a la demostración y pruebas a largo plazo. La estrategia se refiere al uso de las células solares de silicio y las células solares de polímero.

5.- Energía Eólica.

La estrategia de la energía eólica se refiere al desarrollo de la economía y al estudio de los impactos en el medioambiente (en términos de impactos visuales y los impactos sobre el campo) de la energía eólica, así como la identificación de la interacción entre la energía eólica y el sistema de electricidad con el fin de incorporar cada vez mayores volúmenes de energía. Dentro del campo de la energía eólica marina, los esfuerzos se centran en el desarrollo de las fundaciones, los impactos ambientales, problemas de corrosión, impacto a largo plazo, etc.

6.- Energía de olas.

La estrategia de energía de las olas se refiere al desarrollo de los programas de medidas y pruebas, la evaluación de los resultados, escalamiento paso a paso calculando el precio del kWh de electricidad generada por medio de energía de las olas. El foco está en las tecnologías que implican absorbedores puntuales, dispositivos y sistemas de turbina de desbordamiento / turbina de viento.

7.- Biogás.

En colaboración con el programa de investigación EUDP500 (dentro de la Agencia Danesa de Energía) y la Asociación de Biogás de Dinamarca, Energinet.dk ha preparado una estrategia para los esfuerzos de investigación y desarrollo de biogás. La estrategia identifica las áreas de interés más importantes para lograr el objetivo de Dinamarca de aumentar el número de plantas de biogás hasta el año 2020 y establecer la ruta para los esfuerzos de desarrollo públicos y privados. El desarrollo de programas Energinet.dk, ForskEL y ForskNG y EUDP, consideran el biogás como un área de interés prioritario.

8.- Calor solar.

Se destinaron fondos para examinar las posibilidades de construir grandes plantas de energía solar térmica con plantas de cogeneración asociadas, estudiar los problemas de almacenamiento de energía y desarrollar prototipos de demostración de dichas instalaciones. Posteriormente, la Agencia Danesa de Energía y Energinet.dk y la industria han preparado una estrategia de calefacción solar para todo tipo de calor solar.

42.2. Estrategia combinada de investigación energética danesa

El Comité Asesor de Investigación de la Energía (REFU) ha preparado la estrategia danesa combinada de investigación en energía⁵⁰¹. El objetivo de la estrategia es encontrar los puntos fuertes daneses dentro de la investigación de la energía y garantizar que los programas de investigación de energía persiguen objetivos comunes en lo que respecta a la comercialización, el crecimiento y la creación de empleo y las posibilidades de internacionalización.

42.3. Programas de Investigación y Desarrollo.

1.- Danish Energy Agency. Ministerio de Clima y Energía.

El Ministerio de Energía puso en marcha en 2007 el programa EUDP, Energy Technology Development and Demonstration Program, que nace con el objetivo de asegurar el desarrollo y la demostración de nuevas tecnologías energéticas, que pueden reducir la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de GHG. Tienen también cabida en EUDP los proyectos innovadores, dentro de la eficiencia energética, con un importante potencial comercial. Los proyectos deben centrarse en la evolución en materia de tecnologías y soluciones existentes, en la posibilidad de soluciones que se pueden replicar y escalar, así como la competitividad económica.

EUDP requiere que los proyectos financiables aporten soluciones efectivas, con contenido tecnológico innovador, técnicamente factibles, y patentables. Se espera que las aplicaciones desarrolladas conciten una demanda del mercado en un plazo de 5 años desde la terminación del proyecto y que tengan un cliente objetivo bien definido.

⁵⁰⁰ Energy Technology Development and Demonstration Programme (EDDP en inglés).

⁵⁰¹ Energinet.dk. Danish Strategies up date. 12 enero 2016.

Un objetivo importante es asegurar la participación de inversores privados en los proyectos.

Las solicitudes, en dos convocatorias anuales, pueden presentarse para la financiación de proyectos en relación con todos los tipos de tecnologías de energía que cumplen el objetivo anterior. También podrán presentarse para financiar la investigación que mejora o apoya la demostración, así como para la financiación de otras actividades, incluidos los proyectos de la IEA. Las convocatorias del 2016 ofrecen la opción de solicitar la financiación de proyectos preliminares para participar en proyectos de desarrollo y demostración de la UE.

EDUP tiene un presupuesto total del programa de 50,3 millones € al año destinados únicamente al apoyo a las empresas danesas que se centran en nuevas tecnologías energéticas y su introducción en el mercado global. Son beneficiarios: PYMES, grandes empresas (no PYME), institutos de investigación y universidades.

2.- Green Labs DK.

Green Labs DK es un programa que ayuda la creación de infraestructuras de gran tamaño para ensayos y demostración de tecnologías en energía sostenible. El programa pone el foco en la eficiencia energética y las energías renovables y cualquier tecnología que permita la no dependencia de los combustibles fósiles. Green Labs ha subvencionado 210 MDKK en el periodo 2010-2012. Todas las infraestructuras han sido subvencionadas al menos con el 50%.

Las infraestructuras que han recibido ayudas y ya en operación son:

- DOLL. Danish Outdoor Lighting. DTU
- LORC Lindoe Offshore Renewables Center
- Power Lab. Smart Grid y Smart Energy Testing- DTU
- Green Gas Teknik Center
- GLEEB. GreenLab for Energy Efficient Building. Teknologisk Institut

Y están en construcción:

- Green PET Lab. Delta Lab Elektronisk
- DEIL. District Energy Innovation Lab
- DanWEC. Danish Wave Energy Center. Dan Wec Fonden

3.- Ministerio de Alta Educación y Ciencia.

En 2014, el Danish Council for Strategic Research, el Danish Council for Technology and Innovation y el Danish National Advanced Technology Foundation, se unieron para la creación de una nueva organización: Innovation Fund Denmark IFD. Entre los tres organismos se invirtieron 59 M€ en distintos programas de energía.

El IFD tiene como misión financiar actividades en ciencia y tecnología, e incluso en tecnología avanzada con foco en las oportunidades sociales, y de la investigación y desarrollo del sector privado en pequeñas empresas y de tamaño medio como instrumento de la mejora de la productividad con base en los pilares Educación, la Innovación y la Inversión.

Considera seis áreas de investigación e inversión entre las que se encuentra el área de Energía, Clima y Medioambiente.

42.4. Programas Energinet.

Energinet.dk ofrece apoyo financiero a la investigación de la energía a través de los programas ForskEL y ForskVE, los cuales se constituyen con PSO pagados por todos los consumidores de electricidad con 0,05 DKK/ kWh. El objetivo de ambos programas es promover el desarrollo de las tecnologías de generación de energía sostenible. De acuerdo con la ley danesa, Energinet.dk está obligado a desarrollar los sistemas de energía.

ForskEL.

Programa de investigación que tiene por finalidad apoyar el desarrollo y demostración de la integración y conexión a la red de las tecnologías de generación renovables y cada año se lleva a cabo una convocatoria de ayudas. El Ministerio de Energía determina, en línea con la política energética, las áreas de investigación y el presupuesto anual del programa para cada convocatoria. Energinet.dk tiene un marco de financiación anual para el programa de 130 millones de DKK.

ForskGN.

Programa de apoyo a I + D + D (Investigación, Desarrollo y Demostración) en tecnologías de biogás y de su interacción con la red de gas. En este contexto se incluyen tanto el biogás "verdadero" como los gases producidos a partir de biomasa mediante gasificación térmica. El programa ha sido gestionado por el Ministerio de Clima, Energía y Edificación. ForskGN no seguirá convocándose.

ForskVE.

Programa de ayuda a la maduración y diseminación de tecnologías renovables con poco nivel de desarrollo como la gasificación térmica, las olas, y la energía solar. La última convocatoria se hizo en 2015 y no se esperan nuevas convocatorias.

42.5. Proyectos Energinet.dk R&D

Energinet.dk lanza anualmente una serie de proyectos, dentro del programa denominado ForskIN, financiado internamente a partir de las tarifas gas y electricidad, con el fin de mantener un alto nivel de garantía de suministro y el desarrollo de electricidad y gas natural. Los proyectos son aprobados por los órganos de gestión de

Energinet y son coordinados por un equipo interno interdisciplinar. Energinet apoya los proyectos que forman parte de otros proyectos internacionales bajo el auspicio de organismos multilaterales o de la UE.

Los proyectos de Energinet se distribuyen en estos cuatro grupos:

- R&D en desarrollo de los mercados de gas y electricidad. Participación en proyectos internacionales.
- R&D en transmisión a la red de electricidad, expansión, operación y mantenimiento de la red de alta tensión. Abiertos a colaboración con compañías regionales de transmisión o de red.
- R&D en transmisión a la red de gas e interconexiones internacionales y la operación de la red de transmisión.
- R&D en planificación en los que habitualmente se involucra el propio departamento de planificación. Frecuentemente estos proyectos se desarrollan en colaboración con la IEA, ENTSO-E, CIGRÉ y EURELECTRIC.

42.6. Universidades y Centros Tecnológicos de referencia.

Universidad Técnica de Dinamarca. DTU.

La DTU es una de las más importantes universidades tecnológicas de Europa y situada entre las 10 primeras universidades en el mundo por su colaboración con la industria. Cuenta con más de 2.000 educadores e investigadores y 1.200 fellows, en 16 áreas de conocimiento, entre las que, en relación con la energía sostenible, se encuentran la energía, el transporte, electro tecnología, biotecnología, medioambiente y materiales. RISOE, que ha sido el centro de investigación de mayor nivel de conocimiento en el campo de la tecnología eólica, se integró en la DTU en 2008.

En materia de energía se investiga en Bioingeniería, Células de combustible, Suministro de electricidad; Eficiencia Energética, Almacenamiento de energía, Producción de energía. Combustibles fósiles, Solar y Eólica. De los cinco centros existentes se dedican a la energía sostenible:

- Laboratorio Nacional para la Energía Sostenible que estudia la energía desde las fuentes de energía, la demanda, el almacenamiento de energía, la conversión de energía.
- Centro de bio-procesos, que se ocupa en la conversión bio-catalítica y enzimática, tecnologías utilizadas en la conversión de biomasa en biocombustibles.
- Centro para la ingeniería de los recursos energéticos, que entre sus muchas actividades se ocupa de la captación de CO₂.

Danish Gasteknisk Center

Compañía privada de consultoría con participación de Energitek.dk especializada en la utilización de gas, investigación y desarrollo, laboratorio de ensayos, proyectos de demostración y formación. Tiene una línea de actividad dedicada al gas renovable, upgrading de biogás, inyección de hidrógeno en gas natural y utilización combinada de gas con energías renovables.

Aalborg Universitet

La facultad de Ingeniería y Ciencias cuenta con un departamento de Tecnología Energética, con programas de investigación en energías renovables, sistemas eólicos, fluido-dinámica aplicada a parques eólicos *on* y *offshore*, fotovoltaica, biomasa, microrredes, acumulación de energía, etc., así como en eficiencia energética en edificación. Cada actividad de investigación cuenta con un laboratorio especializado con equipamiento muy actual

CAPITULO V. SOSTENIBILIDAD DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN DINAMARCA.

43. Modelo Energético.

La estrategia danesa en energía, al igual que en la mayoría de los países europeos, estuvo marcada en la década de los años 70 por la necesidad de garantizar el suministro de energía, tras las dos crisis del petróleo y las previsibles tensiones en los precios tras la creación del pool de productores de petróleo OPEP. El hallazgo de gas y petróleo en el Mar del Norte supuso un paso decisivo en la garantía de suministro para Dinamarca, Noruega, Holanda y Reino Unido.

La emergencia internacional acerca del cambio climático ha sido afrontada de muy distinta manera por los países miembros de la UE con alta dependencia energética. También en los países beneficiarios del gas y petróleo del mar del Norte, la visión estratégica de cómo abordar la situación climática ha sido muy distinta.

Dinamarca, país precursor en la lucha contra el cambio climático, consideró necesaria la puesta en marcha de una política energética sostenible, proyectada con un escenario en el 2050, de cero emisiones de gases de efecto invernadero GHG, y con un amplio y coherente marco regulatorio considerado por las distintas fuerzas parlamentarias como una política de estado.

El modelo energético necesario para cumplir tal objetivo, se inspira, como hemos tenido ocasión de observar en el análisis realizado, en:

- Generación de electricidad y calor a partir de fuentes de energías renovables, eólica, solar y biomasa.

- Potenciar el desarrollo del *district heating*, sistema de calefacción muy extendido en el país y que forma parte de su cultura energética.
- Eficiencia en el consumo de energía y reducción de la demanda principalmente en los edificios.
- La creación de una red de interconexiones que hagan posible atender la demanda en momentos de baja generación eólica y solar y exportar el exceso de energía en momentos de alta generación.
- Los sistemas de acumulación de gas y de electricidad, mediante transformación a otro tipo de energía primaria acumulable.
- La investigación, desarrollo y demostración de nuevas tecnologías y sistemas en materia de energía.
- La aplicación de sistemas razonables de incentivos a las inversiones a través de primas de tarifa o primas de mercado.

Como está siendo habitual, en los procesos de definición e implantación de las estrategias energéticas orientadas a un cambio de modelo energético sostenible que permita la reducción de emisiones, la discusión sobre el impacto económico y social es frecuente, como hemos podido contrastar en la elaboración de esta tesis. Las preguntas que los distintos sectores de la sociedad se están haciendo en estos momentos, ya con los procesos en marcha, son recurrentes.

- Conocer si los objetivos son alcanzables. Factores críticos, tecnología y recursos.
- Identificar si se va a producir una pérdida de competitividad respecto a terceros países.
- Proyectar el balance de costos y beneficios, su efecto en el PIB y su distribución en la sociedad.

Y para dar respuesta a estas cuestiones vamos a analizar diferentes aspectos que permiten definir el proceso de Sostenibilidad Energética en Dinamarca.

44. Indicadores de Sostenibilidad Energética.

44.1. Energía primaria y Energía Final.

Los siguientes indicadores recogidos en el Cuadro 6 ilustran cómo la Política Energética de un país contribuye a la sostenibilidad energética. El consumo en energía primaria, desde 2007 al 2014, ha disminuido en un 14,4 %, lo que supone una reducción significativa y un exponente claro de que las medidas en eficiencia energética han sido efectivas. El consumo de energía final sigue la misma senda con una reducción que ha sido del 11,9%, cerca del 2% anual.

Por sectores, la mayor reducción del consumo se ha dado en energía primaria (24,5%) y en energía final (22.3%) en los sectores de agricultura e industria. Los restantes sectores están en torno a un 8-9% de reducción de energía primaria y final, lo que sin

duda es un dato que habla muy a favor de la consistencia de las actuaciones en sostenibilidad energética.

Se pone de manifiesto la reducción de la producción interior de gas y petróleo y en consecuencia el incremento del ratio de la dependencia energética. Pero en este aspecto, es de destacar que Dinamarca importa hasta un 8% de energías renovables como materia prima, biomasa, madera, paja, astillas, etc., para su uso en la generación de CHP. La participación de las energías renovables en el consumo de energía final ha crecido en este periodo del 20,65% en 2007, al 32,71% en 2014.

Cuadro 6. Indicadores de Energía Primaria y Final.

Energía Primaria	Mtoe	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Producción Energía Primaria									
Petróleo		15,58	14,41	13,25	12,48	11,24	10,25	8,92	8,35
Gas Natural		8,27	9,02	7,52	7,34	5,89	5,16	4,28	4,15
Renovables		2,85	2,79	2,80	3,14	3,12	3,11	3,23	3,32
Residuos		0,43	0,45	0,42	0,41	0,41	0,40	0,40	0,42
ER Import-Export Balance		0,44	0,53	0,58	0,88	1,04	1,20	1,23	1,27
Consumo Energía Primaria									
Petróleo		8,22	8,03	7,50	7,53	7,23	6,92	6,65	6,55
Gas Natural		4,07	4,14	3,95	4,40	3,75	3,59	3,32	2,90
Carbón		4,49	4,37	4,09	3,70	3,50	3,52	3,45	3,11
Residuos		0,43	0,45	0,42	0,41	0,41	0,40	0,40	0,42
Renovables		3,28	3,32	3,39	4,01	4,14	4,31	4,46	4,58
Usos EP por sectores									
Sector Energía		1,15	1,22	1,05	1,11	1,07	1,08	0,97	0,93
Uso no energético		0,31	0,26	0,25	0,26	0,30	0,27	0,28	0,25
Transporte		5,39	5,34	5,02	5,06	5,06	4,94	4,88	5,00
Agricultura e Industria		5,09	4,94	4,45	4,53	4,40	4,21	4,01	3,84
Comercial y Servicios Públicos		3,13	3,15	3,14	3,22	2,94	2,97	2,89	2,69
Vivienda		5,41	5,40	5,43	5,88	5,27	5,26	5,25	4,84
Consumo de Energía Final									
Transporte		5,35	5,29	4,98	5,01	5,02	4,90	4,84	4,97
Agricultura e Industria		3,72	3,61	3,23	3,33	3,29	3,11	2,99	2,89
Uso no energético		0,31	0,26	0,25	0,26	0,30	0,27	0,28	0,25
Comercial y Servicios Públicos		2,00	2,01	2,00	2,13	1,95	1,98	1,97	1,82
Vivienda		4,53	4,52	4,52	5,02	4,51	4,46	4,49	4,09
% de Energía Renovables/ Energía Primaria									
		10,50%	10,48%	11,68%	13,42%	15,10%	16,42%	19,19%	20,45%
% de Energía Renovables/ Energía Final									
		20,65%	21,17%	22,61%	25,47%	27,46%	29,27%	30,61%	32,71%
Dependencia Energética									
		-24,45%	-23,86%	-19,40%	-14,20%	-7,83%	-0,93%	8,62%	8,12%
Índice de Transformación EP/EF									
		77,62%	77,25%	77,45%	78,55%	79,11%	78,55%	79,68%	79,84%

Fuente: DEA Statistics 2014 Elaboración propia

44.2. Indicadores Climáticos, energéticos y económicos.

El Cuadro 7, Indicadores de Sostenibilidad Energética, combina indicadores climáticos, energéticos y económicos. Es una buena fotografía de la situación de un país en materia de sostenibilidad energética y de los avances, o retrocesos, realizados. Como ya hemos comentado, se observa la tendencia de reducción de producción de energía primaria y el inicio de la dependencia energética.

Tanto la reducción del consumo per cápita, como la del indicador de intensidad energética, tienen una progresión continuada en los años analizados y el efecto de la mayor participación de las energías renovables tiene su traslación a la reducción de emisiones de GHG.

Los objetivos de emisiones de GHG de Dinamarca, de acuerdo con el Protocolo de Kyoto y establecidos por la UE, suponían una reducción del 21% de las emisiones en el periodo comprendido entre 1990 y 2012. Sin embargo la reducción en este periodo fue solamente del 14%. Dinamarca consideró alcanzados los objetivos si se tenían en cuenta 24,5 millones de toneladas de GHG asignados como ETS (*Emission Trading Scheme*).

Según el informe del *National Center for Environment and Energy* de la Universidad de Aarhus, en el periodo 2008-2012 la industria de la energía contribuyó a las emisiones en un 38%, el transporte un 23%, la agricultura un 16% y otros sectores un 10%. Se prevé que la mayor reducción hasta el 2035 tenga lugar en el sector de la energía, mientras que las emisiones en transporte seguirán creciendo.

En el periodo analizado entre 2007 y 2014, el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero GHG, expresados en términos de Mt CO₂ equivalente de todos los sectores, (excluyendo LULUCF⁵⁰² e incluyendo aviación) se ha reducido en un 25,5 % en valores absolutos. En relación con el consumo total de energía, la reducción de emisiones por toe de energía primaria es de un 13,1 % y un 15,5 % en relación con la energía final. Los ratios de reducción de consumo per cápita y en relación al PIB están en línea con la reducción del total de emisiones.

El sector de energía contribuye a las emisiones totales de CO₂ equivalente en un 69,5 %. La evolución de las emisiones del sector de la energía en el periodo analizado 2007-2014 supone un descenso del 31,6 % en contraste con el resto de sectores que mantienen sus emisiones, como es el caso de la agricultura.

⁵⁰² LULUF es acrónimo de “*land use and land use changes and forestry*”. Las emisiones de CO₂ son calculadas bajo los criterios del UNFCCC y el Protocolo de Kyoto. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/environment/air-emissions-inventories/database>

Cuadro 7. Indicadores de Sostenibilidad Energética.

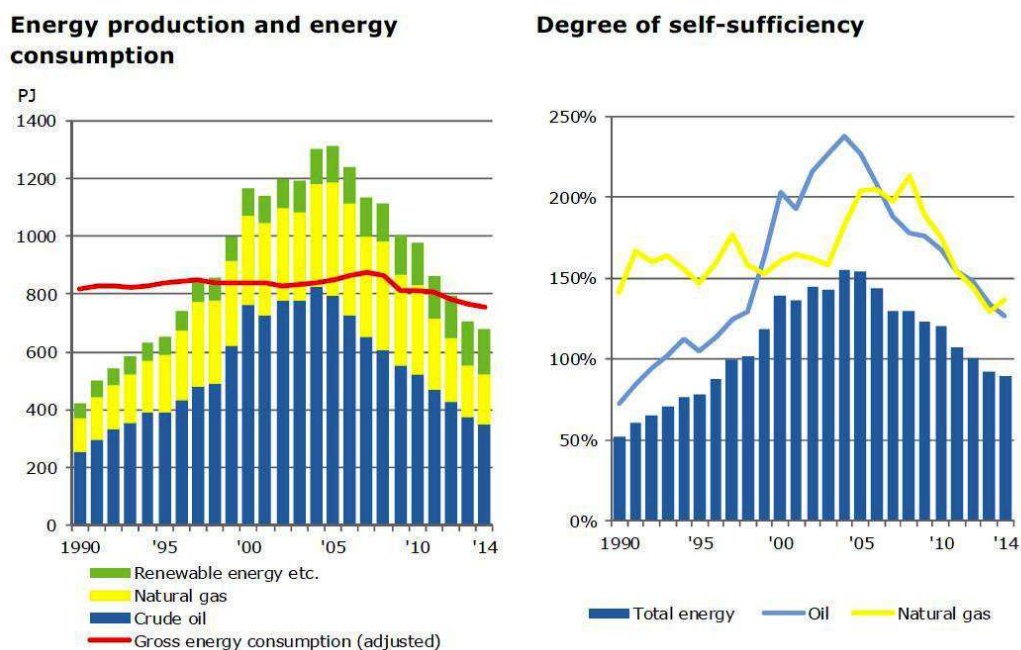
Indicadores Sostenibilidad Energía		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Población	Millones hab	5,46	5,49	5,52	5,55	5,57	5,59	5,61	5,65
PIB	mil Millon €	276,87	274,88	260,89	265,13	268,19	266,43	265,14	260,80
EP Production	Mtoe	26,70	25,85	23,53	22,90	20,20	18,51	16,47	15,79
Total consumo EP	Mtoe	20,49	20,31	19,34	20,05	19,04	18,74	18,28	17,55
Consumo EP per capita	toe/hab	3,75	3,70	3,50	3,61	3,42	3,35	3,26	3,11
Intensidad Energética EP	koe/1000 €	74,00	73,88	74,14	75,64	70,99	70,34	68,95	67,29
Consumo Energía Final	Mtoe	15,90	15,69	14,98	15,75	15,06	14,72	14,57	14,01
Consumo EF per capita	toe/hab	2,91	2,86	2,71	2,84	2,70	2,63	2,60	2,48
Emisiones totales CO2-eq	Mt CO2	71,79	68,18	64,97	65,47	60,36	55,51	57,49	53,46
Emisiones Energía CO2-eq	Mt CO2	53,81	50,89	48,58	49,10	43,78	39,12	41,02	36,79
CO2/ EP	tCO2/toe	2,626	2,506	2,512	2,448	2,299	2,088	2,244	2,096
CO2/EF	tCO2/toe	3,383	3,244	3,243	3,117	2,906	2,658	2,816	2,626
CO2 per Cápita	tCO2/hab	13,148	12,419	11,770	11,796	10,837	9,930	10,248	9,462
CO2/PIB	kg CO2/€	0,259	0,248	0,249	0,247	0,225	0,208	0,217	0,205

Fuentes: Eurostat y EIA y DEA

En el Gráfico 44 se puede observar la evolución de la producción de energía y del consumo en Dinamarca desde el año 2009 tomando como fuentes de energía primaria las tres fuentes principales: petróleo, gas y renovables⁵⁰³. Es muy ilustrativo el mayor consumo de energía entre 1990 y 2005 y el retorno en 2014 a niveles de consumo de 1996, con un importante incremento de la participación de las renovables en el mix y la reducción del gas y del petróleo.

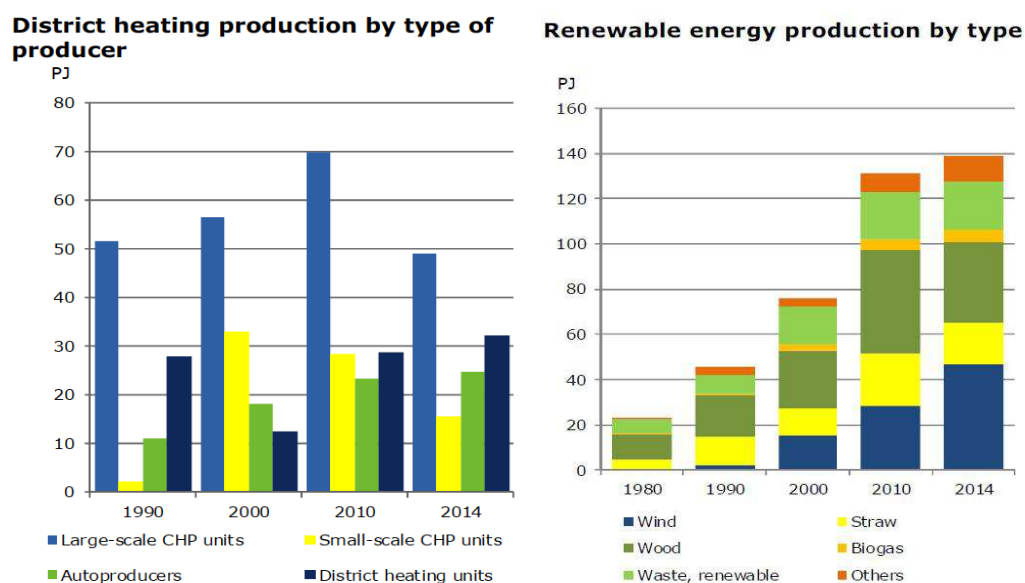
⁵⁰³ Las unidades se han mantenido en toe en lugar de PJ, porque los indicadores relativos son expresados habitualmente en esta unidad por las principales fuentes estadísticas.

Gráfico 44. Producción y consumo de energía. Dependencia energética.



En el Gráfico 45 se analiza la evolución de dos tecnologías importantes en un sistema sostenible, el DH y las energías renovables, desde los años 1990 y 1980. En el primer gráfico se observa, en los años 90, una mayor producción energética de las plantas a gran escala, pero ya en 2014 la situación se equilibra reduciéndose la producción en grandes y medias plantas y surgen plantas de menor tamaño, de autoprodutores, desde 2010.

Gráficos 45. Evolución de las Tecnología DH y de las Energías Renovables.

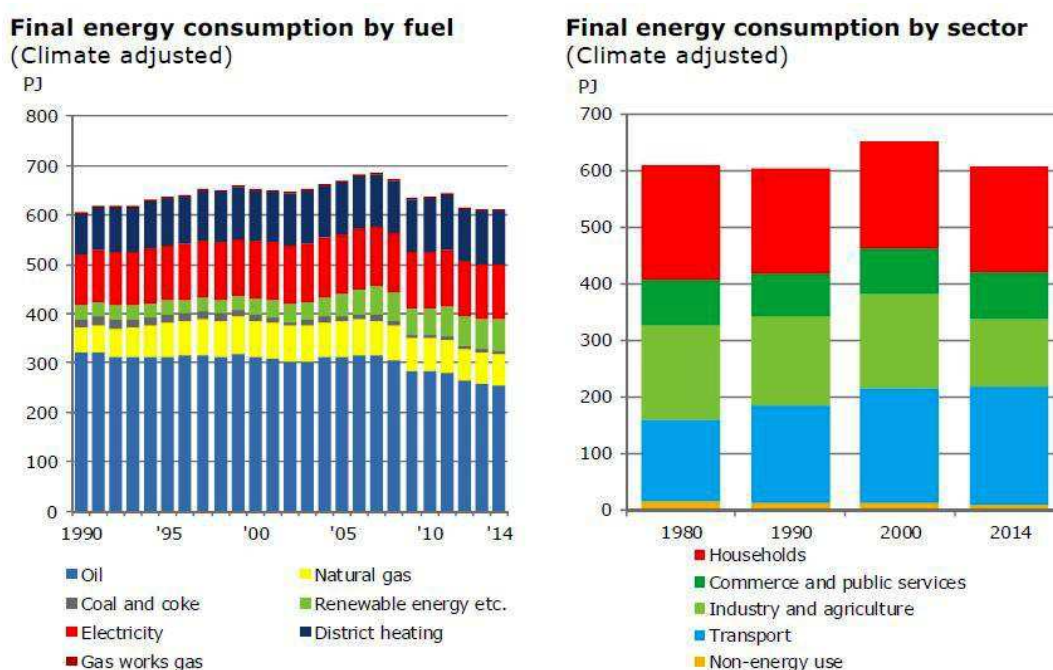


Fuente. DEA Estadísticas 2014

En el consumo de energía final desde 1990 es apreciable la reducción del petróleo y gas natural más acusada desde el año 2008, aunque el consumo total de energía final en 2014 es similar al del año 1990. Pese a ello el petróleo sigue siendo la fuente de combustible más utilizada principalmente por el transporte, cuyo consumo sube año tras año, y por la industria.

En energías renovables se pone de manifiesto el importante crecimiento de la energía eólica, así como de la utilización de la madera, aunque con una importante reducción en el periodo de 2010 a 2014. Gráficamente, podríamos decir que la energía eólica desplaza a la madera y paja como materia prima en generación de electricidad y calor, manteniéndose el biogás y los residuos.

Gráfico 46. Energía Final Consumo por fuentes de energía y sectores.



Fuente. DEA Estadísticas 2014

El consumo de ambos sectores se mantiene constante desde 1990. Destaca el crecimiento de las energías renovables y del *District Heating* desde 1990. El consumo en viviendas también se reduce un 12% desde 4.446.000 toe en 2007 a 3.956.600 toe en 2014.

44.3. Precios de la Energía.

Una política energética sostenible ha de estar soportada en unos precios de la energía⁵⁰⁴ que permitan el desarrollo social y económico y la competitividad con países

⁵⁰⁴ Los precios del gas del sector doméstico incluyen todas las tasas e IVA. En el sector industrial se han recogido los precios sin IVA ni las tasas que Eurostat considera recuperables. El sector Doméstico tiene un solo precio en el consumo entre 20 GJ y 200 GJ. Las bandas de precios en el consumo industrial de gas son:

del entorno. El equilibrio en la repercusión a los consumidores del extracosto de un desarrollo energético sostenible ha de ser armónico entre los distintos sectores de consumo, pero, a mi modo de entender, no generando una carga inasumible por las capas más desfavorecidas de la sociedad.

Las estadísticas de los organismos públicos tienen muy en cuenta el indicador de intensidad energética que, como ya conocemos, expresa el consumo de energía por unidad de Producto Interior Bruto del país. Pero, recientemente, se ha considerado más acertado a conocer el costo energético por unidad de Valor Añadido Bruto, porque es un factor muy importante a efectos de la competitividad.

Cuadro 8. Precios de Gas Natural Doméstico e Industrial.

GAS NATURAL		2011	2012	2013	2014	2015
€/kWh Tasas Incluidas						
Doméstico	D	0,1029	0,0955	0,0977	0,0878	0,0764
Industrial	I 1	0,0749	0,0676	0,0672	0,0639	0,0549
	I 2	0,0658	0,0593	0,0586	0,0562	0,0477
	I 3	0,0415	0,0425	0,0440	0,0370	0,0344
	I 4	0,0358	0,0370	0,0380	0,0315	0,0293
	I 5	0,0310	0,0337	0,0348	0,0285	0,0263

Fuente. Eurostat. Elaboración propia.

Los precios de gas, Cuadro 8, se han reducido en el periodo analizado de una forma importante. En el sector doméstico, la reducción de los precios con tasas e impuestos ha sido de un 25,8%, y en el industrial las bandas de menor consumo en un entorno del 26-28%. Las bandas de mayor consumo han tenido una menor reducción comprendida entre un 15% y un 18%. Los precios industriales no incluyen tasas ni impuestos.

A un consumidor doméstico le cuesta el gas un 28,2% más que a un consumidor industrial de la banda de menor consumo y 3 veces más que a un consumidor industrial de gran consumo. Con relación a una industria de medio consumo, el consumidor doméstico paga por el gas 2 veces más.

-
- Banda I1 : Consumo < 1.000 GJ
 - Banda I2 : 1 000 GJ < Consumo < 10 000 GJ
 - Banda I3 : 10 000 GJ < Consumo < 100 000 GJ
 - Banda I4 : 100 000 GJ < Consumo < 1 000 000 GJ
 - Banda I5 : 1 000 000 GJ < Consumo < 4 000 000 GJ
 - Banda I6 : Consumo > 4 000 000 GJ

Cuadro 9. Precios de Electricidad. Doméstico e Industrial⁵⁰⁵

ELECTRICIDAD		2011	2012	2013	2014	2015
€/kWh Tasas Incluidas						
Doméstico	DA	0,3283	0,3278	0,3217	0,3314	0,3326
	DB	0,3283	0,3278	0,3217	0,3314	0,3326
	DC	0,2976	0,2972	0,2936	0,3035	0,3042
	DD	0,2607	0,2603	0,2220	0,2295	0,2222
Industrial	IA	0,2086	0,2083	0,1777	0,1836	0,1777
	IB	0,1002	0,1072	0,1850	0,1020	0,0965
	IC	0,0927	0,0993	0,0998	0,0972	0,0906
	ID	0,0902	0,0967	0,0972	0,0963	0,0905
	IE	0,0809	0,0871	0,0866	0,0832	0,0754

Fuente Eurostat. Elaboración propia.

Los precios de electricidad en el sector doméstico, Cuadro 9, han subido ligeramente desde 2011 hasta 2015, menos que el incremento del IPC. En el grupo de tarifa de mayor consumo doméstico DD y en el de menor consumo industrial IA el precio de la electricidad se ha reducido en un 15 %. El resto de las tarifas industriales han experimentado reducciones entre un 3% y un 7%. Los precios domésticos son, en general, 2 y 3 veces más caros que los precios industriales.

44.4. Efecto de los precios en la competitividad.

Como análisis de los efectos en la competitividad de los precios, Cuadro 10, hemos comparado las bandas de precios de los consumos domésticos medios DC y la de los consumos medios en la industria IC en los 6 países de mayor dimensión económica en la UE.

Observamos que los precios de la electricidad en los consumidores domésticos en Dinamarca están sujetos a unas tasas impositivas del 25%, pero sin embargo los precios en este periodo han crecido un 2,1%, menos que el IPC del mismo periodo, cuando en Alemania han crecido un 16,4%, lo mismo que en España y Francia. En Italia y UK el crecimiento de los precios ha sido del 20% y del 37,8%. Se podría decir que hay una tendencia hacia la convergencia en los precios domésticos en los seis países, entre los que Francia sigue siendo la excepción, por razones obvias.

⁵⁰⁵ Los precios de la electricidad en el segmento doméstico incluyen todas las tasas e impuestos; en el sector industrial solamente los precios de electricidad antes de impuestos que Eurostat considera recuperables

- Band IA : Consumo < 20 MWh
- Band IB : 20 MWh < Consumo < 500 MWh
- Band IC : 500 MWh < Consumo < 2 000 MWh
- Band ID : 2 000 MWh < Consumo < 20 000 MWh
- Band IE : 20 000 MWh < Consumo < 70 000 MWh
- Band IF : 70 000 MWh < Consumo < 150 000 MWh
- Band IG : Consumo > 150 000 MWh

Cuadro 10. Precios electricidad UE. Vivienda y comercio. Banda DC.

Precios Comparativos UE. Vivienda y Comercio. Con Impuestos						
Banda DC	2011	2012	2013	2014	2015	Impuestos
DK	0,2978	0,2972	0,2936	0,3035	0,3042	25%
Alemania	0,2531	0,2676	0,2921	0,2974	0,2946	19%
España	0,2038	0,2275	0,2273	0,2367	0,2370	15%-21%
Francia	0,1432	0,1501	0,1596	0,1620	0,1675	17,40%
Italia	0,2065	0,2297	0,2323	0,2338	0,2478	36%-19%
UK	0,1584	0,1785	0,1797	0,2013	0,2183	5%

Fuente: Eurostat. Elaboración propia

En el sector industrial, Cuadro 11, se ha tomado como información los datos de la banda media de consumo, sin tener en cuenta los impuestos, ya que por la mecánica de la imposición al valor añadido son repercutibles al consumidor final, y deducibles para el productor intermedio de bienes y servicios. Se observan reducciones de precios de electricidad en Dinamarca, Alemania, e Italia; los precios se mantienen constantes en España y suben en Francia e Inglaterra.

Si comparamos ambos cuadros 10 y 11, vemos aquí, en primer lugar la gran diferencia entre los precios industriales y domésticos en estas bandas analizadas (aunque este efecto es extensible a todas las escalas de precios).

Sin duda el ratio más elevado es el de Dinamarca, que en los años analizados, ha pasado de tener en 2011 una electricidad doméstica 4,3 veces más cara que la industrial, llegando en 2015 a un nivel de precio de 5,2 veces, es decir, un 21 % más. En general, en los países analizados, la tendencia ha sido a aumentar más el precio doméstico que el industrial, con un incremento del ratio entre un 11% en Italia, a un sorprendente 56% en UK.

Cuadro 11. Precios de Electricidad Industrial sin impuestos. Banda IC.

Precios Comparativos UE. Industria. Sin impuestos					
Banda IC	2011	2012	2013	2014	2015
DK	0,0695	0,0622	0,0642	0,0666	0,0585
Alemania	0,0899	0,0878	0,0905	0,0808	0,0813
España	0,1100	0,1138	0,1143	0,1110	0,1078
Francia	0,0668	0,0649	0,0664	0,0709	0,0701
Italia	0,1195	0,1231	0,1119	0,1052	0,0919
UK	0,0998	0,1146	0,1156	0,1290	0,1462

Fuente: Eurostat. Elaboración propia

Se justifica con frecuencia que la disparidad de los precios de gas y electricidad tiene como finalidad hacer más competitivos los costos de las empresas en los mercados exteriores. De todo lo expuesto no se puede concluir que la mayor participación de las energías renovables en sistemas como el danés vaya a tener un efecto en la competitividad con terceros países, por cuanto el mayor efecto de los precios se orienta hacia los propios consumidores.⁵⁰⁶ En todo caso, los sectores que pueden verse afectados son el consumo interno, los servicios y el turismo, que son los que por su propia naturaleza soportan el mayor peso de la factura energética e impositiva.

Es cierto que la sociedad danesa está muy involucrada en el reto de hacer de Dinamarca un país con un modelo energético avanzado, con unos objetivos muy ambiciosos y dispuestos a asumir el costo de la transición energética. Pero, si el criterio, cada vez más extendido, que toma en consideración que el costo de la energía no es en sí mismo un factor de competitividad se consolida, llegará un momento en el que no se entenderá la razón por la cual consumidores domésticos pagan precios finales de la energía más elevados que las industrias, con una suerte de doble imposición al pagar las tasas e impuestos por su propio consumo doméstico más los impuestos repercutidos en la compra de bienes y servicios procedentes del valor añadido de la actividad industrial.

⁵⁰⁶ Sobre la competitividad industrial de los precios de la energía hago, nuevamente, mención aquí de lo recogido en el análisis de la Política Energética de Alemania de esta tesis, en relación el estudio “Energierückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit” realizado por Robert GERMESHAUSEN y Andreas LÖSCHEL en el que exponen que el impacto sobre la competitividad industrial de los precios de energía ha de ser interpretado con cautela; y consideran que los costos de energía en relación con el valor añadido teniendo en cuenta la intensidad energética son una mejor forma de interpretar la competitividad industrial en un sector determinado para evaluar los impactos relacionados con la energía.

44.5. Pobreza energética en Dinamarca.

Por pobreza energética se entiende la situación que afecta a los ciudadanos que no tienen los recursos necesarios para satisfacer sus necesidades básicas de energía para calefacción y usos habituales de energía debido a la insuficiencia de recursos o de las condiciones de la vivienda en que habita.

De acuerdo con los criterios de BPIE, *The Buildings Performance Institute Europe* dedicado a la mejora del uso de la energía en los edificios y a reducir por tanto las emisiones de CO₂, en 2012 en Dinamarca el 5,5% de los habitantes tienen retrasos en el pago de la energía, el 7,1 % de la población no tiene la posibilidad de mantener su casa adecuadamente caliente y un 25,3% habita viviendas con fugas de calor en techos y paredes con humedad.

Estos indicadores son de los más bajos de la UE, aunque el porcentaje de ciudadanos que habita viviendas con carencias de aislamiento es especialmente preocupante en un clima tan riguroso en invierno. Con todo, y por muy buenos que sean los indicadores, la existencia en sociedades avanzadas, con alta renta per cápita, de una cierta pobreza energética y por tanto de pobreza en general, es socialmente inadmisibles.

El fenómeno de la pobreza energética en Dinamarca ha sido estudiado con interés por Sam C.A. Nierop en su tesis de master, dentro del programa Joint European Master in Environmental Studies- Cities & Sustainability de la Universidad de Aalborg⁵⁰⁷. En su estudio hace ver que los conceptos pobreza energética y consumidores vulnerables no están recogidos en la legislación danesa, y aunque existen programas de protección a través de la seguridad y de la DERA en el caso de la energía, no hay una protección específica para los ciudadanos en casos de desconexión de energía. El gobierno danés proporciona una forma de asistencia específica para los gastos de energía, como la devolución de los gastos de calefacción para los pensionistas de bajos ingresos, que pueden cubrir hasta 20.000 coronas danesas al año.

El autor hace referencia a las encuestas de Presupuestos Familiares de Estadística de Dinamarca de 2014, y su investigación le lleva a la reflexión de que, los hogares daneses con ingresos más bajos y de pensionistas con vivienda unifamiliar, gastan mucho más en energía que la media danesa. Los hogares con ingresos más bajos, gastan una mayor proporción de su renta disponible en energía que los grupos de ingresos más altos. Los pensionistas en la vivienda unifamiliar, tiene las facturas de energía más altas entre los grupos socioeconómicos en Dinamarca debido al tamaño de sus viviendas y al uso de gasoil como combustible en equipos poco eficientes. El

⁵⁰⁷ NIEROP, S. C. (2014), *“Energy poverty in Denmark? Doctoral dissertation, Master’s Thesis for the Joint European Master in Environmental Studies–Cities & Sustainability”*. Aalborg University. The Hague: RVO.

autor demanda una mayor atención de la administración para que los hogares vulnerables puedan mejorar la eficiencia energética interna, y ser capaces de pagar los servicios de energía necesarios.

La cuestión que nos debemos de plantear es si un modelo energético que convive con la pobreza energética, o la genera, es un modelo sostenible. La Sostenibilidad energética no se puede valorar solamente por tener un alto índice de participación de las energías renovables en el mix de generación; tampoco por tener una importante, y necesaria, reducción del indicador de emisiones. A mi entender, una política energética que no considera los derechos de los consumidores más desfavorecidos como ciudadanos, que no tenga en sus postulados una clara orientación hacia un equilibrio social, realmente no puede considerarse una política sostenible plena.

CAPITULO V. CONCLUSIONES.

45. Política Energética Sostenible.

Dinamarca lidera, con Alemania, la formulación y aplicación de políticas energéticas sostenibles que no solo llevan incorporadas medidas para evitar la emisión de gases de efecto invernadero, sino que entienden a la energía obtenida de recursos naturales, universales y públicos, como un vector para un desarrollo económico y social sostenible para sus ciudadanos. Es por tanto una visión muy alejada del tan frecuente desarrollismo de las energías renovables como oportunidad de negocio, bajo el pretexto de una amenaza global, que tan cerca hemos vivido.

Dinamarca, con una dependencia energética de más del 90% en la década de los 70 del pasado siglo, sufrió especialmente las crisis del petróleo. Las exploraciones de gas y petróleo en el Mar del Norte, que se habían iniciado ya antes de la Segunda Guerra Mundial, permitieron al consorcio danés DUC el suministro por la compañía danesa a principios de los años 70.

A pesar de contar con unas importantes reservas probadas de gas y petróleo, en 1976 se puso en aplicación el Primer Plan de Energía que tuvo como ejes principales el ahorro de energía, la conversión de las centrales térmicas de petróleo a carbón y la instalación de centrales nucleares, con una visión muy adelantada en su tiempo en cuanto al potencial energético de las energías renovables. Para fomentar su desarrollo, se establecieron impuestos especiales a la electricidad con cuyos recursos se potenció la investigación en energías renovables. Los primeros aerogeneradores se instalaron a principios de los años 80.

Este primer paso fue de suma importancia por cuanto puso de manifiesto la visión estratégica y ambiental y la firme voluntad de los daneses de avanzar en el camino hacia una energía sostenible, aun contando con una fuente de recursos petrolíferos considerable que ha permitido que Dinamarca sea uno de los países europeos con mayor independencia energética. En 1985 el Parlamento danés decidió que las centrales nucleares no formasen parte del sistema de generación de electricidad en el futuro.

En 1988, y en esta línea de desarrollo sostenible, se aprobó el Tercer Plan de Energía de 1988, *Plan de Desarrollo Sostenible. Energía 2000*, que supuso el inicio de las energías renovables y de la eólica marina, en línea con las recomendaciones de la conferencia internacional de Toronto sobre el clima, en la que se recomendó la estabilización de las emisiones de CO₂ y una reducción del 20% en el año 2005. Los objetivos de este Plan se centraron en la reducción de la demanda, la reducción de la participación del carbón y petróleo en el mix energético, el uso de gas natural como fuente de energía más eficiente y el aumento del consumo de energías renovables.

Las sucesivas Leyes de Suministro Eléctrico establecieron los objetivos para las energías renovables, las cuotas de emisión de CO₂, los subsidios y ayudas a las energías renovables.

46. Proceso de Liberalización.

En el año 2002, algo más tarde que en otros Estados de la UE, se inicia el proceso de liberalización del sector energético y de los mercados de gas y electricidad, proceso impulsado por la Unión Europea. Este proceso de liberalización se consideraba necesario para alcanzar los objetivos planteados, haciendo que las empresas del sector se rigieran con criterios de transparencia e independencia, evitando las vinculaciones societarias y los intereses compartidos mediante estructuras verticales, que durante muchos años han actuado con carácter de oligopolios.

La liberalización del sistema eléctrico danés dibujaba un conjunto de oportunidades de índole medioambiental y de una mayor competencia, competitividad y eficiencia, cuyos efectos se manifestarían tanto en el mercado interno como en su conexión. Los análisis comparativos de esta liberalización con las políticas aplicadas en los países del entorno, en especial de Suecia y Noruega integrados en el mercado eléctrico Nordpool, al que Dinamarca se incorporaba, hacían ver la necesidad de que las medidas planificadas fuesen puestas en marcha sin dilación.

Como en todos los Estados de la Unión, las compañías energéticas ofrecieron resistencia al cambio regulatorio. Y es entendible si, como ejemplo, tomamos el sector de la electricidad en Dinamarca, que se consideraba un sector regulado por el que los

ingresos compensaban todos los costos de la compañía eléctrica incluyendo las provisiones de capital para futuros gastos o inversiones, lo que se conocía por beneficios contables cero. Este sistema de regulación no permitía conocer los costos reales y por tanto las autoridades energéticas no podían influir sobre los precios al consumidor. Los estudios realizados permitieron observar que los precios de la electricidad, tras un proceso de liberalización, se reducirían en un 15% para los consumidores domésticos y un 55% en los industriales. Dos importantes grupos controlaban el 75% de la generación de electricidad y participaban en el accionariado de otras compañías de distribución.

No obstante, la OECD consideró que quedaba mucho camino por hacer en la legislación adoptada, lo que en consecuencia podría acelerar el desarrollo de la competencia y aumentar las ganancias de eficiencia. Destacaba que tanto la regulación económica del sector como las normas del mercado de la electricidad "verde", y el alcance de las obligaciones de servicio público, no estaban suficientemente especificadas.

La mayoría de las compañías de suministro de Dinamarca eran independientes de las compañías de generación de terceros países, aunque este grado de no integración no propiciara que los precios de venta de electricidad fueran más competitivos que los del mercado Nordpool. Para hacer posible que los consumidores tuvieran la libertad de elegir su proveedor de electricidad y comprasen energía en generadores de otros países a precios más bajos, se requería que los servicios de transmisión y operación de las redes de Dinamarca se realizaran de forma no discriminatoria y que no existiese integración vertical ni acuerdos de mercado entre las empresas de transmisión y generación.

Una lectura muy frecuente en el estudio de los procesos de liberalización es observar si tal proceso ha conducido a una separación efectiva de las empresas o si finalmente se dan situaciones en las que surge una nueva estructuración del sector con compañías más fuertes surgidas de procesos de absorción.

El citado informe de la OECD, consideraba que *“la estructura de propiedad final del sector no cambiará inmediatamente, aunque la estructura corporativa se reformara para separarse en diferentes empresas de las diferentes funciones a lo largo de la cadena de suministro vertical y, de esta manera, aumentar la transparencia. Las empresas de la red van a asumir la propiedad de la gran generación y las redes existentes, manteniendo así la estructura de integración vertical de la industria”*. Y criticaba que una desagregación corporativa, como la propuesta en la legislación danesa, daría lugar a la creación de entidades legales y cuentas separadas pero que permitiría a las empresas compartir su dirección y el personal, sin afectar al flujo de información entre ellas.

A pesar de las dificultades inherentes al proceso de liberalización y de la resistencia de las compañías a una cierta pérdida del *status quo* de carácter más monopolístico, se entendía que los beneficios económicos esperados en el sector podrían incrementarse en un 20%, lo que serviría para financiar el desarrollo de un nuevo modelo energético basado en las energías renovables. Por otro lado, la entrada en Nordpool permitiría la venta de la energía en los países nórdicos a unos precios ligeramente mayores con unos beneficios sustanciales para Dinamarca.

Las sucesivas normas aplicables a la separación de actividades, pertenencia cruzada de accionistas y miembros de consejos de empresas de la cadena de valor del sector energético, dibujan un panorama de liberalización del sector que permite la competencia efectiva entre empresas y la obtención por los consumidores de mejores precios de energía, sin impedimentos administrativos.

47. Estrategias Energéticas.

El desarrollo energético sostenible estaba soportado y orientado por las Estrategias y Análisis de la situación que los distintos gobiernos daneses emitían con regularidad. En 2004 se publica la *Estrategia de Energía 2025*, que no centraba la atención en una real demanda creciente de energía en términos absolutos, sino en la preocupación del aumento de emisiones procedentes del uso de los combustibles fósiles, teniendo en cuenta el necesario equilibrio entre seguridad de suministro, protección del medioambiente y crecimiento económico.

Y por ello, las acciones estratégicas propuestas se enfocaron hacia la reducción del consumo de energía en los sectores industrial, edificios y transporte y en el progresivo aumento de la generación renovable, para lo que se consideraba que las redes de gas y electricidad eran la garantía de suministro en un escenario de mayor participación de las energías renovables en el mix de generación de electricidad. La Estrategia 2025 incidía en la necesidad de la investigación y desarrollo y demostración, así como en la coordinación de los esfuerzos en los distintos programas.

El Acuerdo en Energía 2008-2011, entre el Gobierno y el Parlamento, contemplaba las acciones en materia de energías renovables y eficiencia energética, poniendo como metas una participación en el año 2011 de las energías renovables, en el total de energía, del 20 % y una reducción del consumo de energía del 2%.

La Estrategia 2020 "*Conocimiento, crecimiento, prosperidad y bienestar*", dedicaba un apartado a la energía y medioambiente y cambio climático. Se destacaba el papel de Dinamarca en el desarrollo tecnológico de las energías renovables y sus efectos favorables en la balanza comercial. Se crea un fondo de infraestructura para inversiones en transporte público y un fondo verde para la reestructuración industrial. El

objetivo a largo plazo del Gobierno con tales iniciativas era que Dinamarca sea una sociedad sin dependencia de los combustibles fósiles.

Finalmente la Estrategia en Energía 2050, publicada en 2011, que fue la primera estrategia de este tipo en el mundo, definía los instrumentos de política energética necesarios para transformar a Dinamarca en un país con una energía verde sostenible y un suministro de energía estable, política cuyo balance de costos de implantación fuese cero. Se contemplaban tres escenarios temporales para la reducción del consumo de energía, la mayor participación en el mix de las energías renovables y la reducción de las emisiones de CO₂. En 2035 el objetivo es que todo el suministro de electricidad y calor será generado por energías renovables. En 2050 toda la energía tendrá un origen renovable.

48. Eficiencia energética.

La complejidad derivada de los distintos esquemas seguidos en materia de reducción de emisiones y eficiencia energética, que afectan a unos determinados sectores y excluyen a otros, y a los que se unen los Planes de Ahorro y Eficiencia con escenarios temporales distintos y solapados, hace muy difícil obtener información acerca del grado de avance de las distintas estrategias y planes.

Recientemente, la Comisión Europea ha requerido a Dinamarca que asegure la total transposición de la Directiva 2012/27 a la Ley Nacional. Los Estados Miembros deben de alcanzar los ahorros de energía entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2020. Y lo deben de hacer usando los esquemas de obligaciones de Eficiencia Energética y/o mediante otras políticas energéticas con objetivos para la eficiencia energética en viviendas, edificios, industria y transporte. La Directiva debía de haber sido transpuesta el 5 de junio de 2014.

Los informes de evaluación de cada uno de los instrumentos son realizados por distintos agentes, lo que no facilita una visión integrada de los mecanismos y sus resultados. Los informes realizados por Odyssee Mure en el marco de los criterios unificados de la UE, no siguen en este caso un patrón que permita valorar si se han alcanzado los objetivos de los distintos NEAAP. Si a ello se añaden aspectos conceptuales, como la introducción de los ahorros de electricidad como energía primaria, la dificultad de entender si los datos son con ajuste climático o no, las distintas unidades energéticas utilizadas bien en PJ o en Mtoe, el uso de indicadores diferentes, acudiendo unas veces a la intensidad energética y otras a consumos netos o brutos, etc., se comprenderá la dificultad de obtener una conclusión clara a efectos de valoración de las estrategias y políticas energéticas.

Al final para analizar la eficiencia energética en Dinamarca y dado que los análisis sectoriales tampoco aportan claridad, es necesario acudir a los datos macro de Eurostat que nos dicen que el periodo 2007 a 2014, el consumo de energía primaria se ha reducido en un 15,7% y el de la energía final un 11,9 %

49. District heating.

El sistema centralizado de suministro de calefacción, agua caliente, y electricidad, tiene en Dinamarca una trascendencia energética sin precedentes en otros países de la UE. El sistema, conocido por *district heating*, que utiliza fuentes de energía primaria renovable, en especial biomasa, y genera un 25 % de la electricidad, tiene una dimensión social y energética fuera de toda comparación con otros países en los que se utiliza este sistema, principalmente países del norte de Europa. Pone de manifiesto la disposición de la sociedad danesa en la utilización de servicios de suministro colectivos de energía más eficientes y sin emisiones de CO₂.

El sector de la calefacción urbana comprende cerca de 700 empresas proveedoras de calefacción urbana y cogeneración, muchas de ellas sociedades municipales, que en conjunto suministran calefacción urbana aproximadamente al 60% de los hogares daneses. De entre estas compañías, las 55-60 empresas más grandes suministran el 60% de la calefacción urbana. En los últimos 10 años más de 400.000 nuevos usuarios se han incorporado al sistema. En 2011 el 76,3% de toda la calefacción se produjo por cogeneración de electricidad (CHP), con el consiguiente ahorro en torno al 30% de combustible en comparación con la generación separada de calor y electricidad.

El sistema de DH, apoyado por una red eléctrica interconectada, expresa la aceptación de las estrategias y políticas energéticas danesas. La Estrategia 2025 proyecta que la electricidad de origen renovable generada en este tipo de instalaciones alcance un 36% en 2025.

50. Investigación y Desarrollo.

Una política energética sostenible debe de apoyarse en un esfuerzo continuado en investigación y desarrollo de nuevos sistemas, procedimientos y tecnologías. Alcanzar los objetivos 2050 no sería posible sin mejorar la eficiencia energética en la demanda y sin la reducción de costos de generación del lado de la oferta, por medio de una más eficiente transformación de energía primaria, mediante tecnologías más avanzadas.

En la política de I+D+i de Dinamarca todas las tecnologías tienen lugar y requieren de un esfuerzo en su desarrollo. Pero hay determinados campos como los sistemas de acumulación de energía, cuyo desarrollo resulta imprescindible en energía sostenible,

tanto en electricidad como en gas, ya que favorece la independencia energética y permite el uso de unos recursos naturales, cuya disponibilidad no está asegurada por más que los modelos meteorológicos de predicción sean cada vez más precisos. El almacenamiento de gas de origen renovable y de energía primaria para la obtención de electricidad y calor es una línea a la que el Gobierno está dedicando muchos recursos.

Dinamarca demuestra que la investigación y desarrollo no tiene sentido si no se priorizan y coordinan las actividades de los distintos agentes, industria, universidad y centros tecnológicos. Y una expresión de esa visión y tareas compartidas en I+D+i tiene sus efectos en una balanza comercial cuyo superávit en 2013 fue de 10.178 millones €.

La publicación en 2009 por el Ministerio de Energía del *Energy Policy Report* indicaba que *“Dinamarca debe tener fe en el hecho de que, un suministro económicamente sostenible de energía está orientado a reducir el riesgo de desastres climáticos y hacer que la sociedad democrática danesa sea independiente de las regiones más inestables del mundo. Esto significa que Dinamarca debe convertirse en un país no dependiente de los combustibles fósiles”*.

51. Sostenibilidad energética.

Los indicadores fundamentales de una política energética sostenible son el consumo de energía final per cápita, la intensidad energética, la participación de las energías renovables en el mix y en consecuencia las emisiones de CO₂ y por últimos los precios de la energía. En todos estos parámetros hemos analizado una progresión importante en los 8 años analizados desde 2007 al 2014.

Hay un indicador que preocupa a una buena parte de la sociedad danesa y a quienes nos hemos acercado a su modelo energético, como ejemplo aplicable en la UE y en otras regiones, que es el relacionado con los precios energéticos. Se ha analizado como los pequeños consumidores domésticos, bandas de consumo DA y DB soportan precios e impuestos más elevados que ningún otra banda de consumo ya sea doméstico e industrial. Y considero que esta situación no responde a un planteamiento social sostenible, más aún si consideramos que, en un futuro no muy lejano toda la energía provendrá de recursos renovables, cuya naturaleza es pública y por tanto su costo reducido. Pero sobre todo porque los consumidores de la menor cantidad de energía pertenecen a entornos desfavorecidos.

Hablar de que en Dinamarca hay una capa de la población que sufre pobreza energética es algo incompatible con un modelo energético sostenible. La realidad es que en Dinamarca el 5,5% de los habitantes tienen retrasos en el pago de la energía,

el 7,1 % de la población no tiene la posibilidad de mantener su casa adecuadamente caliente y un 25,3% habita viviendas con fugas de calor en techos y con paredes con humedad. Una realidad más sorprendente cuando los consumidores industriales tienen unos precios de energía reducidos, hasta más de 4 veces menos que el costo domestico más alto, el de los pequeños consumidores. Todo ello en aras de una supuesta pérdida de competitividad industrial, discusión que tiene, como hemos visto en Dinamarca y veremos en Alemania, muchas y diferentes lecturas.

A mi entender, y como ya me he manifestado, una política energética que no tenga en consideración a los consumidores más desfavorecidos, que no contemple en sus postulados energéticos una clara orientación hacia un equilibrio social, realmente no puede considerarse una política energética sostenible plena.

Al margen de lo comentado, la cuestión que nos planteamos ahora y como resultado del análisis realizado es si los objetivos de la Estrategia danesa 2050 son alcanzables. La estrategia Energética 2050 tiene como objetivo que las emisiones de gases de efecto invernadero sean cero. Para que esto ocurra, en el ámbito de un modelo de energía sostenible, todo el consumo de energía final debe de tener un origen de energía primaria renovable. En el periodo 2007-2014 la reducción media del consumo anual ha sido 11,3 PJ, si bien no ha sido una reducción uniforme en el periodo analizado.

La estimación del consumo de energía final en 2050 ha de tener en cuenta varios factores. El crecimiento de la población en Dinamarca en los últimos años es del 0,7% anual y su efecto en el ratio de consumo per cápita anual es de aproximadamente 0,02 toe/hab., lo que a los efectos de estas estimaciones tiene un efecto poco relevante. Por otro lado, la eficiencia energética en el sistema de generación está teniendo un efecto anual de menor consumo de 0,3 PJ/año. De acuerdo con estos datos, y sin tener en cuenta variaciones ambientales que conduzcan a un endurecimiento del clima ni otros hábitos de consumo que pueden incidir en el mayor o menor consumo de energía, estimamos que el consumo de energía final en el año 2050 será de 517 PJ, consumo que podría reducirse hasta los 492 PJ/ año en 2050 si el sector del transporte evoluciona hacia modelos más eficientes.

Si toda la energía final en 2050 ha de proceder, por lógica, de fuentes de energía primaria renovables, el aumento de energía renovable con respecto al actual existente (191,9 PJ) sería de 300,1 PJ hasta el año 2050, lo que implicará una ampliación de las plantas de generación renovables y la sustitución anual de los equipos menos eficientes, todo ello conjuntamente con un nuevo modelo de transporte. Esto supone un incremento de las energías renovables equivalente a 8,2 PJ anuales, el 1,4% del

actual consumo anual de energía final⁵⁰⁸. Se considera que la distribución sectorial de este consumo, y en consecuencia de la transformación necesaria, sería similar al actual.

Desde un punto de vista de magnitud energética todo hace pensar que el objetivo es alcanzable. La Asociación de Ingenieros de Dinamarca elaboró en el año 2006 un estudio en el que participaron 1.600 ingenieros y otros profesionales en más de 40 conferencias y reuniones, al que denominaron Energy Plan 2030. Destacaban que el Plan propuesto produciría unos ahorros anuales de 15.000 millones de DKK y generaría unos beneficios de exportación de tecnologías de 30.000 millones DKK al año y más de 160.000 millones en 2030.

El Energy Plan 2030 preveía una reducción de la demanda de electricidad en 2030 en relación con el escenario *"business as usual"* de 21,2 PJ, de 119,2 PJ en la demanda de calor, y de 88,2 PJ en transporte un total de 228,6 PJ. El Energy Plan 2030 se centraba en los ahorros de energía en edificios, industria y transporte para pasar de un consumo de energía de 845 PJ a 580 PJ en 2030, una reducción del 30%, todo ello basado en que al menos el 50% de la energía procediera de fuentes de energía renovable. El ahorro en la industria se estimaba en un 30% en el consumo de combustibles, estabilizándose el consumo de electricidad, considerando un periodo de retorno de las inversiones entre 6 y 7 años. En los edificios se estimaba posible una reducción en 2030 del 50% del consumo mediante la instalación de sistemas de energía solar, reduciendo el consumo de electricidad en un 40%.

El Plan entendió que el sector del transporte danés no se ajustaba a las directrices energéticas danesas, ni de la UE, incrementando de una forma recurrente el consumo de energía. El objetivo era reducir el consumo del sector en un 20% en 2030 mediante el uso de biocombustibles y el coche eléctrico, introduciendo impuestos que penalizasen el uso de vehículos convencionales. Y como es lógico impulsando el transporte de mercancías por ferrocarril.

Se hicieron varias recomendaciones al Gobierno recogidas en 11 puntos en los que se pedían la creación de fondos para la financiación de las inversiones, un plan de renovación del ferrocarril de 200.000 millones DKK, en los siguientes 30 años, el impulso de la investigación y desarrollo y demostración, la instauración de un impuesto a las actividades con más polución y cuyo montante sirviera de impulso a las energías renovables, etc. La conclusión del Plan es que en 2030 es alcanzable una reducción del suministro de energía con recursos 100% renovables.

⁵⁰⁸ En términos de energía primaria se produciría un incremento con respecto a la energía final debido al ratio de transformación de térmica y eléctrica de la biomasa en instalaciones CHP.

En estudios relacionados con los sistemas CHP como oportunidad para el incremento de energías renovables fluctuantes, como la eólica y solar, se utiliza como modelo de análisis el Energy Plan y el caso de Dinamarca, para estudiar tres tipos de plantas CHP. Entre otros aspectos, se llega a la conclusión de que el modelo danés de grandes plantas de CHP genera un desencuentro entre los aspectos socioeconómicos y la propia economía del negocio, así como un elevado consumo de biomasa que resulta insostenible. Y de hecho en el balance energético de Dinamarca, como ya hemos comentado, se importa una importante cantidad de biomasa como forma de energía.

Es indudable que el modelo energético danés, con una amplia participación del sistema de generación de calor y energía, CHP, es seguido con atención por muchos países y por el mundo académico. Las nuevas tecnologías consiguen soluciones individuales por sistemas eléctricos de calefacción, bombas de calor y micro instalaciones CHP. Sin embargo hay un cierto interés por la sostenibilidad del sistema de DH en el futuro y su contribución a un futuro sistema energético sostenible. En general los resultados de los análisis convienen en que el *district heating* contribuye a la sostenibilidad y seguridad de suministro de un futuro sistema energético.

La estrategia energética en Dinamarca suscitó el interés de la Agencia Internacional de la Energía, al considerar que este país era un microcosmos de algunos de los mayores problemas a los que hacen frente los países de la IEA, ya que se incluyen políticas muy activas en energías renovables y eficiencia energética, reformas avanzadas en el sector eléctrico y transporte, una organización avanzada del mercado y unos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero muy agresivos.

Y en efecto, un país de pequeña dimensión geográfica con unos altos índices de bienestar, se planteó unos ambiciosos y alcanzables objetivos energéticos y ambientales, y puso en marcha un conjunto de acciones que sirven, aún hoy, de modelo de referencia a otros países de la UE.

Tercera Parte

POLITICA ENERGETICA DE ALEMANIA

INTRODUCCION

Como ya he comentado en la introducción a esta tesis, he considerado necesario analizar la Política Energética de Alemania, en el marco de la Política Energética de la Unión Europea, al ser una referencia europea e internacional en sostenibilidad energética. Alemania es uno de los primeros países en liderar el desarrollo de las distintas tecnologías en energías renovables y ello ha propiciado la creación de importantes grupos empresariales dedicados al diseño, ingeniería, fabricación de equipos y componentes, así como en la implantación, construcción y explotación de plantas generadoras de electricidad renovable y biocombustibles. Junto con Dinamarca y España, Alemania desarrolló un marco regulatorio que permitía la concesión de beneficios fiscales y económicos a las empresas generadoras de energía, bajo el sistema *feed-in-tariff*, para hacer rentables las inversiones, lo que permitió un rápido desarrollo de la potencia instalada y de la generación eléctrica.

Alemania es la mayor economía europea, con cerca del 20% del total del PIB de la UE, seguida de Inglaterra, Francia e Italia, en la que los servicios contribuyen con un 70,6 %, la industria con 28,6 % y la agricultura con un 0,8 %. Con una superficie de 357.121 km² una población de 81,3 millones de habitantes (225 habitantes/ km²) alcanza un Producto Interior Bruto de 3.122.400 millones de dólares, equivalente a 38.400 USD por habitante en 2014. (35.200 €/hab. fuente Eurostat).

Las primeras inversiones en energías renovables estaban orientadas a explorar si un sistema energético basado en energías renovables era posible, pensando por entonces no tanto en los aspectos medioambientales y climáticos sino en poder mejorar su independencia energética de los países suministradores de combustibles fósiles. Como ya hemos visto, en la primera parte dedicada a la UE la garantía de suministro fue el principio y razón del nacimiento en 1946 de la CECA tras la Segunda Guerra Mundial. Esta organización contribuyó a evitar las disputas por la propiedad del carbón y el acero en momentos de necesidad de enormes cantidades de recursos para la reconstrucción de Europa y que, de alguna forma, fue el germen de una futura Europa unida.

La enorme dependencia energética ha sido, y sigue siendo, el mayor problema en términos de energía en Europa. Alemania contaba con importantes reservas de carbón, explotables a precios razonables, pero que no permitían pensar que este recurso fuese la matriz energética para una reconstrucción y desarrollo de la economía alemana. Empezaron a sentirse los efectos de la acidificación de los suelos por la acción de las altas emisiones de SO₂, derivadas de la combustión de carbón de elevado contenido en azufre, lo que producía lluvias ácidas cuyos efectos afectaban al 50% de las masas forestales y se percibían a varios cientos de kilómetros.

Alemania participa de los yacimientos de gas y petróleo del Mar del Norte de los que obtiene al año aproximadamente 160.000 barriles de petróleo y 9.000 millones de m³ de gas, cantidad insuficiente para cubrir sus necesidades, viéndose obligada a acudir a los mercados exteriores. La dependencia energética en el año 2007 era cercana al 70%, renovables incluidas. En los años 70 del pasado siglo, se consideraba que la energía nuclear podía resolver el problema de la garantía de suministro de una forma fiable y a precios de energía similares a los de otras fuentes de generación. Alemania se embarcó en un amplio programa con 19 centrales operativas en 2000.

Como ya se ha explicado, la hipótesis de trabajo es que la Política Energética de la UE ha sido un instrumento que ha contribuido de una manera eficaz al desarrollo de la sostenibilidad europea mediante su aplicación y trasposición a las políticas energéticas nacionales de los Estados miembros, con objetivos alcanzables, y un rumbo y ritmo adecuado para llegar a los objetivos del 2050. Y para defender la hipótesis se plantea tomar como objeto de análisis las Políticas Energéticas de los tres países que han sido los tractores del desarrollo energético sostenible en la década de los años 90 del siglo pasado, entendiendo que sus avances pueden servir de exponente para analizar las capacidades, el impulso institucional, empresarial y social, así como los obstáculos en el futuro desarrollo energético de la UE en 2050.

El estudio de la Política Energética alemana se estructura de una manera similar al de Dinamarca. Se inicia con el proceso de liberalización en 1998 y la transposición de las Directivas del mercado interior de energía, continuando con el análisis de los marcos regulatorios derivados de las leyes de 2005, 2012 y 2014, en lo que afecta al mercado, suministro de energía, operadores del sistema, planificación de las redes de suministro, interconexiones, etc., que constituyen la base en la que se asienta el desarrollo de las energías renovables.

Las leyes relacionadas específicamente con las energías renovables, desde el año 2000 hasta el año 2014, conocidas como EEG, permiten conocer las secuencias seguidas en su expansión. Y cómo los distintos gobiernos han hecho frente a las dificultades técnicas y operativas, ajustando las ayudas a la producción, fomentando la renovación de instalaciones, la operación de las distintas fuentes de energías renovables, etc. Seguidamente se estudia el Sistema Energético Eléctrico y Gas, su operación, sus capacidades de producción y transporte, el funcionamiento del mercado mayorista. Se incluye aquí la situación del sector nuclear y las decisiones tomadas por los Gobiernos en torno al progresivo cierre de centrales.

Alemania, ante la enorme gravedad del fenómeno del cambio climático, entendió que debía lanzar una estrategia que le permitiese plantear unos objetivos temporales y cuantitativos y trazar el ritmo de actuaciones en distintos planos, para alcanzar los ambiciosos objetivos perseguidos y los compromisos internacionales en la reducción

de emisiones. Para ello publicó un conjunto de normas dentro de lo que se conoce como *Energy Package*, que desarrollaban el concepto energético denominado en adelante como *Energy Concept 2050* por medio del cual, el 80% de las necesidades de electricidad en 2050 se atenderían con generación a partir de fuentes de energía renovables.

Como final, se hace un análisis de la Sostenibilidad Energética para entender si las estrategias planteadas por la Política Energética de la UE y su aplicación en Alemania permitirán cumplir los objetivos de *Energy Concept 2050* y, al mismo tiempo observar los efectos derivados de la aplicación de esta política sostenible en las infraestructuras, los precios, la operación del mercado, etc., terminando con un apartado de conclusiones sobre lo ya realizado y el proceso pendiente.

CAPITULO 1. TRANSICION ENERGETICA.

52. Proceso de Liberalización del Sector Energético.

El proceso de liberalización del sector energético impulsado por la Directiva 96/92 de la Unión Europea, estaba orientado a la sostenibilidad energética garantizando la diversificación del suministro de energía, la reducción de costos y la eficiencia energética, el desarrollo de mercados energéticos de electricidad y gas, el desarrollo de las energías renovables. Y en consecuencia la reducción de gases de efecto invernadero. El suministro de energía debía de ser seguro, asequible y sostenible con el medioambiente.

En Alemania, el proceso de liberalización no estuvo exento de dificultades y resistencias; pero también de oportunidades derivadas del fin de monopolios regionales de generación de electricidad y de la apertura del mercado a nuevos actores en el sector energético⁵⁰⁹, al igual que ocurrió en otros países de la Unión Europea. Y abordó el modelo energético en su totalidad, al contrario de lo que hicieron otros Estados miembros, siguiendo los límites mínimos que permitía la Directiva. Un ejemplo de este diferente ritmo de aplicación de la Directiva fue, precisamente, el entendimiento entre Alemania y Austria, dos países interconectados y con distinta estructura de generación y visiones energéticas no del todo coincidentes, que convinieron establecer un mercado compartido de energía.⁵¹⁰ Pero quizás, el rasgo más significativo de la transición energética en Alemania fue la decisión de implantar un sistema de acuerdos entre generadores y consumidores, *Negotiated Third Party Acces* en lugar del sistema *Regulated Third Party Acces*, preconizado por la UE.

52.1. Inicio del proceso de liberalización EnWG 1998

1.- Principios generales

La *Energiewirtschaftsgesetz*, EnWG 1998, Ley de la Industria de Energía,⁵¹¹ supuso la modificación de la Ley de la Industria Eléctrica de 1935⁵¹², la Ley de la Economía de la Energía de 1978⁵¹³, y la abolición de las medidas antitrust para el sector de energía, adaptando y transponiendo las normativas europeas del mercado interior de la

⁵⁰⁹ KEMFERT, C. (1999), *“The Liberalisation Process of the German Electricity Market Strategies and Opportunities”*. Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER). Stuttgart.

⁵¹⁰ MADLENER R. & JOCHEM, E. (2001), *“Impacts of market liberalization on the electricity supply sector: a comparison of the experience in Austria and Germany”*. *Centre for Energy Policy and Economics*.

⁵¹¹ *Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 1998. Energy Industry Act.*

⁵¹² *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen GWB. Energy Industry Act. 1935*

⁵¹³ *Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) Promotion Energy Economy Act. 1978.*

energía, con objeto liberalizar y desregular los mercados de electricidad y gas y permitir una reducción de sus precios, mejorando su competitividad en la Unión Europea modificando las normativas vigentes en cuanto a la restricción de la competencia.

La Ley *EnWG* obligó a que las actividades eléctricas de generación, transmisión y distribución tuvieran que ser realizadas por empresas distintas y con estados financieros distintos por cada actividad, en el caso de que las empresas que realizaran dichas actividades formasen parte de un mismo grupo empresarial, haciendo mención expresa a las reglas a seguir en sus estados financieros.

2.- Generación.

Se liberalizó el sector de la generación de energía eléctrica estableciéndose principios no discriminantes para la construcción de plantas de generación y líneas eléctricas, para lo que las empresas promotoras solamente deberían acreditar su eficiencia técnica, su capacidad económica y la competitividad en el mercado de energía. No se requería autorización para inyectar la electricidad en las redes de las empresas compradoras de electricidad, ni para suministrar directamente a los consumidores, especialmente en el caso de suministro de energía procedente de plantas de energías renovables, cogeneración o plantas a cargo de las empresas industriales para sus propias necesidades. En aquellos años ya se vislumbraba un objetivo de desarrollo de tecnologías que permitiesen distintos escenarios energéticos en 2050.⁵¹⁴

3.- Acceso a las redes de energía.

La Ley contempló la regulación y el acceso no discriminatorio a las redes de distribución de electricidad y gas, con el fin de garantizar una competencia efectiva del suministro y un funcionamiento fiable de las redes. Las redes de transporte de gas y de electricidad estaban sujetas a permisos de las autoridades regulatorias, mientras que las redes de distribución solo requerían la notificación a dichas autoridades antes de empezar las operaciones. El permiso para suministrar energía sólo podía ser rechazado si el solicitante no tenía la productividad, el nivel técnico o económico necesario, o en el caso de que sus actividades condujeran a condiciones de oferta menos favorables para la totalidad de los clientes en el mercado o produjeran desventajas en el área de suministro respecto del proveedor ya existente. También se podía rechazar el permiso si el suministro previsto de electricidad y la operación de la red condujera al desplazamiento de la electricidad suministrada por otros generadores de cogeneración o por plantas de energías renovables.

⁵¹⁴ NITSCH, J., 2002. "Die Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2050", in: *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energiewende: Atomausstieg und Klimaschutz. Dokumentation der Fachtagung vom 15. und 16. Februar 2002.* Berlin, 95-110.

El objetivo era alcanzar un abastecimiento energético seguro, de bajo precio y que tuviese en cuenta la protección adecuada del medioambiente. El sistema de transmisión debía de mantenerse como una división operativa independiente, separada de la generación y distribución, así como de otras actividades que no estuviesen relacionadas con él.

Los generadores de energía para uso interno, conectados a la red para el eventual suministro de energía, podían requerir conexión y suministro de una compañía suministradora, siempre que las condiciones de dicho suministro fuesen económicamente viables para dicha compañía y cuyos precios debían, en su caso, negociarse entre el comprador y el vendedor de energía.

4.- Servidumbres.

Se contemplaba la concesión de servidumbres de paso en las vías públicas, por un periodo no superior a 20 años, para la instalación y operación de la red para el suministro a clientes finales de una manera no discriminatoria, mediante el pago de un canon de concesión razonable.

5.- Costos de Transición a la Competencia. Stranded Costs.

Se incluía una provisión de costos de transición a la competencia, en relación con la generación de electricidad que utilizaba lignito en los Estados del Este de Alemania, provisión que no podía ser rechazada por ninguna compañía de transmisión o distribución. La provisión estaba amparada por el Artículo 24 de la Directiva 1998/30 EC del Mercado Interior de la Electricidad.⁵¹⁵

6.- Primas.

El Ministerio Federal de Economía se reservó la facultad de regular, por ordenanza aprobada por el Bundesrat, el diseño y aprobación de las primas generales de las empresas de suministro de electricidad teniendo en cuenta los fines de la Ley, definiendo las normas sobre el contenido y estructura de las primas y regulando los derechos arancelarios y obligaciones de las empresas de suministro de electricidad y de sus clientes. Asimismo, se reservaba la facultad de decidir la aprobación de los criterios de gastos e ingresos de una empresa de suministro de energía eléctrica con el fin de asegurar una gestión económicamente racional sin distorsiones para la competencia⁵¹⁶.

⁵¹⁵ Unipede-Euroelectric (1999), "Report on Stranded Costs". Abril 1999.

⁵¹⁶ Los precios de la energía a los consumidores privados, explotaciones agrícolas y pequeño comercio debían de estar aprobados previamente por las autoridades de supervisión de precios de los *Länder* bajo el organismo federal *Bundestarifordnung Elektrizität –BTOElt*, que tiene como misión evitar los precios elevados a los consumidores, la protección de las plantas de generación, garantizando los beneficios razonables y el uso moderado de los recursos.

7.- Garantía de suministro.

Se facultó al Ministerio Federal de Economía, por ordenanza aprobada por el Bundesrat, para asegurar el suministro de energía dictando disposiciones que obligasen a las empresas de generación de electricidad de más de 100 MW al mantenimiento de reservas de carbón, petróleo, gas licuado y otros combustibles fósiles, suficientes para 30 días de operación de generación.

8.- Energías Renovables.

El Gobierno Federal decidió que las empresas de suministro de electricidad tomaran medidas adicionales para aumentar la cuota de producción de electricidad a partir de fuentes renovables y de cogeneración a través de compromisos voluntarios. El Gobierno Federal podría fijar, previa consulta con las partes, los objetivos a alcanzarse en un plazo razonable⁵¹⁷.

Las empresas de suministro de electricidad que operasen una red de suministro general estaban obligadas a comprar electricidad producida por fuentes de energía renovables en su zona de suministro y a pagar por la electricidad suministrada de conformidad con las regulaciones pertinentes. Si las plantas de generación no se encontraban en el área de cobertura de un operador de red, el punto de conexión era aquel que estuviese a la distancia más corta desde el emplazamiento de la planta. Los costos adicionales se repercutirían por la red con el enfoque de peaje de tránsito.

La Ley reguló la compra y el pago de la electricidad que se producía exclusivamente a partir de la energía hidráulica, la energía eólica, la energía solar, gas de vertedero, gases de aguas residuales o de la biomasa en el ámbito de esta ley. No estaban acogidas a esta regulación las plantas hidroeléctricas, plantas que utilizaban gas de vertedero, plantas de gas de aguas residuales o plantas donde se genera la electricidad a partir de biomasa, siempre que su potencia instalada fuese de más de 5 MW. Igualmente estaban exceptuadas de esta regulación las plantas pertenecientes en más de un 25% al Estado, a las empresas de servicios públicos o a empresas asociadas a ellas.

9.- Bundesnetzagentur. BNetzA (Agencia Federal de Redes).

Se creó la oficina reguladora de electricidad, gas, telecomunicaciones, correos, y los mercados ferroviarios. Se propició una mayor apertura del mercado de la energía, gracias a la introducción de una serie de medidas de fomento de la competencia,

⁵¹⁷ GEELS, F. W. (2002), "Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study". *Research Policy*, 31(8), 1257-127; Cfr. LAUBER, V. (2002), "The different concepts of promoting RES-electricity and their political career", in *Proceedings of the 2001 Berlin Conference on the Human Dimensions of Global Environmental Change*, 296-305. Potsdam Institute Climate Impact Research, 80 PIK Report". LAUBER, V. (2002). "Renewable energy at the EU level", en *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, 25-36, Ed. Peter Lang.

incluyendo la separación jurídica para proveedores con más de 100.000 clientes. La agencia era responsable de garantizar el acceso no discriminatorio de terceros a las redes eléctricas y de determinar las tasas de control que cobran los GRT de Alemania.

52.2. Segunda Ley de la Industria Alemana de Energía *EnWG* 2005.

1.- Principios generales.

Esta segunda Ley de la Industria de la Energía, *EnWG* 2005⁵¹⁸, tuvo como propósito adaptar la Ley anterior *EnWG* 1998 a la ya citada Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, a la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior del gas, a la Directiva 2004/67/CE sobre medidas para salvaguardar la seguridad del suministro de gas natural, y a la Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la eficiencia energética y los servicios energéticos.

Sus objetivos se centraban en impulsar el proceso de liberalización del sector energético que presentaba serias resistencias y procesos de concentración e impedían el avance necesario.

En esta ley se planteó un marco general de la operación del sistema energético, gas y electricidad⁵¹⁹. Pero el mayor énfasis en esta *EnWG* del 2005 se puso en la liberalización de las infraestructuras, y en particular en la separación efectiva entre redes de distribución y transporte (en un modelo en el que las competencias en estas actividades estaban distribuidas entre cuatro compañías que operaban regionalmente), de las conexiones y acceso a las redes, del suministro de energía al consumidor final y de la seguridad y fiabilidad del suministro. Respondía, por tanto, a dar respuesta a las principales dificultades con las que se encontró el proceso de liberalización en el periodo 1998-2005. No tuvo connotaciones estratégicas de política energética; en tal sentido, solamente se hablaba de energías renovables cuando se hacía alusión a las redes eléctricas marítimas y su planificación. De la sostenibilidad energética, emisiones, mercado y del mecanismo de formación de los precios de energía hubo escasas menciones.

Como veremos en los apartados de la *EnWG* 2005, se observa la preocupación del legislador en cómo atender los requerimientos del proceso de liberalización de los sistemas de transmisión y distribución, más que en el cumplimiento de las garantías y

⁵¹⁸ Energiewirtschaftsgesetz – *EnWG* 2005. *Energy Industry Act*.

⁵¹⁹ Los fines de la Ley se centraron en alcanzar un suministro de energía, electricidad y gas al consumidor eficiente y de bajo costo, responsable con el medioambiente y con una mayor participación de las energías renovables. Además se disponía que la regulación de las redes de suministro de electricidad y de gas estuviesen al servicio de los objetivos de garantizar una competencia efectiva y no falseada en el suministro de electricidad y gas, y la seguridad de su funcionamiento eficaz y fiable a largo plazo.

obligaciones de suministro público a los consumidores del propio mercado nacional de energía.

2.- Redes de suministro de energía.

Los operadores de los sistemas de suministro de energía estaban obligados a proporcionar un sistema de suministro de energía seguro, confiable y eficiente para operar sin discriminación, y a optimizarlo, mejorarlo y ampliarlo, en la medida que fuese económicamente razonable. El funcionamiento de un sistema de suministro de energía seguro incluía la protección adecuada contra las amenazas para las telecomunicaciones y los sistemas de procesamiento electrónico de datos, esenciales para un funcionamiento de la red en aquellas instalaciones que, por su importancia estratégica y su impacto en el suministro de energía, se consideran como instalaciones críticas.

Los operadores de sistemas de transmisión estaban obligados a regular los flujos de energía en la red, teniendo en cuenta los intercambios con otras redes interconectadas, y facilitar el acceso a la red a generadores de electricidad, consumidores de gas y electricidad que tenían el derecho al suministro de una forma no discriminatoria. Los operadores de redes de transporte podían acordar la transferencia de la responsabilidad de regular sus redes a operadores del sistema de transmisión.

3.- Separación de la gestión de las redes de distribución y transporte.

El acceso a la red a generadores de electricidad y consumidores de gas y electricidad⁵²⁰, se planteó de una forma no discriminatoria e incluso con mecanismos de precios máximos con respecto a la competencia de otras compañías. Pero este derecho se veía limitado cuando la compañía operadora o suministradora⁵²¹ encontrase dificultades razonables de naturaleza técnica o económica. El derecho universal de servicio básico quedaba, por tanto, cuestionado.

Las compañías eléctricas integradas verticalmente⁵²², y el operador legalmente independiente de las redes eléctricas y de suministro de gas que estuviesen

⁵²⁰ En la traducción del texto en alemán al español se produce una confusión en la definición de los términos de redes transporte en alta tensión que son aquellas que llevan la energía desde el generador a la subestaciones de distribución (*Übertragungsnetzen*), redes de distribución a media tensión que llevan la energía a las subestación de suministro (*Verteilernetzen*) y redes de suministro a consumidores finales (*Versorgungsnetzen*). El término *Fernleitungsnetzen* se reserva para la transmisión de gas.

⁵²¹ Es confusa la distinción entre los términos transporte, distribución, transmisión y suministro. En realidad el sistema energético coincide con el sistema extendido en Europa en el que la red de transporte se refiere a la energía eléctrica de alta y media tensión y la red de distribución, en dos niveles de tensión, hace alusión al suministro al consumidor final.

⁵²² La Ley considera que una empresa está integrada verticalmente, cuando una empresa de electricidad o gas activa en la Unión Europea, de acuerdo a la Directiva 139/2004 (CE) del

vinculados con las empresas de suministro de energía integradas verticalmente, estaban obligados a garantizar la transparencia y la estructura no discriminatoria y ejecución de operaciones de red. Para lograr este objetivo, era necesario garantizar la independencia de los operadores de redes de transporte y distribución de otras áreas del suministro de energía.

Las actividades de las empresas energéticas en los sectores de transmisión de energía eléctrica, distribución de electricidad, gasoductos, distribución de gas, almacenamiento de gas, operación de las instalaciones de GNL debían ser llevadas a cabo por empresas jurídicamente independientes, con cuentas separadas internas para cada una de sus actividades para evitar la discriminación y la obtención de subvenciones cruzadas. Se estableció, para los operadores de una red de transporte la separación efectiva de las actividades de generación y venta de electricidad de las actividades de control o derechos, y viceversa. También se contemplaba una desagregación de los gestores de redes de distribución de electricidad y los operadores de dichas redes eléctricas, así como de los propietarios de sistemas de almacenamiento y transporte de gas.

Las instalaciones energéticas integradas verticalmente debían garantizar que los operadores de redes de distribución con los que estuviesen asociados, fueran jurídicamente independientes de otras áreas del suministro de energía, excepto para aquellas empresas de distribución con menos de 100.000 clientes conectados directa o indirectamente. Tales empresas debían abstenerse de ejercer cualquier influencia directa o indirecta en la gestión ordinaria del operador del sistema de transporte independiente o el funcionamiento de la red. Las filiales de la empresa integradas verticalmente, que ejercieran las funciones de generación, la producción o venta de energía a los clientes, no debían tener ninguna participación directa o indirecta en el gestor de red de transporte. A los operadores de redes de transporte no se les permitió participaciones directas o indirectas en dichas filiales.

4.- Operadores Independientes del Sistema.

De acuerdo con la Directiva de Electricidad 2009/72/EC, Artículo 13, se creó la figura de Operador Independiente del Sistema que tenía por misión garantizar la independencia del gestor de la red de transporte y disponer de los recursos materiales, financieros, técnicos y humanos que se requiriesen para llevar a cabo las tareas del operador de sistema de transporte. El Operador Independiente del Sistema estaba obligado a poner en práctica el plan de desarrollo de regulación de red, a diez años, y

Consejo de 20 de enero de 2004, o un grupo de empresas de electricidad, realice en el ámbito de la electricidad, al menos, una de las funciones de transporte o distribución, y al menos una de las funciones de generación o distribución de energía eléctrica, y en el caso del gas, al menos una de las funciones de transmisión, distribución, operación de una instalación o de almacenamiento de GNL y también una de las funciones de producción o distribución de gas natural.

cumplir con sus obligaciones derivadas de los Reglamentos de la CE⁵²³ con respecto a la cooperación entre los operadores de redes nacionales de transporte o de redes de transporte a nivel europeo y el nivel regional. No se permitía que los operadores independientes hubiesen tenido contratos temporales en otras empresas o en empresas integradas verticalmente.⁵²⁴

El Operador Independiente del Sistema de Transporte era responsable, al menos, de las siguientes áreas:

- Representación ante terceros, ante la autoridad reguladora y ante la Red Europea de transmisión o sistema de transmisión del operador.
- La gestión de todos los gastos relacionados con la red de transporte, incluidos los gastos de red y cualquier cargo aplicable para servicios auxiliares.
- El establecimiento y mantenimiento de las instalaciones que, normalmente, operan formando parte de una empresa integrada verticalmente.
- Los intercambios de energía con otros operadores de transporte con el objetivo de promover el desarrollo de mercados regionales de electricidad o de gas, y garantizar la seguridad del suministro, facilitando el proceso de liberalización de los mercados energéticos.

5.- Funciones de los gestores de red de transmisión de electricidad.

Los operadores de red de transmisión asumían la obligación de garantizar de forma permanente la capacidad del sistema para satisfacer la demanda de la transmisión de electricidad y fiabilidad de la red, contribuyendo a la seguridad del abastecimiento y la regulación de los flujos de energía en la red y de los intercambios con otras redes interconectadas. Los operadores de redes de transmisión debían de estar en conexión con los operadores de cualquier otro sistema para proporcionar la información necesaria a fin de garantizar el funcionamiento seguro y eficiente del sistema⁵²⁵.

6.- Primas.

El Ministerio Federal de Economía se reservó la facultad de regular, por ordenanza aprobada por el Bundesrat, el diseño y aprobación de las primas generales de las empresas de suministro de electricidad teniendo en cuenta los fines de la Ley,

⁵²³ Reglamento (CE) n.º. 714/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Reglamento (CE) n.º. 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

⁵²⁴ El OIS era responsable de la concesión de acceso a la red para terceros de una forma no discriminatoria. Igualmente era responsable de que se hicieran los ingresos para operar la red de transportes, para mantener y ampliar y asegurar la capacidad a largo plazo de la red de transporte y para satisfacer una demanda razonable mediante la planificación de inversiones.

⁵²⁵ El Ministerio Federal de Economía y Tecnología *BMWi*, definía los requerimientos técnicos para las instalaciones de generación de energía eléctrica, sobre todo en los sistemas de generación de Energías Renovables y la producción combinada de calor.

definiendo las normas sobre el contenido y estructura de las primas y regulando los derechos arancelarios y obligaciones de las empresas de suministro de electricidad y de sus clientes. Asimismo, se reservaba la facultad de decidir la aprobación de los criterios de gastos e ingresos de una empresa de suministro de energía eléctrica con el fin de asegurar una gestión económicamente racional sin distorsiones para la competencia⁵²⁶.

7.- Funciones de los gestores de redes de distribución de electricidad.

A los gestores de redes de distribución de electricidad les eran aplicables las mismas funciones y responsabilidades que a los gestores de las redes de transporte, en la medida de que eran garantes de la seguridad y fiabilidad del suministro de electricidad en su red. A petición de la autoridad reguladora habían de preparar un informe sobre el estado de la red y el plan de expansión de la red en un plazo de dos meses.

Los planes de desarrollo de la red del operador de red debían ser elaborados y presentados a la autoridad reguladora cuando esta autoridad llegara a la conclusión de la necesidad de acometer la expansión de la red en los siguientes diez años. En el análisis de la expansión de las redes de distribución de electricidad se tenían que considerar las acciones en el plano de la eficiencia energética y las medidas de gestión de la demanda y de la generación distribuida.

8.- Planificación del desarrollo de la red eléctrica.

Los gestores de redes debían elaborar un escenario marco común anual, base para el desarrollo del plan de desarrollo de la red en tierra y en alta mar. El escenario marco comprendería al menos tres vías: desarrollo (escenarios), prospectiva, e identificación de la demanda de energía.

El Plan Nacional de Desarrollo de la red común debería incluir todas las medidas que fuesen necesarias para una operación de red segura y fiable en los próximos diez años, basadas en la optimización, el refuerzo y el desarrollo de la red. El plan de desarrollo de la red también contendría la siguiente información:

- las medidas de expansión del mallado de red que se consideraran necesarias para una operación de red segura y fiable por el regulador en los próximos tres años a partir de la adopción del plan de desarrollo de la red;
- un calendario de todas las medidas de expansión de la red;
- medidas de expansión de la red como proyectos piloto para la transmisión de alta potencia a largas distancias con baja pérdida, y el uso de cables

⁵²⁶ Los precios de la energía a los consumidores privados, explotaciones agrícolas y pequeño comercio debían de estar aprobados previamente por las autoridades de supervisión de precios de los *Länder* bajo el organismo federal *Bundestarifordnung Elektrizität –BTOElt*, que tiene como misión evitar los precios elevados a los consumidores, la protección de las plantas de generación, garantizando los beneficios razonables y el uso moderado de los recursos.

conductores de alta temperatura, como proyecto piloto con una evaluación de su factibilidad técnica y viabilidad económica;

- el estado de ejecución del anterior plan de desarrollo de la red y en el caso de los retrasos, las razones de éstos;
- información que se utiliza en la tecnología de transmisión.

9.- Funciones de los operadores de redes de transmisión de gas.

Los operadores de las redes de transmisión tenían la obligación de regular el transporte de gas a través de su red, o en otras redes nacionales e internacionales, con el fin de contribuir a la seguridad del abastecimiento energético. Los operadores de las redes de transmisión garantizarían, de forma permanente, la capacidad de sus redes para satisfacer la demanda de los servicios de transporte de gas.

10.- Planificación del desarrollo de redes de transmisión de gas.

Los operadores de las redes de transmisión tenían un plazo de un año para crear un Plan Nacional común de desarrollo de la red y su presentación a la autoridad reguladora a partir del 1 de abril de 2012. Este Plan debería incluir todas las medidas para la optimización, refuerzo y de ampliación de la demanda de la red y para garantizar, tanto la seguridad del suministro en los próximos diez años, como la operación de red segura y fiable. Debían incorporarse en el plan de desarrollo de la red, las medidas de expansión de la red en los próximos tres años y un calendario para la aplicación de todas las medidas de expansión de la red.⁵²⁷

11.- Conexión a las redes por los consumidores finales.

Los consumidores finales podrían conectarse a las redes y sistemas de suministro de energía de la electricidad y de suministro de gas, instalaciones de producción y almacenamiento y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, de una forma no discriminatoria, transparente, para obtener suministro de electricidad dentro de su empresa o de empresas afiliadas o asociadas.

Los operadores de las redes de suministro de energía podrían rechazar una conexión de red siempre que demostrasen que no era posible por razones económicas o técnicas operativas u otras, basándose en argumentos razonables. La negativa debía justificarse por escrito. A petición de la parte que solicitaba la información de establecimiento, debían figurar las medidas concretas y los costos asociados que se requeriría para desarrollar la red en detalle para realizar el suministro de energía en caso de falta de capacidad.

⁵²⁷ En la elaboración del plan de desarrollo de la red, los operadores de redes de transmisión debían establecer hipótesis razonables sobre la evolución de la producción, el suministro, el consumo de gas y sus intercambios con otros países y tener en cuenta los proyectos de inversión previstos en la infraestructura de red regional y en toda la Comunidad, así como en relación con el almacenamiento y GNL, instalaciones de regasificación y el impacto de los posibles fallos en el suministro.

12.- Conexiones en la red de alta mar.

La Agencia Federal Marítima e Hidrográfica de Alemania, en cooperación y consulta con la Agencia Federal para la Conservación de la Naturaleza y los Países Costeros, creó, en 2004, una red en alta mar para la zona económica exclusiva de la República Federal de Alemania. (Plan Federal de Comercio marino).

El plan Federal de Comercio Marino contiene reglamentos relativos a:

- las turbinas de viento que son adecuadas en el mar, de acuerdo con la Ley de Energías Renovables;
- las rutas o corredores para las líneas de conexión de las turbinas de viento en el mar;
- los lugares en los que las líneas de conexión cruzan la frontera entre la zona económica exclusiva y el mar territorial;
- las ubicaciones de plataformas convertidoras de frecuencia o subestaciones;
- las rutas o corredores de ruta para las líneas eléctricas transfronterizas;
- las rutas o corredores de ruta hacia o para posibles vínculos;
- las especificaciones de la tecnología y los principios de planificación.

13.- Plan de desarrollo de la red en alta mar.

Los operadores del sistema de transporte debían presentar anualmente a la autoridad reguladora un plan de desarrollo de la red en alta mar (común para la zona económica exclusiva de la República Federal de Alemania y el mar territorial hasta los puntos de la red de tierra), y el plan de desarrollo de la red nacional, sobre la base de un marco de escenarios a confirmar. El plan de desarrollo conjunto de la red marítima nacional debía incluir todas las medidas eficaces basadas en la optimización, el refuerzo y la ampliación de las líneas de conexión en alta mar y definir las fechas previstas de finalización, así como prever los plazos vinculantes para el inicio de la aplicación.

14.- Acceso a la red de los sistemas de suministro de energía.

Los operadores de sistemas de suministro de energía tenían garantizado, de manera no discriminatoria y con criterios objetivamente justificados, el acceso a la red en condiciones, primas de concesión y contratos uniformes de acuerdo con los estudios anuales de costos del sistema publicados en Internet. En el caso de que los costos para el acceso a la red no estuviesen identificados, los operadores de la red de potencia publicarían el nivel de costos esperados basados en los criterios de ingresos del próximo año.

Los operadores de las redes eléctricas podrían denegar el acceso a la red a los operadores de sistemas de suministros de energía siempre que demostrasen que la concesión de acceso a la red no fuese posible, o no razonable, por razones operativas o de otro tipo, teniendo en cuenta los principios generales de acceso y no

discriminación. La negativa debía justificarse por escrito y notificarse a la autoridad reguladora y sin demora.

15.- El acceso a aguas arriba a gasoductos.

Los operadores de las redes de gasoductos tenían que proporcionar, a otras empresas de la red de gasoductos aguas arriba, el acceso en condiciones de disponibilidad mediante acuerdos apropiados y no menos favorables que los que se les pedía, en casos comparables, para servicios dentro de su empresa o para la práctica de las empresas afiliadas o asociadas. Esto no aplicaba si el operador demostraba que no era posible por razones operativas o de otro tipo. La negativa debía justificarse por escrito.

16.- Acceso al almacenamiento de gas.

Los operadores de sistemas de almacenamiento tenían que otorgar a otras empresas el acceso a su almacenaje y servicios auxiliares en condiciones técnicas y económicas razonables y no discriminatorias, cuando fuera técnica y económicamente necesario para atender eficientemente el suministro a los clientes. El acceso debía concederse a título de acceso negociado. Los gestores de red de almacenamiento podían denegar el acceso en la medida que se demostrase que no era posible ni razonable por razones operativas o de otro tipo. La negativa debía justificarse por escrito.

Los operadores de sistemas de almacenamiento estaban obligados a publicar la ubicación de la instalación de almacenamiento, la información sobre la capacidad disponible, así como sus principales condiciones comerciales.

17.- Suministro Básico de Energía.

Las empresas de suministro básico de energía, que atendían a la mayoría de los clientes residenciales en un área determinada, tenían que prever las zonas de la red en donde se realizaría el suministro básico de los hogares de los clientes. No existía obligación de proporcionar servicios de suministro básico si el suministro de energía para la compañía energética no era económicamente razonable. El derecho a un suministro básico no alcanzaba a quienes operasen una planta para la producción de energía para uso interno o pudiera proveerse de un tercero.

18.- Seguridad de Suministro.

El Ministerio Federal de Economía y Tecnología, por ordenanza aprobada por el *Bundesrat*, asume el aseguramiento del suministro de energía, para lo cual adoptará disposiciones sobre la obligación de almacenamiento de las empresas de energía para las plantas para la producción de Electricidad, así como de aquellos autoprodutores de electricidad, cuyas plantas de energía tengan una potencia de al menos 100 megavatios.

Cuando la capacidad de generación existente y las medidas de gestión de la eficiencia energética no permitiese garantizar la seguridad del suministro de acuerdo con la demanda, el Gobierno Federal, mediante ordenanza aprobada por el Bundesrat, podría abrir un procedimiento de licitación o equivalente en términos de transparencia y no discriminación sobre la base de criterios de nueva capacidad o medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda.

52.3. Energiewirtschaftsgesetz - EnWG 2012.

1.- Origen de EnWG 2012.

En el invierno 2011/2012 se produjo una situación de falta de abastecimiento de energía como consecuencia del cierre, en 2011, de siete centrales nucleares, como consecuencia de la decisión estratégica del Gobierno de dar un giro a la política energética tras el accidente nuclear de Fukushima. La situación en el invierno citado se agravó por la falta de planificación del cierre de las plantas de generación y porque algunos operadores tenían contratos de interrumpibilidad de suministro, que les obligarían a indemnizar a sus clientes. En estas circunstancias, en diciembre de 2012 se promulgó la Ley *EnWG* 2012 como enmienda de la Ley *EnWG* de 2005.

Estas regulaciones contenían medidas temporales, tales como:

- La obligación de notificar, con 12 meses de anticipación, la intención de cerrar una planta de energía y la prohibición de cerrar la planta antes del final de estos 12 meses.
- Establecer un pago por mantener en operación las plantas de energía que se consideren vitales para el sistema.
- Garantizar el funcionamiento de las centrales de gas importantes, en el caso de estrangulamientos de la oferta, revisando también las cantidades de las reservas operativas de gas para uso directo y para generación de electricidad.
- Crear instrumentos legales para sistematizar la práctica actual de contratación de las plantas de energía de reserva.
- Estudio para la instalación de nueva capacidad de reserva en una escala limitada y en casos particulares justificados.

2.- Mercado Eléctrico viable.

El Gobierno alemán aprobó el 12 de junio 2013 una Ordenanza sobre Plantas de Energía de Reserva. De acuerdo con el Reglamento sobre Centrales de Reserva, la Agencia Federal de Redes es responsable de la adquisición de capacidad de reserva y de la revisión de las notificaciones de paradas de plantas de energía, obligando a los operadores de plantas a notificar a la Agencia Federal de Redes sus planificaciones de parada o cierre.

El fuerte desarrollo de las energías renovables tuvo su influencia en la situación que se generó en el invierno 2011/2012 al tener prioridad de despacho, lo que llevó a muchos generadores de energía con fuentes de energía primaria convencionales a cerrar sus plantas. Este hecho tuvo el efecto de que, en momentos de poca generación renovable, la potencia firme de respaldo no pudo atender las puntas de demanda. Se abrió el debate sobre la necesidad de la figura del mercado de capacidad, debate que se materializó en la realización del Libro Verde en 2014, comentado más adelante.

Esta situación dio paso a planteamientos sobre la secuencia a seguir en el cierre de las plantas de generación: si las más antiguas y menos productivas deberían de cerrarse antes que las más eficientes, cómo se liquidarían las compensaciones por mantener las plantas en *stand by*, etc. Se generó un debate adicional cuestionándose hasta qué punto el proceso de liberalización del sector energético se estaba viendo alterado por los propios reguladores.

La Asociación Federal de la Industria de Energía y Agua (BDEW) consideraba que el Gobierno estaba tratando de garantizar la seguridad del suministro a través de medidas que no estaban en línea con el proceso de liberalización del mercado ya que, en su opinión, el Gobierno estaba regulando de nuevo la operación de las plantas de producción de electricidad y el modelo de negocio del sector gasista. La asociación propuso una nueva modalidad de operación en el mercado para asegurar la reserva estratégica, basada en subastas inversas.

3.- Garantía de Suministro.

Para garantizar un suministro de electricidad confiable, los operadores de las redes de transporte utilizan el balance de energía por el que se compra la capacidad de generación disponible para atender la punta máxima anual de consumo. Si la demanda de electricidad, en momentos de puntas de carga, fuese superior a la capacidad de generación disponible se procedería a la importación de energía desde países colindantes, o recurrir a medidas adicionales de gestión de carga.

Para asegurarse que la energía eléctrica se puede suministrar durante todo el día, deben estar disponibles las capacidades suficientes y adecuadas para la generación y distribución de electricidad. La seguridad de abastecimiento se consigue, no sólo a través de una mezcla equilibrada de las fuentes de energía, sino también a través de una red de energía altamente interconectada y fiable.

La mayor dificultad en este balance de potencia sigue estando en entender las necesidades de suministro en un mercado con intercambios energéticos transfronterizos, en un escenario en el que las energías renovables tienen mayor participación en el mix energético. Este crecimiento de las energías renovables obliga

a su vez contar con mayor potencia firme de respaldo para asegurar el suministro en momentos de mayor demanda o de escasa producción de las renovables.

En este contexto, el Ministerio de Economía encargó al consorcio compuesto por Consentec GmbH, Aquisgrán, y Ecofys Germany GmbH, Berlín, la realización de un estudio que pronosticase la capacidad de desarrollo de sistemas de generación distribuida basados en energías renovables, por su naturaleza una generación no planificada, con el fin que no se diese lugar a situaciones críticas en el sistema.

A pesar de las consideraciones citadas, la situación de suministro energético presentaba unos registros de alta calidad de suministro, con la excepción del problema surgido en el invierno de 2011/2012, que se debió a un cúmulo de situaciones, entre las que destacó la falta de suministro de gas de Rusia. El indicador de falta de disponibilidad de suministro eléctrico en 2013 fue de 15,32 minutos al año. Las previsiones de los operadores de las redes indicaron que la potencia instalada, más la construcción proyectada de nuevas plantas, aseguraría el suministro sin cortes de energía.

4.- Diseño del mercado de Electricidad.

El estudio "*Investigation into a Sustainable Electricity Market Design for Germany*",⁵²⁸ realizado en Abril de 2012 por encargo del Ministerio de Economía y Energía, tenía como fin un diseño óptimo del mercado para garantizar la suficiente capacidad de la planta de energía en un país cuya generación se basaba cada vez más en las energías renovables. Y por otra parte, el estudio debería hacer un primera valoración sobre si el mercado alemán de electricidad ofrecía suficientes incentivos para invertir en generación convencional.

Aplicando el modelo "*dimension*" se analizó el desarrollo del sistema eléctrico en Europa, al mínimo coste, y la necesidad de instalación de nueva potencia. El estudio ofrece una presentación cualitativa de cómo la función de la demanda altera el mercado en la venta al por mayor, y si parte de la demanda de electricidad puede reaccionar de forma rápida y flexible a los precios por medio de gestión de la demanda (DSM).

Se revisaron dos modelos. Por razones de eficiencia recomendaron un diseño de la competencia, "*Versorgungssicherheitsmarkt*" (mercado de suministro de seguridad) en el que las capacidades se compran por periodos de 5 a 7 años mediante subastas, obteniendo una rentabilidad garantizada de sus inversiones, dejando el mercado spot no afectado. Los autores rechazaron el diseño alternativo de una "*reserva estratégica*", ya que creyeron que daría lugar a innecesarios y elevados costos de la electricidad. El

⁵²⁸ EWI, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (2012) "*Investigation into a sustainable electricity market design for Germany*"

sistema de reserva estratégica lleva como resultado, según el estudio, ineficiencias en el despacho de energía debido a que la previsión de capacidad de reserva dispuesta puede ser utilizada por los proveedores para forzar precios altos.

El estudio muestra el dilema del diseño alemán del mercado de la electricidad y, en general, en todos los mercados de países con un mix creciente de energías *low carbón*. La prioridad de las energías renovables en el despacho, transporte y los sistemas de incentivos, favorece un desarrollo continuado de las energías renovables, lo que conlleva una menor carga para las plantas convencionales necesarias para garantizar la seguridad del abastecimiento. Esto hace necesario un nuevo diseño de un mercado más transparente, que perciba señales claras del costo de generación de las distintas tecnologías para garantizar un suministro seguro de energía a precios competitivos.

52.4. Energiewirtschaftsgesetz - EnWG 2014.

1.- Conexión parques eólicos.

La ley *EnWG* 2014⁵²⁹ realizó una modificación de la ley *EnWG* 2012 en cuanto al sistema de conexión de parques eólicos marítimos y la realización de convenios, con el fin de garantizar la seguridad de suministro de la generación convencional y proporcionar incentivos para la modernización de los sistemas de generación por bombeo.

Se contempló la necesidad de una mejor coordinación y planificación entre el desarrollo de los parques eólicos marinos y las redes de conexión. Los operadores de la red consideraron necesario impulsar un plan anual de desarrollo de la red, bajo la aprobación de BNetzA de acuerdo con el programa de establecimiento de parques eólicos. Se estableció un esquema de compensación para la construcción de las redes eléctricas para los parques eólicos, que se repercutiría a los consumidores en función del nivel de consumo anual.

Se limitó la exposición de los consumidores al gravamen de compensación (recargo) a 0,25 c€/kWh, variable en función del consumo. Para un consumo de 1 millón de kWh/año, el costo era 0,05 c€/kWh, y para empresas con consumo intensiva se limita a 0,025 c€/kWh. Las instalaciones eólicas marinas reciben esta compensación a través del sistema, mediante un aumento de la prima.

Los costos fueron estudiados por las TSO afectadas, TenneT, TSO GmbH y 50Hertz Transmission GmbH, y sometidos a posteriores auditorias. La totalidad de las compensaciones en 2014 se calcularon en 421,6 millones euros.

⁵²⁹ Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 2014. *Energy Industry Act*.

2.- Seguridad de Suministro.

Se establecieron mecanismos para garantizar la seguridad de suministro, como consecuencia de lo ocurrido en el invierno 2011/2012 tras el desmantelamiento de plantas de generación convencionales y nucleares, con obligaciones de información vinculantes sobre los programas de actuación y evitar así los costos de mantenimiento en operación de plantas. También se pronunció sobre la garantía de suministro de gas para plantas de ciclos combinados capaces de atender las puntas de consumo. Todo ello formará parte del diseño de un nuevo mercado energético.

53. Energías Renovables. Desarrollo Legislativo y Regulatorio

53.1. EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) 2000.

Orígenes de la EEG 2000.

La ley *EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) 2000*⁵³⁰, aprobada por el Bundestag y Bundesrat en el año 2000, modificó la ley *Stromeinspeisungsgesetz für Erneuerbare Energien* (StrEG) de 1991, que fue el comienzo de una serie de leyes que permitieron la entrada al mercado, no solo de la energía eólica, sino de otras energías renovables como la energía solar fotovoltaica y la energía de la biomasa. Esta ley se promulgó bajo el mandato como canciller de Helmut Kohl, del partido CDU (Unión Demócrata Cristiana). En 1999 se habían instalado en Alemania más de 4.400 MW en distintas tecnologías y fuentes de energía renovables, lo que suponía un tercio de la potencia instalada en todo el mundo, con tecnologías y rentabilidades adecuadas acordes con las inversiones en el sector energético en general.

En la presentación de la *EEG*, el Ministro de Medioambiente Jürgen Trintin destacó la necesidad de la actualización de la anterior ley *StrEG*, basándose en cuatro razones. La primera, derivada del crecimiento de producción de la electricidad renovable más allá del techo del 5 % diseñado para ser titulares de derechos y beneficios de la ley. La segunda razón se justificaba por la necesidad de una distribución de los costos más allá de las regiones. La necesidad de hacer una planificación y dar seguridad a las inversiones, junto con la obligación de hacer los ajustes necesarios para el cumplimiento de las directivas europeas, fueron otras de las razones expuestas.

La ley *StrEG* de 1991, precursora de la Ley *EEG*, aprobó el sistema de ayudas *feed in tariff* que consistía en un precio por KWh no vinculado al precio de la energía. Por el contrario, en el marco de *EEG 2000* se consideraban primas que tenían una duración limitada, calculadas en base a un precio fijo de energía sujeto a reducción progresiva anual.

⁵³⁰ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG Deutscher Bundestag 2000. *Renewable Energy Sources Act*.

1.- Objetivos.

Se definió como objetivo de la ley el facilitar el desarrollo sostenible del suministro de energía, con todas las connotaciones que conlleva, con el interés adicional de reducir el calentamiento global y la protección al medio ambiente. Objetivos que se confiaron en un incremento sustancial del porcentaje de contribución de las energías renovables en el total del consumo en el año 2010, en consonancia con los determinados por la Unión Europea y la República Federal de Alemania. En ocasiones, los objetivos mundiales planteados como referencias globales por algunas asociaciones de constructores de equipos estuvieron fuera de contexto⁵³¹, en momentos en que los costos de inversión eran muy elevados.

Esta ley *EEG* 2000, y las subsiguientes, han supuesto un desarrollo de las Energías Renovables en Alemania impensable hasta entonces que ha sido posible gracias a la puesta en marcha de mecanismos de compensación en los precios de la energía, las ayudas a la promoción mediante préstamos a tipos preferentes y exenciones en las tasas derivadas de la aplicación de la *Ecological Tax Reform*⁵³²

2.- Contenidos de la Ley.

La ley *EEG* 2000, en línea con la Directiva Europea del mercado interior, reguló la prioridad de acceso a la red de las energías renovables y creó mecanismos para la implementación prioritaria de subvenciones a las energías renovables. Las *utilities* se beneficiaron también de una compensación, o prima, por el suministro en la red de la energía eléctrica renovable.

Garantizando estos pagos compensatorios, la ley restauró un clima de seguridad para los inversores estableciendo mecanismos de remuneración válidos por periodos de hasta 20 años por planta⁵³³. Adicionalmente, a partir de 2012, se incorporaron etapas de regresión para plantas que se instalen después de la promulgación de la Ley. Las primas a pagar por la energía se orientaron exclusivamente a la energía procedente de fuentes renovables, tales como hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, geotermia, gas de

⁵³¹ GREENPEACE and EPIA European Photovoltaic Industry Association. (2001), "Solar Generation. Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020. A blueprint to achieve 10% of the world's electricity from wind power by 2020". Forum for Energy and Development, Greenpeace, 1999. WindForce 10. European Wind Energy Association; Vid. GENENNIG, B., ET AL., (2002), "Evaluierung des 100.000-Dächer-Solarstrom-Programms. Report to BMWi. Forschungs-und Planungs GmbH". Umweltinstitut and Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig.

⁵³² La *Ecological Tax Reform* fue introducida en Alemania el año 2000 y consiste en un impuesto a los combustibles para locomoción y la generación de energía, cuyos ingresos se destinaron principalmente a contribuir al fondo de pensiones.

⁵³³ La ley *EEG* 2000 en su sección 9 artículo 1, contempla un periodo de compensación de 20 años excepto para la energía hidroeléctrica. Para las instalaciones que fueron puestas en marcha antes de la entrada en vigor de la Ley, se considera que el año 2000 es el año de puesta en marcha.

vertederos, plantas de tratamiento de residuos, minas o biomasa bajo determinadas condiciones técnicas. El operador de la red más próxima estaba obligado a comprar y a pagar la compensación establecida.

Se destacaba que el sistema de remuneración no suponía un abandono de los principios del mercado, sino que solamente creaba la seguridad necesaria para la inversión bajo las vigentes condiciones del mercado. Hubo una adecuada provisión para salvaguardar la existencia de todas las plantas ya en operación.

3.- Primas.

La prima a pagar por la electricidad generada por la hidráulica, minas, tratamiento de residuos y gas de vertederos era no inferior a 15 pfennigs⁵³⁴ por kWh y de no menos de 13 pfennigs para otro tipo de electricidad⁵³⁵. En el caso de la biomasa se establecieron tres niveles de potencia, con una compensación de al menos 20 pfennigs por kWh, a) si la potencia era igual o inferior a 500 kW, b) de 18 pfennigs si la potencia es inferior a 5 MW y c) de 17 pfennigs si es superior a 5 MW. La prima a pagar por la electricidad generada por fuentes de energía geotermia era de 17,5 pfennigs si la instalación fuese de una potencia de hasta 20 MW y de 14 pfennigs si la potencia instalada fuese superior a 20 MW.

En el caso de la energía eólica se estableció una prima de 17,8 pfennigs por kWh por un periodo de 5 años desde la puesta en servicio. A partir de aquí, las instalaciones que hubiesen alcanzado, en estos cinco años, un rendimiento superior al 150% de la energía de referencia de acuerdo con la curva de potencia del aerogenerador, tendrían una compensación de 12,1 pfennigs. Para otras instalaciones, con rendimiento inferior al 150% del rendimiento de referencia, el periodo de compensación de cinco años sería reducido en dos meses por cada 0,75% de inferior rendimiento. Para las instalaciones existentes se arbitró un procedimiento en función de la fecha de la puesta en marcha⁵³⁶.

4.- Costos de las redes de transmisión.

Los costos de conexión a la red serían pagados por la empresa que requiera la instalación debiendo cumplir con las normas técnicas del operador de la red. Los costos derivados de la adecuación de las instalaciones para recibir y transmitir la

⁵³⁴ 1 pfenning es un céntimo de DM y equivalente a 0,005105 € o 0,5105 c€.

⁵³⁵ BMU (2002), *Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources*. Brochure.

⁵³⁶ La prima a pagar en el caso de la energía solar de radiación, fotovoltaica, se estableció en 99 pfennigs por kWh (50,54 c€/kWh). A partir de Enero de 2012, la compensación se redujo en un 5% anual para las nuevas instalaciones puestas en marcha a partir de esta fecha. Esta compensación no se aplicó a las instalaciones fotovoltaicas que fueron contratadas un año después del año en que se alcanzasen los 350 MW de potencia instalada. El Bundestag arbitraría un sistema que permitiría a estas plantas gestionar las instalaciones de forma rentable.

energía en la red pública de potencia serían soportados por el operador de la red, pero estos costos podrían ser repercutidos en los peajes por uso de la red. Se estableció un procedimiento de operación, por el cual se compensan las diferencias entre la cantidad de energía adquirida y energía comprada en base a los porcentajes de participación en relación a la cantidad total de energía.

53.2. EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) 2004.

1.- Razones de adecuación de la EEG 2000.

La expansión de las energías renovables en Alemania era coherente con las políticas energéticas iniciadas en 1991, como hemos comentado, por medio de la ley *StrEG*, mediante la que se establece el sistema de ayudas a las energías renovables *feed in tariff*, lo que junto con la financiación a largo plazo y tipos reducidos impulsó el desarrollo de la energía eólica. La *EEG* 2000 permitió el acceso al mercado de energía de la electricidad.

La participación en 2002 de las energías renovables en la generación neta de electricidad alcanzaba un 9% de la producción neta de electricidad, pero tan solo un 2,9 % en relación a la energía primaria⁵³⁷. Alemania no cumplía con los objetivos de la UE de alcanzar en 2002 una participación del 5,6% sobre energía primaria, aunque se consideraba que era uno de los países pioneros en el desarrollo de las energías renovables.⁵³⁸

En 2004 se hizo una revisión de la ley *EEG* 2002, debido a la necesidad de adecuarla a la Directiva 2001/77/EC de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. El nuevo objetivo político planteado era pasar del 12,5 % de la energía renovable, producida en 2010, al 20% en el año 2020.

2.- Alcances de la ley.

La nueva ley *EEG* 2004 concedía prioridad de conexión a la red a la energía procedente de fuentes de energías renovables y gas de minas. Planificaba la equiparación a nivel nacional de la cantidad de energía comprada y pagada, y excluía como beneficiarias de la ley a las plantas de propiedad o participación accionarial de la Republica Federal o de los estados federados, que hubieran sido puestas en marcha antes del 2004⁵³⁹.

⁵³⁷ Datos aportados por BMU 2003 y VDEW 2003.

⁵³⁸ BECHBERGER, M. & REICHE, D. (2004), "Renewable energy policy in Germany: pioneering and exemplary regulations. Environmental Policy Research Unit (FFU), Free University of Berlin", *Energy for Sustainable Development I Volume VIII No.1 March 2004*.

⁵³⁹ En el artículo 3 de la *EEG* 2000, se definió con claridad las energías que se consideran renovables, qué se entiende por plantas de producción y operador de plantas, y el concepto de puesta en marcha de la planta.

3.- Conexión a la Red.

Las empresas generadoras de energía renovable inscritas en el registro tenían el derecho a conectarse al Sistema de Red en el punto más próximo a la planta, si se trataba de una red que estuviera preparada técnicamente y si no hubiera otra red con las condiciones técnicas adecuadas y económicas razonables. El operador del Sistema de red debía garantizar la compra de toda la energía producida por las plantas. Cuando contractualmente se determinasen los peajes y cargos por el uso de la red, los operadores podían añadir los gastos ocasionados. Además contempló otros distintos supuestos en los que la ley se orientaba, en todos los casos, a facilitar la conexión a la red y la compra de energía.

El operador del sistema de Red estaba obligado a pagar las primas de la energía producida en aquellas plantas que utilizasen fuentes de energías renovables, pero solamente en aquellas instalaciones que superasen los 500 kW. La Ley determinaba que las obligaciones de los operadores de la red de la conexión solamente existirían en la medida en que se hubiera realizado un contrato de compraventa de energía, PPA (*Power Purchase Agreement*).

El punto de conexión de las plantas generadoras de electricidad a partir de fuentes de energía renovables sería aquel que fuese técnica y económicamente más conveniente. Las instalaciones de medición de la energía eléctrica transmitida y recibida eran por cuenta del operador de la planta. Se concedió prioridad en la selección del punto de conexión a aquellos generadores con pequeñas instalaciones de hasta 30 kW que ya tuviesen establecida una conexión a la red, indicando que en el caso de que el operador de la red estableciera un nuevo punto, los costos generados serían de su cuenta.

4.- Primas.

Las primas para las distintas fuentes de energía renovables en el marco de la ley EEG 2004 se recogen en el Anexo I de esta Tercera Parte.

53.3. Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2008.

1.- Antecedentes y Objetivos de la Ley.

Tras la definición por la UE de la Política Energética Europea 2007 y la publicación de los Planes de Acción y la Estrategia 2020, ya comentadas en la Parte I, el Gobierno alemán de Angela Merkel, en coalición con el SPD y la Unión Social Cristiana de

Vuelve a definir, aquí con más precisión, lo que se entiende por redes de distribución y redes de transporte y las responsabilidades de los operadores del sistema de red de distribución y transporte, y textualmente expresa: *Grid System* significa el conjunto de las instalaciones interconectadas para transmisión y distribución de electricidad para el suministro general. *Grid System Operators* denomina a los operadores de todos los tipos de tensión para el suministro eléctrico general. Los operadores del sistema de transmisión serán responsables del sistema de red de alta tensión o extra alta tensión.

Baviera, puso en marcha iniciativas para el cumplimiento de las Directivas Europeas, adelantándose en muchos conceptos y estrategias a la propia Política Energética Europea, lo que hace pensar en la gran influencia que ejerció Alemania en el diseño de política energética de la UE⁵⁴⁰.

En octubre de 2008 se aprueba esta nueva Ley de Energías Renovables con los mismos objetivos de protección del medioambiente y el clima⁵⁴¹. Se dio un impulso a la reducción de costos de energía, incorporando los efectos a largo plazo, y a la promoción del desarrollo de tecnologías para la generación de electricidad de fuentes de energías renovables⁵⁴². El objetivo pasaba por incrementar su participación en el suministro de energía hasta alcanzar al menos un 30 % en el año 2020, anticipándose nuevamente a la Estrategia de la UE 2020 de octubre de 2010 que nació como respuesta a los escasos resultados de los Planes Nacionales de Acción⁵⁴³.

Con respecto a la Ley de 2004, esta Ley supone un avance en los objetivos, puesto que en aquella sus previsiones fueron el alcanzar una participación de las renovables en el mix del 12,5% en 2010 y un 20 % en 2020⁵⁴⁴.

2.- Conexión a la red.

La ley *EEG* 2008 regula la prioridad de conexión a la red de las instalaciones de generación de energía renovable en todo el territorio alemán, la prioridad de compra, transmisión, distribución y pago de la energía por los operadores de la red, y configura un esquema de equalización de las compras y pagos de energía. En general es continuista en este punto con lo establecido en la *EEG* 2004, aunque se aprecia una mayor precisión en la definición del punto de conexión, del derecho del promotor a conectarse en el punto más cercano, si ninguna otra red tiene condiciones técnicas y económicas más favorables, y del derecho de selección de otra red cuya tensión más convenga a la instalación de generación.

⁵⁴⁰ BMU (2007), *"The Renewable Energy Sources Act EEG. The success story of sustainable policies for Germany"*.

⁵⁴¹ BMU (2008). *"Development of Renewable Energy Sources in Germany"*. Brochure.

⁵⁴² DEUTSCHER BUNDESTAG (2008), *"Payment provisions in the future EEG for the year 2009"*.

⁵⁴³ BMU (2010), *"Renewable Energy Sources Act (EEG) Key features, development and perspectives"*. Nicolas Oetzel, Minister BMU; Cfr. LAUBER, V., & MEZ, L. (2004). "Three decades of renewable electricity policies in Germany". *Energy & Environment*, 15(4), 599-623.

⁵⁴⁴ Es significativo, sin embargo, el cambio de consideración de las energías fósiles con respecto a la *EEG* de 2004, en la que se planteaba "contribuir a evitar conflictos sobre los combustibles fósiles", mientras que en la *EEG* de 2008 se habla de "conservar los combustibles fósiles", lo que no oculta un cierto cambio de aproximación en el aprovechamiento de sus reservas de carbón, versus la importación de gas y de petróleo.

3.- Despacho de energía.

Determina para los operadores de la red la obligación de compra, la obligación de transmisión y distribución de la totalidad de la energía producida por las instalaciones de energías renovables. Los operadores de las redes, a petición de los interesados en el suministro de energía, debían optimizar y expandir los sistemas de red a fin de garantizar estas obligaciones, pero el operador de la red no se vería obligado a hacerlo si no es económicamente razonable.⁵⁴⁵ Los costos asociados a la conexión a la red y los de instalación de equipos de medición serán soportados por el operador de la instalación.⁵⁴⁶

Se establece, como principio básico, que la electricidad procedente de fuentes de energías renovables, que se suministra a grandes empresas consumidores y a los operadores ferroviarios, debe de estar limitada con el fin de reducir sus costos de energía y mantener su competitividad. Se fijará un porcentaje estándar de manera que la diferencia entre la media de las primas previstas a un año en los mercados de futuro y el costo medio real de compra sea igual a 0,05 c€/kWh.

4.- Garantía de Origen.

Los operadores de instalación podían solicitar una garantía de origen de la energía de fuentes renovables en el sentido de la Directiva 2001/77 / CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, emitida por un verificador medioambiental acreditado en el campo de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables o en el caso de la electricidad de la energía hidroeléctrica. Si la fuente de energía fuese la biomasa era necesario acreditar el origen de la misma. La garantía de origen incluía una declaración de la ubicación, la capacidad y la fecha de puesta en servicio de la instalación, de la cantidad de electricidad generada, el periodo en el que se generó y si se había pagado de conformidad con los artículos de esta ley.

5.- Primas.

Las plantas de generación de energía eléctrica de fuentes renovables debían de estar inscritas en el Registro de Instalaciones para ser acreedoras al cobro de las primas por parte de los operadores de la red. (Ver las primas en Anexo II de esta Tercera Parte).

⁵⁴⁵ Un cambio significativo con respecto a la *EEG* 2014 ya que en la presente ley la obligación de conexión por los operadores de red tiene el límite de la rentabilidad de la operación, lo que dió lugar a situaciones de conflicto entre generadores de renovables y operadores de red.

⁵⁴⁶ Se estableció un esquema de ecualización por el que se regulan las compras de energía, los intercambios de energía entre distintos operadores de red, las formas y fechas de pagos de energía, las obligaciones de los compradores de energía renovable de poner en la red de una forma inmediata la cantidad de energía pagada, y las cantidades de compra de energía renovable que han de estar en consonancia con la cantidad de energía suministrada por la compañía.

La situación detallada de las energías renovables en 2011 puede estudiarse en AGEE-Stat⁵⁴⁷ y en el informe BMU 2013.⁵⁴⁸

53.4. Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2012.

1.- Objetivos.

En 2011 se aprueba una nueva versión de EEG, aplicable a partir del 1 de enero de 2012, que se inspira en los mismos principios que las anteriores ediciones: facilitar el desarrollo energético sostenible, la lucha contra los efectos del cambio climático y la protección medioambiental, así como la reducción de costos del suministro de energía a nivel nacional, promoviendo el desarrollo de la generación de energía a partir de fuentes de energías renovables⁵⁴⁹.

Se plantearon nuevos y muy agresivos objetivos de participación de la electricidad obtenida de las fuentes de energías renovables en el suministro de energía, con el fin de alcanzar un 35% en el año 2020, un 50% antes de 2030, un 65% antes de 2040 y el 80% antes de 2050, integrando estas cantidades de electricidad en el sistema eléctrico. Además, se contempló como objetivo el alcanzar en 2020 una contribución de las energías renovables del 18% del total consumo de energía.

Estos ambiciosos objetivos hay que entenderlos desde el plano político que supuso la necesaria alianza de Gobierno entre la CDU y el FDP (Partido Democrático Libre), cuyo líder Philipp Rösler, que como Vice-Canciller impulsó la transición energética con agresivos postulados que fueron asumidos por los conservadores, no siempre con la suficiente convicción. Como veremos más adelante el Gobierno de Coalición entre la CDU y el SPD, que desplazó al FDP, supuso un reenfoque de la transición energética.

2.- Derechos de los productores de energía renovable.

La ley reguló la prioridad de compra, transmisión, distribución y pago de la electricidad renovable por los operadores de la red; también en relación a la electricidad por sistemas de generación combinada de calor y electricidad CHP, incluyendo ayudas a la integración de esta electricidad en el sistema eléctrico. Definió, entre otras materias, el concepto de “ratio anual promedio de capacidad” como la resultante de dividir el total de kWh anuales producibles entre las horas del año natural, de las que se descuentan las horas de primera puesta en marcha y en su caso las horas de desinstalación.

⁵⁴⁷ AGEE-Stat (2012), “*Development of Renewable Energy Sources in Germany 2011. Graphics and tables Version: July 2012*”. Basado en datos estadísticos de *Working Group on Renewable Energy-Statistics*; Cfr. BMWI y BMU (2012) “*Smart Energy made in Germany. Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy*”. B.A.U.M. Consult GmbH, Munich/Berlin. 2012

⁵⁴⁸ BMU (2013), “*Renewable Energy Sources in Figures. National and International Development*”.

⁵⁴⁹ BMU (2011), “*Cornerstones of the EEG amendment and other innovations for renewable energy*”.

Además abrió la puerta a la consideración como suministrador de energía a cualquier persona física o jurídica que suministre energía a los consumidores finales. Finalmente acuñó el concepto de garantía de origen, documento que sirve de prueba ante un consumidor final de la participación de las energías renovables en la electricidad suministrada.

3.- Nuevas energías renovables.

Se contempló y definió el biogás procedente de fermentación anaerobia de biomasa y el biometano procedente del procesado del biogás para su inyección en la red de gas. Se denomina gas almacenado al gas producido por electricidad de fuentes de energía renovables y que tiene como función el almacenamiento intermedio de energía renovable.

En el caso de las instalaciones de generación de electricidad a partir de biogás, los operadores debían asegurar que las instalaciones de almacenamiento de biogás se construían a prueba de fugas, con sistemas hidráulicos de cierre y con una capacidad de almacenamiento de, al menos, 150 días. Además tenían que contar con un sistema adicional de utilización que evitara cualquier escape de gas.

4.- Requerimientos Técnicos.

Se establecieron requerimientos técnicos para las plantas de cogeneración CHP (*Cool, Heating and Power*) con potencia instalada superior a 100 KW que permitieran la desconexión por sobrecarga de la red o la conexión en momentos de demanda.

También se estableció la obligación de adopción de sistemas técnicos que permitiesen la desconexión por sobrecarga de la red en el caso de instalaciones fotovoltaicas con potencia instalada entre 30 kW y 100 kW. Si la potencia instalada era inferior a 30 kW se podía optar por operativas de desconexión de la red en caso de sobrecarga o limitar la energía entregada a la red al 70% de la potencia instalada. A estos efectos se consideraba como una sola instalación aquellas que, independientemente de quien fuera la propiedad, estuviesen instaladas en un mismo terreno o fuesen puestas en funcionamiento con un intervalo de tiempo de menos de 12 meses.

5.- Acceso a la Red.

Se mantuvieron las obligaciones que afectan a los operadores de la red, en cuanto a la prioridad de conexión de las instalaciones que generan energía eléctrica de fuentes renovables en los puntos de conexión más cercanos y con la tensión más adecuada, salvo que hubiese otro punto de conexión en la red que presente mejores condiciones técnicas y económicas. Pero se incluyó como novedad que los operadores de la red debían de proporcionar a los solicitantes, en un plazo no superior a 8 semanas después de recibir la solicitud, la información necesaria para esta conexión, con un calendario preciso que indicase el proceso a seguir y las etapas de dicho proceso, y

una información detallada de los costos estimados que incluyese solamente los costos técnicos asociados a la conexión, sin incluir los costos de uso de los terrenos de instalación de tendidos eléctricos. Los operadores de la red se verían obligados a compensar a las instalaciones interesadas en inyectar a la red, si no se cumplieren con las obligaciones recogidas en la ley.

Este derecho de conexión también existía frente a los operadores de red cuyo sistema no estuviese conectado directamente, sino que fuese un sistema de red aguas arriba con una tensión máxima de 110 kilovoltios, con el fin de garantizar la adquisición, transmisión y distribución de la electricidad. Pero, como en 2004, se mantuvo el criterio de que los operadores de red no estuvieran obligados a realizar las inversiones necesarias para optimizar, extender o fortalecer la red si no era económicamente razonable. Sin embargo cuando se diesen hechos que fundamentasen la presunción de que el operador de la red no había cumplido con la ley, los operadores de instalaciones podían requerir al operador de red que presentase información sobre si, y en qué medida, el operador de la red no cumplía con su obligación de optimizar, fortalecer y ampliar su sistema de red.

Se confirió a los operadores de red el derecho, con carácter excepcional, de asumir el control técnico sobre las instalaciones renovables y CHP conectadas directa o indirectamente a su sistema de red, con el fin de reducir la producción en remoto, en el caso de una sobrecarga de red en casos de cuellos de botella en una área del sistema, o de conectar reserva de capacidad si el sistema no fuese capaz de garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro. Se contempló un procedimiento de verificación de la necesidad de la toma de dicho control técnico que debía de tener lugar en el plazo máximo de cuatro semanas, procedimiento que debía de permitir, a una tercera parte cualificada, realizar el análisis de las causas que motivaban la toma de control.

En caso de sobrecarga del sistema, los operadores afectados debían de ser compensados con el 95 % de sus ingresos perdidos, así como los gastos adicionales, menos los gastos evitados. El operador de la red cuyo sistema de red diese lugar a la necesidad de la toma de control técnico sería responsable de los costos de la indemnización.

6.- Pagos de electricidad.

Los operadores de red pagarían las primas indicadas en esta ley a los operadores de la electricidad comprada, generada en instalaciones que utilizasen exclusivamente fuentes de energías renovables o gas de minas. Los operadores de instalaciones, que acreditaran las condiciones para el cobro de estas primas, debían de poner a disposición del operador de la red la totalidad de la energía generada en su instalación y transferida a la red.

Se contempló la posibilidad de almacenamiento de energía eléctrica producida en la instalación como en el caso de la mix de fuentes de energía renovable y almacenamiento de gas que tuviese como origen los contemplados en la ley, y se arbitró una forma de pago por la energía inyectada en la red a las primas recogidas en la ley.

7.- Planificación de la reducción de las primas.

Las primas recogidas en la ley se aplicarían a la electricidad generada por instalaciones puestas en operación antes del 1 de enero de 2013. Se aplicaron también a la electricidad procedente de instalaciones puestas en marcha después del 31 de diciembre de 2012, sujetas a la condición de que las primas y primas se redujesen de conformidad en los siguientes porcentajes el 1 de enero de cada año.

8.- Primas de las Tecnologías renovables EEG 2012.⁵⁵⁰ (Ver en Anexo III).

9.- Venta directa de energía.

Los operadores de instalaciones de generación de electricidad, procedente exclusivamente de fuentes de energía renovable, podían vender la electricidad generada directamente a un tercero, excepto en el supuesto de que aquella energía se transmitiera por la red, y siempre bajo determinadas circunstancias y obligaciones.

Los operadores de instalaciones podían reclamar al operador del sistema una prima de mercado por la electricidad renovable introducida en el sistema de la red y vendida directamente a una tercera parte. La cantidad de la prima de mercado debía de calcularse mensualmente. La prima de flexibilidad era un complemento a la prima de mercado que regía para los generadores de electricidad procedente de biogás, cuando proporcionasen una cantidad de electricidad para atender a las puntas de demanda, cumpliendo determinadas condiciones recogidas en la Ley.

Los operadores de la red de transmisión podían requerir a los suministradores de electricidad a consumidores finales el pago de una cantidad en concepto de costos de transmisión proporcionalmente a los costos por la totalidad de energía a la cantidad en el sistema. Este concepto es conocido como “sobrecostos EEG”. Este sobrecosto podía reducirse para los suministradores de electricidad renovable en 2,0 c€/kWh, en determinadas condiciones, dependiendo de la composición y de la fuente de energía renovable.

⁵⁵⁰ BMWi (2011), “Tariffs degression and sample calculations pursuant to the new Renewable Energy Sources Act of 4 August 2011 (EEG 2012)”

53.5. Erneuerbare-Energien-Gesetz. EEG 2014.

1.- Origen de la EEG 2014.

Las elecciones de 2013 a la Cancillería alemana condujeron a la formación de una coalición entre partido demócrata cristiano CDU y partido SPD de la social democracia, en cuyos acuerdos Angela Merkel se mantuvo como canciller y el líder del SPD, Sigmar Gabriel, era nombrado Vice-Canciller. El resultado de la negociación fue la aceptación de una política de mayor contenido en el plano social, destacando el establecimiento de un salario mínimo interprofesional de 8,5 euros por hora, una pensión mínima de 850 euros, mayores inversiones en infraestructuras y educación, la confirmación del objetivo de cierre de las centrales nucleares y la generación del 55% de electricidad a partir de fuentes de energías renovables.

Los agentes económico-financieros y políticos veían en la *EEG* 2012 el riesgo de que la UE considerara el programa de incentivos como ayudas de estado⁵⁵¹, y que los extracostos de la generación de electricidad, en el marco de un plan intensivo en nueva potencia instalada con primas a la producción, hiciera que el sistema fuera insostenible para los consumidores, a pesar de que la opinión pública asumía tales costos convencidos de que la solución energética del país pasaba por el nuevo modelo energético puesto en práctica en el año 2000.⁵⁵²

Al mes de la formación de la coalición, el 22 de enero de 2014 el Gobierno hizo público un documento en el que expresaba su intención de modificar la ley *EEG* 2012, con el fin de integrar las energías renovables en el mercado y en la red, así como reducir sus costos, limitando el programa anual de nuevas instalaciones renovables y haciendo un cambio importante en la estructura de primas, limitando la garantía del *feed in tariff* a casos especiales, para acercar cada vez más las energías renovables al mercado⁵⁵³. El Gobierno asumía la defensa de la expansión de las energías renovables que ya en 2014 generaba el 25,8 % de la electricidad consumida, pero se consideraba que la rápida expansión habida dio como resultado un sensible aumento del precio de la energía. Además, se observaba que se había generado un problema en la estabilidad de las redes eléctricas y en la seguridad de suministro energético.

⁵⁵¹ En febrero de 2015 el Gobierno alemán emprendió una acción legal contra la decisión de la Unión Europea de considerar la *EEG* 2012 como ayudas de estado, aunque en su mayor parte estuvieran en línea con las reglas de las ayudas de estado. El Gobierno alemán consideraba que *EEG* 2012 no formaba parte de las ayudas de Estado y solicitaba a la Comisión Europea una clarificación del tema, al tiempo que una guía general de la interpretación del término de ayuda de estado bajo la ley europea. La modificación de la *EEG* 2012 en el nuevo marco de la *EEG* 2014 no formaba parte de esta acción legal.

⁵⁵² BAKER & Mc KENZIE. (2014), "*Reform of the Renewable Energy Sources Act. Energy EEG 2014, Germany*".

⁵⁵³ VERCLAS, K. (2014), "The reform of the German Renewable EEG (2014)". *American Institut for Contemporary German Studies*.

Se entendió que la modificación de la *EEG* 2012 había sido un paso importante en el proceso de la transición energética, en la obtención de precios de electricidad que permitieran mantener el nivel de competitividad y el nivel de empleo, El nuevo Gobierno consideró de vital importancia no poner en peligro la competitividad de las industrias de consumo intensivo de electricidad, que ya pagaban altas primas de electricidad en comparación con su competencia internacional, manteniendo la creación de valor y del empleo La modificación de la *EEG* entró en vigor el 1 de agosto de 2014.

2.- Líneas generales de la EEG 2014.

El propósito de la *EEG* 2014 fue permitir el suministro sostenible de energía, teniendo en cuenta el cambio climático y la protección del medio ambiente, reducir los costos de la electricidad, conservar los recursos energéticos fósiles y promover el desarrollo de tecnologías para generar electricidad a partir de fuentes de energía renovables.⁵⁵⁴

El objetivo principal de esta *EEG* 2014, coincidentes con los de la anterior *EEG* 2012, fue aumentar el porcentaje de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables al menos al 80% del consumo bruto de electricidad en 2050, creciendo de una manera constante y rentable en un 40%-45% en 2025 y un 55% -60% en 2035. El objetivo de consumo de electricidad en 2020 significa un 18% de la energía primaria consumida.

3.- Principios Básicos.

EEG 2014 contemplaba como Principios Básicos.

- La electricidad procedente de fuentes de energía renovables, y de gas de las minas, debía ser integrada en el sistema de suministro eléctrico y contribuir a la transformación del sistema de suministro de energía.
- El apoyo económico para la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de gas de las minas se enfocaría hacia las tecnologías de bajo costo con perspectiva de costos a medio y largo plazo.
- Los costos de la ayuda financiera para la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de gas de las minas debían distribuirse adecuadamente teniendo en cuenta los intereses de los usuarios y de la industria energética.
- Antes del 2017 han de realizarse subastas de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y de gas de minas en las que se determinen los apoyos financieros.

⁵⁵⁴ UWER, D. & ZIMMER, D. (2014), "Electricity Regulation in Germany: overview". *Practical Law 2014 Verlag, Wiesbaden, 329-350.*

- Las subastas se abrirán a la competencia paneuropea en un grado de, al menos, el 5 por ciento de la nueva capacidad instalada cada año en la medida que:
- Existe un acuerdo, en virtud del derecho internacional, que pone en práctica las medidas de cooperación del artículo 11 de la Directiva 2009/28 / CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, sobre la promoción del uso de la energía procedente de fuentes renovables. Se requiere que el apoyo se haga sobre la base de la reciprocidad y que pueda darse una prueba física de la importación de la electricidad.

4.- Objetivos.

La ley EEG 2014 establece objetivos de instalación de capacidad “*development corridor*” coherentes con los objetivos generales:

- un aumento de capacidad instalada en eólica *onshore* de 2.500 MW por año;
- un aumento de capacidad instalada en *offshore* de 6.500 MW hasta el año 2020 y 15.000 MW en el horizonte 2030;
- un incremento de la capacidad instalada de 2.500 MW año en solar fotovoltaica;
- la instalación de 100 MW año capacidad instalada de generación de electricidad a partir de biomasa.

5.- Reducción de costos.

Con el fin de reducir los costos de la expansión de las energías renovables, el *BMW* indicaba en su web que la nueva Ley de Energías Renovables se centrará en tecnologías menos costosas, como la energía eólica y fotovoltaica. En la actualidad, la remuneración media de las energías renovables es de aprox. 17 c€/kWh. A partir de 2015, los operadores de las nuevas plantas sólo recibirán, aproximadamente 12 c€/kWh, aproximadamente.⁵⁵⁵

Se indicaba que el proceso de la transformación del suministro de energía era una tarea para la sociedad en su conjunto y que por ello no sólo la industria, sino también los clientes de electricidad privada, debían de soportar una parte razonable de los costes en virtud de la nueva Ley de Energías Renovables siguiendo el principio de solidaridad. Anunciaba que las exenciones del pago de *EEG* solo serían posibles cuando fueran realmente necesarias.

6.- Derechos de las Instalaciones existentes.

La *EEG* 2014 respeta los derechos adquiridos por las instalaciones cuya puesta en marcha se hizo antes del 31 de julio de 2014, manteniendo la retribución de las

⁵⁵⁵ ROBERT SCHUMAN Center for Advance Studies. (2014), “*The Implicit Carbon Price of Renewable Energy Incentives in Germany*”. Climate Policy Research Unit.

anteriores leyes a las que se acogieron. Las plantas en construcción, que aún no habían sido puestas en marcha, recibirían una indemnización de acuerdo con la *EEG* 2012, siempre y cuando la autorización necesaria para el establecimiento y operación de la planta se hubiera obtenido en el curso del año 2014.

7.- Obligación de conexión de las instalaciones de generación.

La ley *EEG* 2014 establece la obligación de los operadores de la red a conectar las plantas de generación de electricidad de fuentes de energía renovables sin demora y de forma prioritaria en el punto más apropiado en términos del nivel de tensión y más cercano a la planta de generación; salvo que, de acuerdo entre los operadores de la red y vendedores directos, se determine un punto de conexión técnicamente y económicamente más conveniente. Los costos de conexión y sistemas de medición serán soportados por el operador de la planta de generación. Los costos de ampliación, reforzamiento y expansión de la red serán soportados por el operador de la red. Los operadores de red están obligados a distribuir y pagar la electricidad introducida en la red.

En el caso de que una o varias instalaciones, con una capacidad máxima total instalada de 30 kW, estén en una parcela de terreno que cuente con una conexión existente con el sistema de red, se considerará que éste es el punto de conexión más adecuado.

8.- Expansión de la red.

Los generadores de electricidad a partir de fuentes de energías renovables, que necesiten conectarse a la red, pueden requerir de los operadores de red que garanticen la adquisición, transmisión y distribución de la electricidad. De acuerdo con las necesidades de evacuación de electricidad, los operadores de red deben optimizar, fortalecer y ampliar sus sistemas de red y dispositivos técnicos, sin demora, utilizando la mejor tecnología disponible. Todo ello salvo que el operador de red justifique que tal inversión no sea económicamente razonable.

Este derecho de los generadores de energías renovables compromete también a los operadores de los sistemas de redes de aguas arriba, de hasta 110 kilovoltios, a las que la instalación no está conectada directamente, si ello fuese necesario para asegurar la compra, transporte y distribución de la electricidad. Si el operador de red no cumple con su obligación de evacuar la electricidad o, si como consecuencia de la demanda realizada no se han realizado medidas para optimizar, fortalecer y ampliar el sistema de red, el operador de la instalación de generación de la electricidad puede exigir una indemnización por los daños causados por el incumplimiento.

9.- Control técnico de las instalaciones de generación.

Como ya contemplaba la ley *EEG* 2012, si la evacuación de electricidad generada por una instalación a partir de fuentes de energía renovables, gas de mina o CHP, se reduce debido a un cuello de botella del sistema de red, el operador de red debe compensar a la instalación afectada con el 95 % de los ingresos perdidos, más los gastos adicionales y menos los gastos ahorrados. También se contempla que los operadores de red puedan asumir, puntual y excepcionalmente, el control técnico sobre las instalaciones de cogeneración que estén conectadas directa o indirectamente a la red de distribución y que estén equipadas con un dispositivo para la reducción de la producción controlada de forma remota en caso de sobrecarga del sistema de red.

10.- Compra, transmisión y distribución de electricidad.

Como se ha indicado, los operadores del sistema de red tienen la obligación de adquirir, transmitir y distribuir físicamente, sin demora y de forma prioritaria, toda la electricidad a partir de fuentes de energía renovables o de gas de las minas que se venda en cualquiera de las formas de venta de energía que recoge la *EEG*. También tienen la obligación de la compra comercial de la electricidad, si el operador de la instalación reclamase el derecho de participar en el *market premium*⁵⁵⁶. Las obligaciones de los operadores de red no aplican cuando los operadores de instalación, o vendedores directos, y los operadores de red acuerdan excepcionalmente, mediante contrato, desviarse de la prioridad de compra de energía y conectarse a otro punto de la red con vistas a una mejor integración en el sistema.

11.- Venta de energía.

Los operadores de instalación de generación, siguiendo el procedimiento descrito, pueden cambiar la forma de venta, total o parcialmente, entre las siguientes modalidades:

- *feed in tariff* en pequeñas instalaciones;
- *feed in tariff* en casos excepcionales;
- venta directa;

Se contempla que los operadores de la instalación puedan en cualquier momento cambiar de vendedor directo o vender la electricidad total o parcialmente a terceros, siempre y cuando éstos consuman la electricidad en la proximidad inmediata de la instalación y la electricidad no se transporte a través de un sistema de red.

12.- Derecho a las ayudas económicas.

Los operadores de las instalaciones de generación con fuentes de energía renovables, o solamente gas de las minas, tienen derecho a percibir del operador de red de la electricidad generada en instalaciones:

⁵⁵⁶ Mecanismo de retribución que comentamos más adelante en el punto 2.5.14.

- La prima “*feed in tariff*”, si la electricidad se pone a disposición del operador de red.
- La prima de mercado, si vende la electricidad directamente y dan al operador de red el derecho a etiquetar esta electricidad como: "electricidad a partir de fuentes de energía renovables o de gas de las minas". Esta prima de mercado aplica también a la electricidad introducida en un sistema de almacenamiento de electricidad, liquidándose la energía finalmente llevada desde el almacenamiento a la red.

Este derecho se mantendrá si la electricidad se ha enviado a un almacenamiento temporal, antes de ser introducida en el sistema de red. En este caso, el derecho se referirá a la cantidad de electricidad que se alimenta al sistema de red desde el almacenamiento temporal. El nivel de la ayuda se determinará por el nivel de la ayuda financiera que el operador del sistema de red tendría que pagar por la electricidad que se inyectó a la red, sin almacenamiento temporal. El derecho se aplicará también en el caso de uso mixto de las fuentes renovables de energía y gases de almacenamiento.

13.- Prima fija. *Feed in tariff*.

Solamente tendrá derecho a la retribución del *feed-in tariff*, la electricidad que realmente es adquirida por un operador de red, siempre que el operador de la instalación ponga a disposición de la red la totalidad de la energía renovable generada en su instalación sin que se pueda alimentar a consumidores cercanos con parte de la electricidad.⁵⁵⁷

Prima para pequeñas instalaciones.

Los operadores de instalaciones que acrediten su derecho a percibir una prima o *feed in tariff* por la electricidad procedente de fuentes de energía renovables o de gas de las minas pueden exigir al operador del sistema de red un *feed in tariff* por la electricidad entregada. Tiene derecho al *feed in tariff*:

- la electricidad procedente de instalaciones con una capacidad total máxima instalada de 500 kW, que se pongan en marcha antes del 1 de enero de 2016.
- la electricidad procedente de instalaciones que se pongan en marcha después del 31 de diciembre de 2015, siempre que una potencia total instalada no sea mayor de 100 kilovatios.

⁵⁵⁷ “A mediados de octubre, los operadores de sistemas de transmisión anunciaron el nivel del recargo *EEG* para el próximo año. El recargo *EEG* a partir del 1 de enero de 2016 ascenderá a 6,35 c€/kWh, subiendo sólo ligeramente 0,18 c€/ kWh a partir de 2015. La estabilización del recargo *EEG* es un éxito de la revisión de la *EEG* 2014. Entre 2012 y 2014, el recargo *EEG* continuó aumentando significativamente, de 3,59 c€/ kWh a 6,24 c€/ kWh. En contraste, el período posterior a 2014 se ha caracterizado por la estabilización. El aumento de los costes observado en los años anteriores se ha detenido”. *DENA EEG Surcharge 2014*.

- La prima se calcula a partir de los valores de ayudas económicas a los que previamente, antes de la reducción gradual; se deducirán de los siguientes valores:
 - 0,2 c€/kWh para la generación a partir de hidráulica, gas de vertederos, tratamientos de residuos, gas de mina, biomasa, fermentación de bio residuos y estiércol y geotermia.
 - 0,4 c€/kWh para la generación eólica y solar.

Prima en casos excepcionales

Los operadores de instalación pueden exigir al operador del sistema red una prima para la electricidad procedente de fuentes de energía renovables o de gas de las minas que se proporcionan a este operador de red. El nivel de la prima se calcula a partir de las ayudas económicas, y el valor obtenido tras la reducción gradual específica para cada tecnología, se reducirá en un 20 por ciento adicional.

14.- Prima de mercado. Market Premium.

La figura de prima de mercado (*market premium*) tiene el propósito de acercar al mercado la retribución de las energías renovables basada en las tarifas fijas, estableciendo unas ayudas económicas regresivas en el tiempo y una compensación económica por la diferencia entre el precio del mercado y la prima a la que se renuncia. La participación de los operadores en esta modalidad de incentivos es voluntaria, e implica de hecho competir con otros proveedores en el mercado de electricidad y vender la electricidad que producen directamente o a través de un comerciante a terceras partes.

Las primas *feed in tariff*, a las que se renuncia, se calculan a partir de las cantidades recibidas para cada fuente de energía renovable en el mercado eléctrico. El valor del mercado spot se calcula *a posteriori* como el promedio mensual del mercado spot para cada fuente de energía. Se considera, también, una prima de gestión (*management premium*) complementaria para atender a los costos de la gestión de las ventas al mercado. Con este mecanismo se pretende conseguir que los operadores de las energías renovables actúen como agentes de mercado y, en segundo lugar, que en el mecanismo de fijación de precios de mercado se tengan en cuenta las ofertas de energías renovables, con lo que el precio para las plantas convencionales mejora. Los operadores de plantas de renovables pueden continuar manteniendo el sistema de primas fijas.

El precio de la energía eléctrica en el mercado será el valor promedio mensual real de los contratos por hora para la zona de precios de Alemania/Austria en el mercado spot de intercambio EPEX Spot SE, en París, precios expresados en c€/kWh.

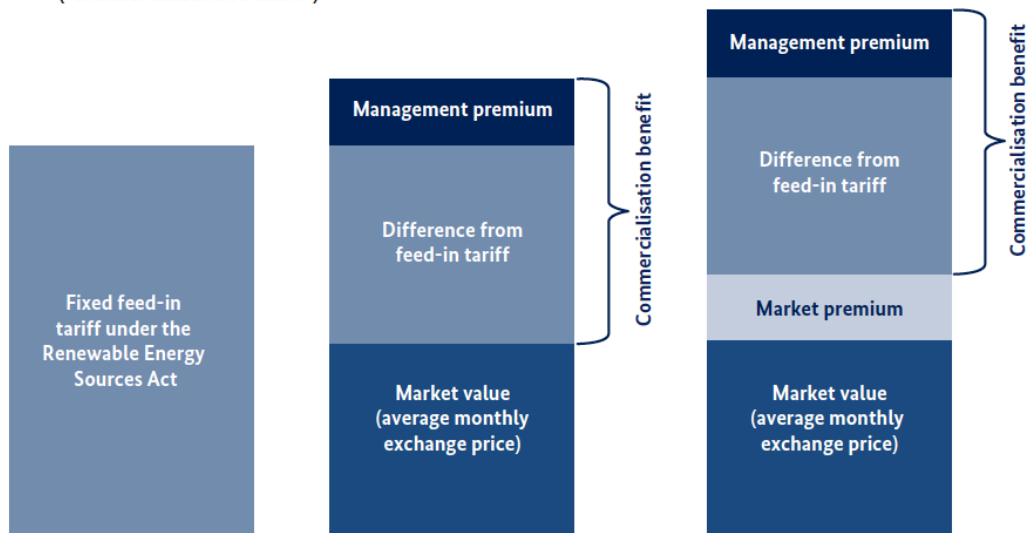
La cuantía del *market premium* se calcula mes a mes mediante la diferencia entre el valor de ayuda económica y el precio del mercado de la electricidad.

$$MP = AW - MW$$

- MP: Prima de mercado (Market Premium).
- AW: Ayudas económicas. *Feed-in-tariff*
- MW: Precio en el mercado.

Gráfico 47. Market Premium.

Figure 2: Structure of the market premium and illustration of additional revenue from demand-responsive feed-in (“commercialisation benefit”)



Source: Federal Ministry of Economics and Technology

La publicación mensual de la cantidad de energía renovable generada por cada tecnología es responsabilidad de los operadores de la red de transporte, quienes deben de disponer de elementos de medición de electricidad en un número representativo de instalaciones, teniendo en cuenta la energía eléctrica de venta directa en la modalidad *feed in tariff*. Y en consecuencia determinara los valores del mercado de las tecnologías eólicas y solares "MW EPEX", "MW Wind auf Land", "MW Wind auf See" y "MW Solar".

Las diferencias entre los gastos y los ingresos de los operadores de la red se consideran costos diferenciales *EEG*, costo que se distribuye en el consumo de energía. El sobrecargo *EEG* se redujo a 3,59 c€/kWh en 2012, y el total del sobrecargo ascendió a 14.000 M€.⁵⁵⁸

⁵⁵⁸ El gasto del *feed in tariff* de la solar fotovoltaica es más de la mitad este total, según se indica en el brochure del BMU, 2012, "Germany's new energy policy Heading towards 2050 with secure, affordable and environmentally sound energy"

15.- Ayudas económicas.

El cálculo de las ayudas económicas⁵⁵⁹ se realiza en función de la capacidad nominal de la planta⁵⁶⁰ en las instalaciones de energía solar, o del ratio de capacidad “*rated capacity*”, de la planta, en las demás tecnologías. Los valores siguientes no incluyen el IVA. Si los precios en el mercado EPEX Spot son negativos durante 6 horas consecutivas, la ayuda financiera para la modalidad de *Market Premium* será cero para este periodo.

En la modalidad *feed-in-tariff*, y en estas circunstancias de precios negativos, el operador de una instalación debe de informar al operador de red de distribución de la cantidad de electricidad que se inyecta en el período en el que los contratos por horas fueron negativos; de lo contrario el derecho la ayuda económica se reducirá en este mes un 5 % por cada día natural en que los precios han sido negativos. Los valores aplicados, como bases para el cálculo de la ayuda financiera, están sujetos a factores como la potencia instalada y la fecha de puesta en marcha de las instalaciones de distintas tecnologías.

16.- Reducciones graduales de los valores de las ayudas económicas.

Al igual que en el sistema *feed in tariff*, se consideran reducciones anuales de los valores de ayudas económicas aplicables a la modalidad de *Market Premium* que se recogen en el Anexo IV.

17.- Operadores de red Obligaciones y compensaciones.

En línea con la prioridad de despacho de la electricidad renovable, los operadores de la red⁵⁶¹ deben entregar sin demora la electricidad renovable al operador del sistema de transmisión aguas arriba, con el derecho a que esta electricidad, que cuente con ayudas económicas, sea etiquetada como “electricidad a partir de fuentes de energías renovables”.

Los operadores de redes de transmisión deben reembolsar a los operadores de red con un 50 % de los costos necesarios de adaptación de sus redes para generar electricidad a partir de energía de la radiación solar, si esta adaptación ha sido realizada en cumplimiento de la Ordenanza de Estabilización del Sistema. De la

⁵⁵⁹ Dada la complejidad en el articulado de la ley *EEG* 2014 con continuas referencias a otros artículos por simple cita numérica del mismo, he optado por hacer un resumen de las ayudas económicas y las condiciones más importantes para ser beneficiario.

⁵⁶⁰ Como ya hemos comentado, por “*rated capacity*” se entiende el cociente entre la producción anual y el número de horas efectivo de actividad de la planta de generación. El factor de capacidad es el ratio entre las horas anuales y las horas efectivas de producción a capacidad nominal, siendo la capacidad nominal la capacidad de producción real obtenida en el año.

⁵⁶¹ Por red de transmisión se entiende el sistema de redes de alta y ultra-alta tensión que suministran a la red de transmisión suprarregional de electricidad para sistemas de redes subordinadas

misma forma los operadores de la red deben pagar a los operadores aguas arriba del sistema de transmisión, de conformidad con la Ordenanza de Peajes de Redes de electricidad, los peajes de la red evitados y que no hayan sido subvencionados a los operadores de instalaciones.

La ley *EEG* 2014 establece un procedimiento entre los distintos operadores del sistema de transmisión por el cual deben de mantener la información de las cantidades de electricidad y los pagos que han sido derivados del sistema de ayudas económicas. Por otro lado deben de hacer un balance provisional y compensar entre si las cantidades de electricidad entregadas y de las ayudas económicas soportadas, incluyendo la cantidad de electricidad para la que han recibido el derecho a etiquetar la electricidad como "electricidad a partir de fuentes de energía renovables o de gas de las minas".

Los operadores del sistema de transmisión deben, separada o conjuntamente, vender la electricidad de acuerdo con las primas de *market premium* o de *feed in tariff*.

18.- Recargo EEG para suministradores de electricidad.

En el suministro de electricidad a los consumidores, los operadores de sistemas de transmisión pueden exigir a los proveedores electricidad el pago de los gastos incurridos en el sistema, de forma proporcional a la cantidad de electricidad suministrada por los distintos proveedores de electricidad a sus consumidores finales, lo que se denomina recargo *EEG*. La cuota se determinará de tal manera que los proveedores de electricidad tengan los mismos costos para cada kWh de electricidad suministrada por ellos a los consumidores finales.

Este recargo EEG no es aplicable para la electricidad que se suministra o es transportada con el propósito de almacenamiento temporal a una instalación específica, bien sea química, mecánica o física, y con el único fin de posterior realimentación de la electricidad en el sistema de red. Lo mismo aplica a la electricidad que se utiliza para generar gas de almacenamiento que se introduce en el sistema de gas natural, si el gas de almacenamiento se utiliza para generar electricidad y ésta se alimenta a la red.

19.- Recargo EEG para consumidores finales y autoabastecimiento.

Los operadores de sistemas de transmisión, en línea con esquema de compensación de proveedores de electricidad, pueden exigir a los consumidores finales las siguientes participaciones en el recargo EEG para autoabastecimiento:

- 30 % para la electricidad consumida después del 31 de julio de 2014, antes del 1 de enero de 2016;
- 35 % para la electricidad consumida después del 31 de diciembre de 2015 y antes del 1 de enero de 2017;

- 40 % para la electricidad consumida el 1 de enero de 2017.

La participación se elevará a un 100 % del recargo EEG si la instalación de generación de electricidad no es una instalación recogida en la definición de instalaciones de esta EEG o es una instalación de cogeneración altamente eficiente y que alcanza una tasa de utilización mensual o anual de al menos 70 %. Los operadores de sistemas de transmisión pueden también exigir a los consumidores finales, con determinadas excepciones, el 100 % del recargo EEG para un consumo de electricidad que no sea suministrado por un proveedor de electricidad.

20.- Provisiones especiales. Flexibilidad.

Los operadores de instalaciones de generación de electricidad con biogás tendrán el derecho a recibir primas o suplementos de flexibilidad, ayudas económicas del operador de la red en concepto de capacidad que aporte una mayor flexibilidad de operación a un sistema eléctrico con creciente alta participación de las energías renovables.

Prima de flexibilidad para nuevas instalaciones. El derecho para la provisión de ayudas para la capacidad instalada para generar electricidad a partir de biogás de más de 100 kilovatios será de 40 € por kW de capacidad y año.

Prima de flexibilidad para instalaciones existentes. Las instalaciones de generación de electricidad a partir de biogás que se hayan puesto en marcha antes del 11 de agosto 2014, adicionalmente a la venta de la electricidad, pueden obtener una prima por la capacidad adicional instalada para atender las necesidades de electricidad, que puede ascender a 130 € por kW de capacidad adicional instalada y por año.

21.- Esquema de Compensación Especial.

De acuerdo con la legislación actual de la UE en relación a las ayudas del Estado, se ha modificado el Esquema de Compensación Especial contemplado para las empresas de consumo intensivo de electricidad. Con el fin de mantener la contribución de los grandes consumidores⁵⁶², se aplicarán las exenciones solamente a las empresas de consumo de electricidad intensiva de sectores que compiten a nivel internacional, y que como tal se encuentre inscritos en el Registro del BAFA⁵⁶³. Este esquema afecta también a los ferrocarriles para mantener la competitividad intermodal. El recargo EEG contempla un mínimo no exento y determinadas reducciones en función de la intensidad energética y del valor añadido bruto de la actividad.

⁵⁶² Se establece en el Anexo 4 una relación de actividades que se consideran como grandes consumidores de electricidad.

⁵⁶³ *Bundertsamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle*. Oficina Federal de Economía y Control de Exportación.

22- Autoabastecimiento.

La EEG 2014 contempla un aspecto novedoso con respecto a legislaciones anteriores. Las empresas que construyan y exploten nuevas instalaciones de generación convencional de electricidad para su propio consumo deberán de pagar, a partir de esta EEG 2014, una parte de los costos EEG para la expansión de las energías renovables. Esta norma no afecta a las instalaciones existentes y operativas antes de la entrada en vigor de esta EEG, el 1 de agosto de 2014.

En cambio, las empresas o consumidores que utilizan nuevas instalaciones de energía renovable, o nuevos sistemas de cogeneración de calor-potencia de alta eficiencia, tienen que pagar sólo un recargo EEG reducido, que inicialmente será del 30% del recargo hasta el 2015 y luego elevado a 35% para el año 2016. Estos tipos reducidos se aplicarán únicamente durante estos dos años. Las instalaciones que se ponen en servicio durante este tiempo y todas las instalaciones de energías renovables y sistemas de cogeneración de calor-energía de alta eficiencia que se ponen en servicio en una fecha posterior pagarán un recargo EEG reducido del 40% a partir de 2017.

54. Efectos de la Transición Energética

54.1. Liberalización.

1.- Consideraciones generales.

La necesidad de poner en práctica en el sector de energía un modelo de liberalización de mercado surge de una visión de un modelo económico que consideraba que ciertas actividades de servicio público asumidas por el Estado son más eficientes y menos costosas si son realizadas por compañías privadas⁵⁶⁴. En este modelo de transición, el Estado asume las funciones de regulación de la actividad. Se reconoce, por muchos analistas, que el proceso de liberalización tiene una proyección distinta en países desarrollados que en países en desarrollo.

La liberalización del mercado, en un sentido literal, supone la abolición de los derechos de monopolio y la transición a un modelo económico de libre mercado sujeto a una regulación pública para proteger los derechos de los consumidores y usuarios de los servicios prestados por las compañías. En el caso del mercado eléctrico, estas regulaciones adquieren una especial importancia en términos de competencia técnica, de seguridad del suministro y en el mantenimiento de unos precios libres y ajustados como consecuencia de un mercado mayorista de electricidad en el que la casación de la oferta y la demanda se realicen con transparencia.

⁵⁶⁴ SEN, A. (2014), "Divergent Paths to a Common Goal? An Overview of Challenges to Electricity Sector Reform in Developing versus Developed Countries". The Oxford Institute for Energy Studies.

No siempre un modelo energético liberalizado es la única vía para que la eficiencia de la inversión, operación y obtención de costos reducidos se produzca. En Europa, tenemos el ejemplo de Noruega que ha configurado un sector público energético con empresas competitivas y operaciones eficientes, y que da respuesta a las demandas sociales, con el plus de que los ciudadanos valoran mejor el hecho de que los activos estratégicos estén en manos públicas.

Los mercados de energía son, por lo general, mercados marginalistas en los que la última unidad de energía, necesaria para atender la demanda, es la que fija el precio de toda la energía vendida, independientemente de cual sea la tecnología, origen y naturaleza de la energía primaria y de la tecnología de generación. Este modelo marginalista es en sí mismo una restricción del modelo liberalizado para reducir el precio del mix energético, ya que genera una sobrerretribución importante a ciertas tecnologías, en especial a la gran hidráulica y a la nuclear, sobrerretribución que, en un mercado perfecto, permitiría absorber los costos de ayudas a tecnologías renovables. En teoría, un mercado marginalista haría que las empresas se vieran motivadas a mejorar sus costos de generación. Cuando la retribución satisface con amplitud los costos, no hay forma de promover inversiones en eficiencia de generación.

Una alteración que choca con un sistema de mercado liberalizado se produce con la retribución en la modalidad *feed in tariff* a las energías renovables, que compensa sus mayores costos de generación y permiten una rentabilidad razonable. Rompe con el principio de mercado libre. De ahí la discusión acerca de que un sistema de ayudas basado en Certificados Verdes sea más compatible con el concepto de liberalización real del sector, al ser estos certificados negociados en el mercado.

En Alemania, nunca se consideró que el sector energético tuviese institucionalmente las características de un monopolio, aunque la existencia de una estructura de empresas con poca concentración o fragmentadas no propició la competencia que podría pensarse, debido a la creación de *cartels* que acordaban contratos en áreas determinadas. El primer paso del proceso de liberalización de 1998 fue, por tanto, la eliminación de estas organizaciones. Pero, a pesar de ello, la generación y la transmisión se mantuvieron en las estructuras regionales, coincidentes con los ámbitos de los estados de la estructura federal, mientras que la distribución y la comercialización se mantuvieron en las municipalidades. Es significativo que el proceso de liberalización condujese a una mayor concentración en el sector, principalmente entre empresas de transmisión y de comercialización, fenómeno que también se ha vivido en otros Estados miembros de la UE⁵⁶⁵

⁵⁶⁵ BRUNEKREEFT, G., & BAUKNECHT, D. (2006), "Energy policy and investment in the German power market. Electricity Market Reform: An International Perspective", *Elsevier*, 235-264.

En opinión de Matthias Heddenhausen (2007)⁵⁶⁶, en un estudio publicado por *Stiftung Wissenschaft und Politik*, la legislación energética en Alemania ha permanecido prácticamente sin modificaciones hasta la promulgación de la Ley Antitrust de 1953 y la liberalización del sector en 1998. El sector eléctrico alemán se había caracterizado por la coexistencia del sector público, privado y público privado, y nunca ha estado nacionalizado, sino dominado por un oligopolio de compañías integradas verticalmente con un control en conjunto del 90% de la generación de electricidad, así como de la mayoría de las líneas de transmisión de alto voltaje y de alrededor de la mitad de las líneas de distribución; un sistema que ha estado vigente desde principios del siglo XX.

Las líneas de transporte en terrenos públicos nunca han estado sujetas a una ley estatal sino que han sido construidas bajo licencias. Todo ello ha conducido a una fuerte posición de los Länder y las autoridades locales en empresas energéticas, en un sector que ha estado regulado por una legislación privada con un claro carácter monopolístico. Destaca el mismo autor, el rol importante de los Länder en el suministro público de electricidad, como un aspecto distintivo del federalismo alemán, que permite mantener durante mucho tiempo los derechos sobre recursos naturales y el agua a disposición de un único estado, derechos que han servido para la creación de compañías eléctricas del Länder.

Entre los distintos puntos de vista acerca de la estructura del mercado eléctrico, anterior al inicio del proceso de liberalización en Alemania, Claudia Kemper (1999)⁵⁶⁷ consideraba que el principal resultado de un análisis, basado en la teoría de juegos, era que el mercado alemán de la electricidad se destacaba por tener una estructura de oligopolio que se caracterizó por altos costos fijos, que no podían sobrevivir en un mercado competitivo. Las fusiones y coaliciones entre empresas del sector garantizaron este mercado oligopólico, aunque el mantenimiento de los elevados precios del transporte de electricidad jugó en contra de un desarrollo hacia la plena competencia.

El Prof. Dr. Thomas von Danwitz⁵⁶⁸ entiende, por el contrario, que en Alemania no ha existido un monopolio estatal ya que, antes de la aprobación parlamentaria de la *Energiewirtschaftsgesetz ENWG* de 1998, han convivido proveedores privados de energía de los que muchos estaban articulados como empresas públicas con participación privada. Pero no por ello, indica, se puede decir que existiera un mercado

⁵⁶⁶ HEDDENHAUSEN, M. (2007), "Privatisations in Europe's liberalized electricity markets—the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany and France". *Research Unit EU Integration, German Institute for International and Security Affairs*.

⁵⁶⁷ KEMFERT, C. (1999), "*The Liberalisation Process of the German Electricity Market Strategies and Opportunities*". Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER). Stuttgart.

⁵⁶⁸ VON DANWITZ, T. (2006), "Regulation and Liberalization of the European Electricity Market—A German View". *Energy LJ*, 27, 423.

competitivo, ya que los proveedores de energía obtenían contratos de franquicia en exclusiva en sus áreas de abastecimiento, contratos que excluían la competencia. Por otro lado, el mismo autor considera que las leyes y autoridades alemanas sometieron a los proveedores a regulaciones específicas para las inversiones, el acceso a los mercados y la limitación de las primas; todo ello con objeto de garantizar los derechos de los consumidores a un suministro de energía seguro y a precios razonables.

El inicio del proceso de liberalización de 1998 no cumplió con las expectativas. Parecía evidente que el proceso de liberalización de la energía no estaba avanzando en el camino requerido, y el sistema de *Negotiated Third Party Access* no sirvió para garantizar el acceso a la red de transmisión, de forma que Alemania renunció al modelo elegido y se acogió a la Directiva 2003 relativa a la regulación del mercado interior de energía⁵⁶⁹ o *Regulated Third Party Access*.

De la misma se expresaba Joskow, P. L. (2008)⁵⁷⁰, al decir que el sistema eléctrico continuaba dominado por empresas integradas verticalmente, con intereses en generación, transmisión y distribución, que controlaban el funcionamiento de las redes de transmisión, con áreas separadas de control y de balance separadas, en lugar de tener un única área de balance como en otros países europeos. La propiedad de la generación estaba bastante concentrada. No había un operador de sistema independiente. Hasta años después, no existía ningún regulador que determinase los costes y precios de la red o que hiciera cumplir las normas de desagregación necesarias para apoyar la venta al por menor y la competencia al por mayor.

En general se consideraba que el proceso de liberalización del sector energético estaba más enfocado a la apertura de los mercados minoristas más que en reformas estructurales de mayor amplitud. Esto hacía pensar que la apertura del mercado por sí sola no sería suficiente para alcanzar un mercado mayorista competitivo y un acceso a la red con precios regulados por las instituciones, (*pricing institutions*).

2.- Efectos en la estructura del sector.

Desde 1998, las leyes de la Industria de la Energía han tenido como objetivo principal alcanzar un mayor grado de liberalización del sistema energético de acuerdo con las Directivas 1996, 2003 y 2009 de mercado único de energía. El proceso de liberalización conduce al sector a:

⁵⁶⁹ Directiva 2003/54/EC del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003, relativa a las reglas comunes en el mercado interior de electricidad, que deroga la Directiva 96/92/EC.

⁵⁷⁰ JOSKOW, P.L. (2008), "Lessons Learned from the Electricity Market Liberalization". *Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. The Energy Journal*.

- El acceso indiscriminado al sistema de red de electricidad y gas tanto de los generadores, los auto-productores y los consumidores.
- La separación en el sector energético de las actividades de generación, transporte, comercialización y distribución, de forma que permita el acceso a libre competencia.
- La operación de un mercado energético libre, transparente y competitivo.
- La reducción de costos y del consumo de energía, mediante el desarrollo de nuevas tecnologías y con medidas de uso eficiente de la energía.

En paralelo, las citadas leyes han incidido en el concepto de sostenibilidad energética que se formula en un compendio entre las distintas ediciones como: “un sistema energético en el que se garantice el suministro de energía eficiente, seguro, asequible y compatible con el medioambiente y la lucha contra el cambio climático y, por tanto, con una mayor participación de las energías renovables, que permita la reducción de emisiones gases de efecto invernadero, que diversifique las fuentes de suministro y actúe en la reducción de costos y del consumo de energía, mediante el desarrollo de nuevas tecnologías y con medidas para un uso eficiente de la energía”.

El proceso de liberalización ha conducido en Alemania a una cierta concentración de las grandes empresas eléctricas. En el año 1998, los sectores del gas y de la electricidad contaban con más de 900 empresas muchas de ellas participadas por empresas municipales, *Stadtwerke*, o con participaciones cruzadas de otras empresas de energía, industria o financieras, cuyos ingresos servían para financiar otras actividades. En 2005, el número de empresas se había reducido, bien por cierre o por fusiones, a 700 pequeñas compañías que operaban a nivel local y regional, coincidiendo, según Enric Bonneville & Anne Rialhe (2005)⁵⁷¹, con una reducción de precios entre 1998 y 2005 en la electricidad industrial del 20% y del 5% en el consumo doméstico. Madlener, R. & Jochem, E. (2001)⁵⁷², hicieron una valoración del empleo en el sector energético, constatando que había disminuido en 64.000 trabajadores entre 1997 y 2000, mientras que había aumentado la producción de electricidad entre 1997 y 1999, por lo que consideran que la reducción de precios se debió a la reducción de empresas y de empleados.

La ley *EnWG* 2005 abolió las prácticas habituales por las que las empresas acordaban con las autoridades territoriales y municipales la exclusividad de instalar y operar la red

⁵⁷¹ BONNEVILLE, E. & RIALHE, A. (2005), "Impact of Liberalization of the Electricity Market on Energy Efficiency, Quality of Supply and Environmental Performance". *Leonardo Power Quality Initiative (LPQI)*, 2005.

⁵⁷² MADLENER R. & JOCHEM, E. (2001), "Impacts of market liberalization on the electricity supply sector: a comparison of the experience in Austria and Germany". *Centre for Energy Policy and Economics*.

para el suministro final a los consumidores en determinadas áreas geográficas, actuando como empresas monopolistas.

En el año 2000, la Comisión Europea autorizó la fusión entre *VIAG* y *VEBA*, y la Oficina Federal de Cáteles (*Bundeskartellamt*) autorizó la fusión entre *VEW* y *RWE*. Las cuatro grandes compañías *Amprion* (antes *RWE*), *EnBW Transportnetze*, *TenneT TSO* (antes *E.ON*) y *50Hertz Transmisión* (antes *Vattenfall Europe*) controlaban, en 2013, aproximadamente el 67% de la capacidad de generación, el 74% de la producción de electricidad, la mayoría de la red de trasmisión y cerca de la mitad del mercado minorista. Debido a este aumento de la concentración se cuestionaba que el mercado alemán fuera un mercado realmente competitivo, ante la falta de presencia en el mercado de generadores de otros países de la UE, situación que lo equiparaba con el mercado francés reconocido como ejemplo de monopolio.

El grafico siguiente ilustra la situación del sector en 2015

Grafico 48. Estructura del Sector Eléctrico 2015.

Sector	Leading Companies	Market Share	Total Number of Providers
Transmission	Amprion Transnet BW (ENBW) TenneT 50Hertz Transmission	100% Combined	4
Distribution	EnBW E.ON RWE Vattenfall	The big 4 distribution companies own and operate a significant portion of the distribution system, though the exact level is not clear.	approximately 890* DSOs, about 700 of which are municipally owned <i>Stadtwerke</i>
Total Generation	EnBW E.ON RWE Vattenfall	56% installed capacity** (June 2014) ~59 % of electricity generated (2012).***	over 1000 producers (not including individuals)
Retail Suppliers	EnBW E.ON RWE Vattenfall	45.5% of total electricity offtake (TWh).****	over 900 suppliers

*Of this total number, 806 participated in the BNetzA survey; therefore, data regarding DSO activities is drawn from this smaller pool. See BNetzA, 2013, p. 25., **BNetzA, 2014., ***Volume of electricity produced by the big four energy companies in 2012 taken from EnBW, 2013, p. 32. This is compared with data on total electricity produced in 2013, based on BMWi 2014b. As there are likely differences in the methods applied in each report, this number is an approximation., ****BNetzA, 2013, p. 27.

Fuente; Agora Energiewende. Report on the German power system. 2015

3.- Efectos en los precios.

El proceso liberalizador debería tener un reflejo en una progresiva reducción de precios como consecuencia de una mayor competencia. Sin embargo, en general, tanto los precios de la electricidad como del gas han subido más de lo que por efectos

de la inflación se puede considerar razonable. En el caso de la electricidad⁵⁷³ las iniciativas políticas en Energy Concept 2050, el impulso a las renovables⁵⁷⁴, por medio de las distintas leyes *EEG* y el proceso de paralización de las centrales nucleares, han tenido una repercusión en el alza de los precios Y a ello ha contribuido, sin duda, el efecto de los mercados internacionales de energía.

A las puertas de la reforma de la *EEG* 2014, Gawel y colaboradores⁵⁷⁵ realizaron un análisis del futuro de la transición energética en el que, sin cuestionarse la necesidad de un nuevo modelo energético bajo en emisiones, y entendiendo que existe un alto nivel de aprobación de la política energética, hacen una crítica muy razonada acerca del debate social respecto a los precios de la energía, señalando que *“una condición previa para recibir el apoyo de la opinión de un público crítico, y poder lograr un mayor y coherente desarrollo de la política de transición de energía, es que han de tenerse en cuenta las consecuencias a largo plazo de las decisiones políticas en un sistema de energía social y tecnológico complejo. Los requisitos de un sistema de este tipo no se cumplen mediante enfoques de política o recomendaciones que se dirigen a los efectos a corto plazo o que sean percepciones de los problemas extrapolados de los distintos sectores”*.

Y añaden que: *“lo que se requiere es un proceso a largo plazo de la transformación de un sistema social y tecnológico complejo, en el que los objetivos sean fijar el curso del cambio de los modos del suministro eficiente de energía del mañana, el consumo de los recursos, su impacto sobre el medioambiente a un nivel sostenible, dentro de una adecuada aceptación social”*.

Uno de los informes que más incidió en resaltar el efecto originado por los precios fue el del *Institute for Energy Research*⁵⁷⁶ de USA en 2012, en el que se destacaba que 800.000 alemanes no podían pagar más por la electricidad cuyos precios habían aumentado en 2009 el 10% y cuyo costo global ascendió a 100.000 millones de euros, equivalentes a 2.500 € por vivienda. Se hacía la comparación de que el coste de energía que para los consumidores alemanes era el triple que para usuarios domésticos en US. El informe emitía una opinión que se sustentaba en un análisis de los precios, de los cuales obtenía la conclusión de que los consumidores estaban disconformes con los precios, sin haber realizado una encuesta entre ellos. Claro esta

⁵⁷³ BODE, S.; GROSCURTH, H. (2006), “The Effect of the German Renewable Energy Act (EEG) on the Electricity Price” *Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)*. Discussion Paper 358; Cfr. BMU (2014), “Background Information on the EEG Progress Report”

⁵⁷⁴ BMU (2010). “Electricity from Renewable Energy Sources. What Does It Cost?”

⁵⁷⁵ GAWEL, E., LEHMANN, P., KORTE, K., STRUNZ, S., BOVET, J., KÖCK, W., & TEWS, K. (2014), The future of the energy transition in Germany. *Energy, Sustainability and Society*, 4(1).

⁵⁷⁶ IER, Institute for Energy Research. (2012), “Germany’s Energy Policy: Man-Made Crisis Now Costing Billions. Analysis”.

que esta institución no se ha caracterizado precisamente por impulsar un modelo de energía sostenible, ni en US ni en terceros países.

Un análisis de *Clean Energy Wire*⁵⁷⁷, Berlín, de diciembre de 2015, destacaba que el precio de la electricidad, para un consumidor doméstico de 3.500 kWh al año, había subido desde 1998 un 70 %, llegando a 28,72 c€/kWh. El desglose de los componentes de precios indicaba una elevada participación de conceptos por encima del precio de venta de la electricidad en el mercado que tan solo supone un 25% del precio final:

• Costo electricidad	7,050 c€/kWh	25 %
• Costos de Red	6,750 c€/kWh	23 %
• Recargo EEG	6,170 c€/kWh	21 %
• Impuesto valor añadido	4,590 c€/kWh	16 %
• Impuesto de electricidad	2,050 c€/kWh	7 %
• Tasa uso terrenos por red	1,660 c€/kWh	6 %
• Gestión conexión off shore	0,006 c€/kWh	
• CHP	0,250 c€/kWh	1 %
• Cargos de sistema de red	0,240 c€/kWh	1 %

En el caso de suministro de gas, la organización de defensa de los consumidores de energía, *Verivox*⁵⁷⁸, anunciaba que en 2016 habrá una reducción del precio del gas que no llegará de la misma manera para todos los consumidores. En el informe de 30 de diciembre de 2015, se indica que una familia con un consumo anual de gas de 20.000 kWh pagará, en 2016 y con los precios de enero, una cantidad promedio estimada de 1.249 euros. En enero 2015, por la misma cantidad de gas, pagó € 1.306. Los costos promedio de gas se reducen, por tanto, 57 euros o un 4 % durante el año.

Los proveedores de gas han anunciado, para enero de 2016, reducciones de precios de un promedio de 4,7 %. Para un hogar con un consumo de 20.000 kWh, esto significa un ahorro anual de 3,7 %. Teniendo en cuenta el elevado número de proveedores de gas (una media de 100 proveedores), *Verivox* aconsejaba comparar precios al considerar que, para un consumidor de 20.000 kWh/año, el ahorro puede ser significativo.

No obstante los precios de energía en la actividad industrial no siguen la misma senda que los precios domésticos, una situación muy común en los distintos estados

⁵⁷⁷ *Clean Energy Wire*, es una organización independiente, sin ánimo de lucro, que ofrece información a la prensa y a las personas interesadas, acerca de la transición energética.

⁵⁷⁸ *Verivox* es un portal de precios de energía, cuya independencia ha sido cuestionada en ocasiones. El Gobierno alemán puso en marcha en 2013 la Asociación de Consumidores de Energía, *Bund der Energieverbraucher*, del Ministerio Federal de Justicia y Protección del Consumidor con el objetivo de proporcionar a los consumidores información fiable sobre los proveedores de energía y tarifas disponibles.

miembros de la UE y también en España. En general los precios industriales son más reducidos que los precios de otros sectores económicos, porque se considera que con ello se favorece la mejora de la competitividad de los productos manufacturados frente a terceros países. En este punto puede estar una de las claves del descontento de los consumidores domésticos que observan que el menor precio de la energía debería conducir a un mayor crecimiento económico, generador de empleo, y esto no se da. La cuestión que se plantea es: ¿por qué y para qué se hace este esfuerzo de ayuda a la industria?

54.2. Efectos de las Políticas de Energías Renovables. EEG.

1.- Obstáculos al éxito del modelo energético EEG.

En el año 2000, las energías renovables produjeron 35.679 GWh de un total de electricidad de 576.400 GWh, generados por una capacidad instalada de 125 GW, lo que significaba una participación del 6,19%, energía principalmente generada por la energía eólica y la biomasa, y con una muy pequeña contribución de la energía solar fotovoltaica de tan solo 64 GWh. Estos datos ponen de manifiesto las dificultades iniciales con las que se encontraron las energías renovables, en un escenario no totalmente liberalizado, y en un sistema de precios de energía que hacía inviables los proyectos si no se contaba con incentivos para rentabilizar las inversiones.

Como toda innovación de amplia repercusión social y económica, la transición de un modelo energético oligopólico a un modelo liberalizado, en el que se apoya una estrategia energética EEG de impulso a las energías renovables, también ha tenido que superar muchos obstáculos y críticas.

Uno de los obstáculos fue la presión de los movimientos sindicales de la minería, al entender que las energías renovables subvencionadas estaban desplazando a otras fuentes de energía primaria como el carbón de producción propia. También ha sido muy contestado el modelo de retribución, subvención o primas, tanto por su carácter de ayudas de estado, que van en contra de la defensa de un modelo liberal que considera que los certificados verdes negociados en el mercado cumplen mejor que el modelo de *feed in tariff* con la finalidad perseguida, como por el costo de estas ayudas y sus efectos en los precios.

En Alemania, el sector del carbón ejerce su influencia en el SPD a través de un gran número de lobbies⁵⁷⁹. En 2003 lanzaron una campaña en contra de la energía eólica, y consiguieron la promesa del Canciller Schröder de subsidiar la minería del carbón entre 2006 y 2013 con 17.000 millones de Euros. Lo mismo ocurrió con la política de aprovisionamiento del gas en base a contratos de obligado cumplimiento hasta el

⁵⁷⁹ BECHBERGER, M. & REICHE, D. (2004), "Renewable energy policy in Germany: pioneering and exemplary regulations. Environmental Policy Research Unit (FFU), Free University of Berlin", *Energy for Sustainable Development I Volume VIII No.1 March 2004*.

2030, *take or pay*, lo que significaba que, de no darse un crecimiento de la demanda de energía, el gas debería de ser consumido con prioridad.

En 2009 se publicó el informe *“Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience”* realizado por *Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaft sforschung RWI*,⁵⁸⁰ que analizaba los mayores costos de las energías renovables, en particular la eólica y la fotovoltaica, y los efectos en los precios de la electricidad, en el empleo y en la seguridad de suministro. Este artículo revisa críticamente la parte central actual de este esfuerzo, las leyes EEG, centrándose en sus costos y las implicaciones asociadas para la creación de empleo y la reducción de emisiones. El informe indicaba que *“las políticas gubernamentales no han aprovechado los incentivos del mercado necesarios para garantizar una introducción viable y rentable de las energías renovables en la cartera energética de Alemania. Por el contrario, los mecanismos de apoyo del gobierno han subvertido en muchos aspectos estos incentivos, dando lugar a gastos masivos que muestran poca probabilidad para estimular la economía a largo plazo, para proteger el medioambiente o aumentar la seguridad energética”*.

El estudio destaca tres aspectos que justifican su posición. En primer lugar, considera que la coexistencia de los mecanismos EEG de ayuda *feed in tariff* y el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (ETS) no implica reducciones de emisiones adicionales a las ya alcanzadas por el propio sistema Energy Trade System, ETS. Los resultados de este estudio sugieren que los esquemas de incentivos a las renovables son instrumentos de política climática cuestionables en presencia del ETS. Considera que el sistema *feed in tariff* reprime la competencia entre los productores de energía renovable y crea incentivos perversos para bloquear las tecnologías existentes.

En segundo lugar, entiende que numerosos estudios empíricos han demostrado, consistentemente, que el saldo neto del empleo generado por esta política es cero o incluso negativo a largo plazo, consecuencia del alto costo de oportunidad de apoyar las tecnologías de energías renovables, haciendo la valoración de que cualquier actividad creada por medio de las ayudas a las energías renovables desaparecería tan pronto como se pusiera fin al apoyo gubernamental.

En tercer lugar, el asegurar la necesidad de energía de respaldo por medio de los combustibles fósiles significa que las renovables hacen aumentar la dependencia de Alemania de las importaciones de gas, la mayoría de las cuales proceden de Rusia.

⁵⁸⁰ RWI (2009). Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaft sforschung: *“Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience”*.

El estudio fue contundentemente contestado por el Ministerio de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, *BMU*,⁵⁸¹ que anteponía que la crítica al sistema *EEG* por un organismo como *RWI*, anclado en el tiempo, ya había sido refutada anteriormente con argumentos sólidos y que tanto la Agencia 21 como la UE consideran la *EEG*, instalado en otros países europeos, es una herramienta eficaz.

El *BMU* indica, que en el periodo 1991 al 2000 el consumo de electricidad renovable ha pasado del 3% al 6%, y a más del 15% en 2008, con un ahorro de emisiones de CO₂ de 53 millones de tm. El argumento de *RWI*, acerca de la necesidad de incrementar las importaciones de gas natural, queda en evidencia en el informe de réplica de *BMU* en el que se hace ver que la importación de gas en 2008 se redujo en 55 TWh y en 140 TWh las de carbón. El sistema *EEG* ha permitido la reducción de importaciones por valor de 3.000 millones de euros. Las necesidades de capacidad de respaldo para atender la falta de generación de las renovables se está reduciendo gracias a la puesta en práctica de sistemas de operación a bajo nivel de las plantas de carbón y gas. En términos de empleos, el informe “*Job effects of renewable energies*” indicaba, que en 2004 los empleados en actividades de energía renovable eran aprox. 160.000, mientras que en 2010 la contribución de las energías renovables al empleo era de 370.000 personas⁵⁸².

2.- El modelo Feed in Tariff vs Certificados Verdes.

El sistema de ayudas soportado en el modelo *feed in tariff* es considerado con frecuencia como una forma de gobernanza neoliberal asimilando el dar respuesta a los objetivos ambientales mediante postulados neoliberales. David Toke y Volkmar Lauber (2007)⁵⁸³, hacen un análisis comparativo entre los distintos sistemas de ayudas a las energías renovables y en particular entre las llamadas *Renewables Obligations Certificates, OC*, (también llamados *Green Certificates, GC*) sistema utilizado en Reino Unido y en otros países de la UE, y el sistema *Renewables Energy Feed in Tariff, REFIT*, utilizado no solo en Alemania, sino también en otros países de la UE.

Según indican en su análisis los citados autores, los certificados verdes son emitidos por los generadores renovables en proporción a la cantidad de electricidad renovable generada y deben ser comprados por los suministradores en el mercado de *OC/GC* como garantía de que su suministro electricidad incorpora la participación de energías renovables estipulada. Los precios de los *ROC* pueden variar por negociación en el

⁵⁸¹ *BMU* (2009), Federal Ministry for the Environment, Nature Protection and Reactor Safety. “*BMU response to renewed criticism of EEG by RWI: well known and refuted a longtime ago*”.

⁵⁸² A este respecto es interesante el informe siguiente: LEHR, U., LUTZ, C., & EDLER, D. (2012), “Green jobs? Economic impacts of renewable energy in Germany.” *Energy Policy*, 47, 358-364, en el que se hace un análisis metodológico de la situación del empleo, aportando una amplia bibliografía.

⁵⁸³ TOKE, D., & LAUBER, V. (2007), “Anglo-Saxon and German approaches to neoliberalism and environmental policy: The case of financing renewable energy”. *Geoforum*, 38(4), 677-687.

mercado *ROC*, lo que crea una incertidumbre en la inversión. Los defensores de este sistema afirman que, gracias a una competencia más intensa, se puedan reducir los costos de alcanzar objetivos de desarrollo de energía renovable en comparación con *REFIT*.

En el Sistema *REFIT Feed in Tariff*, utilizado en Alemania las ayudas a la producción de energía renovable se establecen por Ley, con escenarios temporales definidos y, en su caso, con sistemas de regresión de ayudas, y específicamente aplicados para cada tecnología. Permite por tanto una importante disminución del riesgo de la inversión y favorece el desarrollo de las energías renovables.

Algunos países europeos, como Dinamarca y Holanda cambiaron el sistema de retribución del *Feed in Tariff* al modelo de Certificados Verdes, pero volvieron de nuevo al sistema *Feed in Tariff* por considerarlo más eficiente en el desarrollo de las energías renovables. Otros países, como Italia, Suecia, Polonia utilizan el sistema de certificados. La Comisión Europea se expresó en 2005⁵⁸⁴ en el sentido de que ambos mecanismos de apoyo a las energías renovables tenían una orientación al mercado en cuanto a que ambos estaban diseñados para facilitar las inversiones en energías renovables⁵⁸⁵. En la práctica, los llamados esquemas basados en el mercado tienden a tener aspectos no propios del mercado y por tanto es necesaria una regulación adecuada. La realidad es que ambos sistemas tienen puntos en común. En ambos los costes adicionales de la electricidad renovable son soportados por el consumidor.

CAPITULO II. SISTEMA ENERGETICO.

55. Sistema Eléctrico.

55.1. Sistema eléctrico de transporte y distribución.

El sistema eléctrico de transporte y distribución de electricidad está constituido por:

⁵⁸⁴ COM (2005) 627 final. *El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.*

⁵⁸⁵ KLEIN, A., HELD, A., RAGWITZ, M., RESCH, G. & FABER, T. (2007), "Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-in Cooperation. Karlsruhe, Germany and Laxenburg, Austria": *Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung and Vienna University of Technology Energy Economics Group*. Vid: BUTLER, L. & NEUHOFF, K. (2008), "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development". *Renewable energy*, 33(8), 1854-1867; COUTURE, T. & GAGNON, Y. (2010), "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment". *Energy policy*, 38(2), 955-965.; WAND, R. & LEUTHOLD, F. (2011), "Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany?" *Applied Energy*, 88(12), 4387-4399.

Red de transporte de alta tensión.

Red por la que se realiza el transporte de electricidad a lo largo del país y a los mayores centros de demanda, (aprox. 35.000 km.) con tensión a 220 KV o 380 KV y que está conectada a la red Europea. Los operadores garantizan un acceso a las redes no discriminatorio siendo responsables de la operación mantenimiento, de la modernización de las líneas. Asumen la responsabilidad de evitar las fluctuaciones de la red producidas por las desviaciones entre producción y demanda.

Los operadores del sistema de transporte *TSO*, *Transpower (TenneT)*, *50Hertz Transmission*, *Amprion* y *EnBW Transportnetze* son propietarios de la red de transporte con una distribución regional de infraestructuras y operación.

Red de distribución, que se subdivide en:

- red de Alta tensión (aprox. 80.000 km) con tensión comprendida entre 60 KV y 110 KV cuyas subestaciones se suministran de las redes de transporte y alimentan los grandes poblaciones o centros de gran consumo;
- red de Media Tensión (aprox. 500.000 km) con tensión comprendida entre 6 kV y 30 KV:
- red de Baja tensión (aprox. 1.100.000 km) para suministro doméstico, comercial, instituciones, etc., a tensiones de 220 V o 400 V.

La operación y expansión de las redes eléctricas en Alemania es organizada por operadores del sector privado, cuatro operadores de la Red de Transporte y 800 operadores de la red de distribución que tienen como misión el transporte y distribución de la energía, desde los productores a los consumidores. Todos ellos bajo una regulación estatal.

Los costos de transporte y distribución⁵⁸⁶ son repercutidos a los usuarios mediante un sistema de peajes determinado por la BNetzA (Agencia Federal de la Red) y los Länder. Estos costos, de acuerdo con la ley, deben de ser transparentes, adecuados y no discriminatorios, y se calculan en base a la cantidad de energía consumida y en función del momento en que se consume. Los operadores de la red deben cumplir con ciertos criterios de calidad de funcionamiento. La factura a los consumidores de energía es binómica; es decir, incluye un término de potencia y un término de energía. En 2012, en Alemania el término de potencia representaba un 79% del total de las primas de trasmisión.⁵⁸⁷

⁵⁸⁶ Esta modalidad de imputación de los costos de peaje por uso de la red al consumidor final (no se aplica discriminación horaria ni geográfica e incluye las pérdidas del sistema) es diferente en otros estados de la UE en los que se imputa, también un costo al productor de energía, como es el caso de Gran Bretaña, Dinamarca, Noruega y Rumanía. Desde el año 2011 España aplica transitoriamente un peaje de 0,5 €/MWh.

⁵⁸⁷ Fuente: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013.

Los operadores de la red están sujetos a un sistema de regulación que proporciona incentivos por la prestación eficiente de los servicios, en el marco de un sistema de evaluación comparativa de la eficiencia con respecto a otros operadores de la red con una estructura similar, estableciéndose unos límites de ingresos individuales para cada operador de la red. El sistema de regulación por incentivos se asegura de que los operadores de la red operan las redes de electricidad de una manera segura, fiable y con costos competitivos, en interés de los usuarios de la red.

55.2. Ampliación de la Red Eléctrica.

DENA, Deutsche Energie-Agentur, Agencia Federal de Energía, realizó dos estudios sobre las necesidades de expansión en las redes eléctricas en los que llegó a la conclusión de que, para el año 2020, son necesarios 4.500 km de nuevas líneas de transporte de alta tensión, asumiendo que gran parte de esta extensión de red es debido a las necesidades de evacuación de la energía eólica que se incrementa desde los 27.000 MW actuales, a los 51.000 MW, en 2020. La extensión de la red eléctrica de alta tensión era en 2013 de 34.855 km y la longitud de las redes de distribución, DSO, de 1.763.083 km.⁵⁸⁸

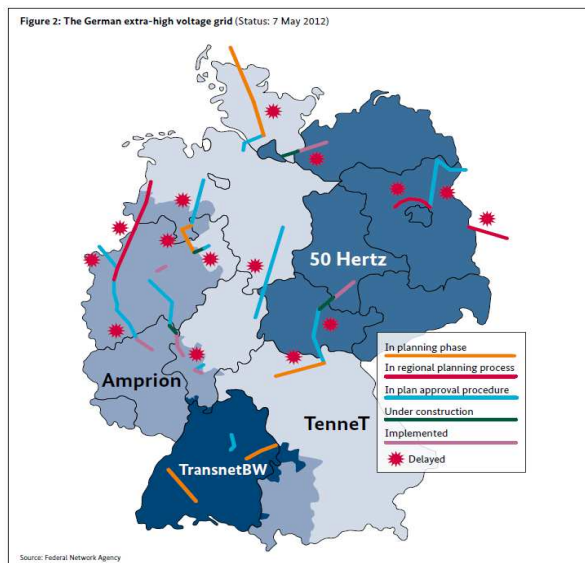
En agosto del año 2009 se publicó la *Energieleitungsausbaugesetz, EnLAG*⁵⁸⁹, Ley de Expansión de Líneas de Energía en la que se recogía una planificación detallada de 24 nuevas líneas de transporte necesarias, a 380 kV, con 1.887 km de longitud, algunas de ellas líneas subterráneas en fase experimental⁵⁹⁰. El plan de las TSOs es alcanzar el 40% de las líneas en el año 2016. En la gráfica 47 siguiente se pueden ver las líneas proyectadas y el grado de avance en 2012, con respecto a lo planificado, apreciándose retrasos importantes. Este lento incremento de la capacidad de transmisión es un obstáculo que pone en cuestión el programa de restructuración energética.

⁵⁸⁸ La mayoría de los DSO (641 que suponen el 79,7 %) tienen redes de una longitud media de circuito de hasta 1.000 kilómetros. 163 DSO tienen redes con una longitud total del circuito superior a 1.000 km. Fuente BNetzA 2014.

⁵⁸⁹ Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen–Energieleitungsausbaugesetz–EnLAG 21.08.2009. *Energy Line Extension Act*.

⁵⁹⁰ En el tercer trimestre de 2014 solamente se habían construido 438 km del total proyectado, debido a problemas administrativos en los Länder y a la oposición de colectivos ecologistas. Ninguna línea subterránea se ha puesto en explotación Fuente BNetzA 2014.

Gráfico 48. Red de extra alta tension 2012.



Fuente. Agencia Federal de Redes.

La Agencia Federal de Redes de Energía, presentó en enero de 2015 un documento de evaluación sobre el desarrollo futuro de la regulación, con el fin de que los operadores de la red eléctrica puedan responder a las necesidades de las redes provocadas por la transición energética.

Se justifica la conveniencia de planificar el futuro de las redes energéticas, electricidad y gas, debido a las necesidades de transporte de energía como consecuencia de la liberalización del sector y del aumento planificado de la generación de fuentes renovables, de las grandes distancias entre la generación y el consumo derivadas de la entrada de las nuevas tecnologías de generación, así como por un mayor intercambio de energía entre países fronterizos. Los cambios actuales y previstos en el sistema de distribución de energía, particularmente en la electricidad, como consecuencia de la mayor participación de las renovables que se incorporan a la red mediante pequeñas instalaciones de generación, de gas y de electricidad, cambian el concepto de distribución unidireccional a un concepto de distribución y suministro bidireccional, no fácilmente predecible ni coincidente en el tiempo.

Para atender las estrategias planteadas en Energy Concept 2050, en cuanto al origen renovable de la energía eléctrica consumida, se considera necesaria la instalación de nuevas redes eléctricas que permitan el transporte de las demandas crecientes de energía y la conexión reforzada entre el norte, generador de electricidad eólica, con el sur, generador de energía fotovoltaica, adecuando las instalaciones para el transporte de una generación de energía de fuentes renovables, intermitente y aleatoria.

Para evitar el colapso en la capacidad de transmisión se han puesto en marcha las siguientes medidas:

- Aprobación dos leyes específicas citadas *Energiewirtschaftsgesetz, EnWG* y (*Netzausbaubeschleunigungsgesetz, NABEG*);
- Asignación por medio de la Ley *NABEG* de competencias y responsabilidades específicas a la Agencia Federal de Energía DENA;
- Creación de un Consejo Asesor integrado por miembros del *Bundestag*, de la Academia y Sindicatos de Agricultores y de Minería, Química y Energía (*IG-BCE*);
- Simplificación de los procedimientos de *Energiewirtschaftsgesetz - EnWG* Ley de la Industria de la Energía de 2005, incorporando mecanismos de incentivación o compensación de hasta 40.000 € por km. de línea para las ciudades y municipios afectados.

La Agencia considera impulsar de una manera conjunta estas acciones estratégicas en:

- Nuevas líneas eléctricas. Las leyes *Energieleitungsausbaugesetz, EnLAG (Energy Grid Expansion Act)* y *Netzausbaubeschleunigungsgesetz, NABEG*⁵⁹¹ (*Grid Expansion Acceleration Act*), crean el marco para la atender las necesidades de ampliación de la red de transporte y distribución.
- Nuevas tecnologías. El ensayo de cables subterráneos y el uso de transmisión de corriente continua de alto voltaje, HVDC, debería hacerse donde sea técnicamente viable y económicamente eficiente. El sexto programa de investigación energética del gobierno alemán debe ser reforzado como base para la explotación del potencial tecnológico en este campo.
- Coordinación europea. La red eléctrica alemana se opera dentro de la red sincrónica de Europa continental, lo que requiere coordinación con otros estados miembros y terceros países. La Comisión Europea ha llevado a cabo una consulta, en toda la UE, sobre los posibles proyectos de interés común en el ámbito de las infraestructuras de electricidad y gas.
- Las redes inteligentes. Las redes, el sistema de generación de energía y la demanda deben de actuar de forma inteligente, con sistemas de información *on line*, ser eficientes y adecuadamente vinculados entre sí.

55.3. Capacidad instalada y producción de electricidad.

Los datos de Potencia instalada y Producción de electricidad, a julio de 2014, quedan reflejados en el siguiente cuadro:

⁵⁹¹ *Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz – NABEG, 28.07.2011. Grid Expansion Acceleration Act.*

Cuadro 12. Capacidad instalada y Producción Electricidad 2014

2014	Potencia Instalada		Prod. Electricidad	
	GW	%	TWh	%
Lignito	21,206	11,03%	156,00	25,77%
Hulla	28,115	14,62%	109,90	18,16%
Nuclear	12,068	6,28%	96,90	16,01%
Gas	28,403	14,77%	58,50	9,66%
Otras convenci	18,673	9,71%	26,70	4,41%
FV	37,448	19,47%	35,20	5,82%
EO	34,638	18,01%	52,40	8,66%
Biomasa	6,383	3,32%	48,90	8,08%
Hidráulica	3,918	2,04%	20,80	3,44%
Otras ER	1,447	0,75%		0,00%
	192,299		605,3	

Fuente. Agora. Julio 2014.

Una disposición de los datos de potencia instalada y generación de electricidad en una misma tabla permite un análisis más preciso de la situación del sistema. A partir de los datos expuestos se plantean algunas reflexiones.

- La dimensión de la potencia y producción, sitúa al mercado alemán de electricidad como el mayor mercado de Europa.
- En 2013 el consumo de electricidad alcanzó 576,4 TWh⁵⁹². La capacidad instalada tiene un potencial de generación de electricidad de 605,3 TWh⁵⁹³. La capacidad en exceso es tan solo un 5%, lo que sin duda solamente es admisible en un país totalmente interconectado con otros de su entorno.
- La producción de electricidad convencional, a pesar de las políticas energéticas en energías renovables, alcanza el 74 % del total de la electricidad producida. En consecuencia, el total producido por energías renovables es el 26%, incluyendo en esta cifra la gran y pequeña hidráulica.
- El ratio de productividad de electricidad⁵⁹⁴ expresado en producción de electricidad/potencia instalada, en las energías convencionales, es de 4,13 TWh/GW instalado. En energías renovables el ratio es de 1,87 TWh/GW instalado, en cuyo conjunto destaca la biomasa con un ratio de 7,7 TWh/MW. El ratio de la solar fotovoltaica es de 0,94 TWh/GW y en Eólica es de 1,5 TWh/GW.

⁵⁹² Datos de International Energy Agency IEA.

⁵⁹³ IEA declara en su informe anual 2013 una capacidad de generación de 633 TWh. Con este dato la sobrecapacidad de generación es de un 10%.

⁵⁹⁴ En términos de productividad energética se utiliza también el ratio de productividad de transformación de energía primaria en energía final, que en otros capítulos hemos llamado ratio de transformación.

- Si los sistemas de acumulación de energía permitiesen una generación de electricidad a partir de tecnologías renovables, la nueva potencia renovable a instalar necesaria para cubrir la demanda actual y manteniendo la proporcionalidad actual entre fuentes, sería de 240 GW, lo que requeriría una inversión de unos 300.000 millones de euros, (un 11% del PIB), inversión factible económicamente en un escenario de 15 años, hasta el año 2030⁵⁹⁵. Si la ampliación del sistema se basara solamente en las tecnologías eólica y solar, la potencia a instalar sería de aproximadamente de 300 GW, 5 veces la potencia actual instalada, con una inversión de unos 320.000 millones de euros.

55.4. Operación del sistema eléctrico.

Como se ha comentado, el mercado eléctrico alemán es el mayor de Europa en términos de potencia instalada y energía generada. A esta característica se une la de ser también el mercado más complejo de todos los de la UE. El proceso de liberalización de la electricidad produjo un cambio en la estructura del mercado, generando la necesaria desagregación en generación y distribución sin producirse el proceso de absorción de empresas en la misma medida que en otros estados miembros que, como en España, ha llevado a una vuelta a una estructura de mercado muy verticalizada.

El sistema de transmisión, como hemos visto en el punto anterior, está en manos de cuatro grandes compañías desagregadas (TSOs) con una actividad regionalizada, que operan bajo un sistema de coordinación conocido como *Grid Control Cooperation*, mediante el cual se optimiza el control del consumo, suministro y reservas de operación necesarias, en coordinación con el Sistema de Interconexión Europeo⁵⁹⁶.

Es destacable el hecho de que dos de las grandes compañías de distribución son públicas. La compañía *Transnet* es propiedad (93,5%) del estado Baden Württemberg y opera en el sudoeste de Alemania; la compañía *Tennet* es 100% propiedad del gobierno holandés y opera en el centro de Alemania de norte a sur. En el cuadro 12

⁵⁹⁵ JOODE, J. D., KOUTSTAAL, P. R., & OZDEMIR, O. (2015), "Financing investment in new electricity generation capacity in Northwest Europe". *Policy Studies*. Vid: CEPEDA, M., SAGUAN, M., FINON, D., & PIGNON, V. (2009), "Generation adequacy and transmission interconnection in regional electricity markets". *Energy Policy*, 37(12), 5612-5622; MULLER, J., HILDMANN, M., ULBIG, A., & ANDERSSON, G. (2014), "Grid integration costs of fluctuating renewable energy sources". *Technologies for Sustainability (SusTech), 2014 IEEE Conference on* (pp. 15-21).

⁵⁹⁶ La distribución se realiza por un importante número de compañías, de las cuales cuatro son grandes compañías, pero conviviendo con aproximadamente 890 pequeñas empresas, para atender a 20.000 municipios. Se mantiene el elevado número de empresas municipales pese a la reducción de su peso como consecuencia de la *EnWG* de 1998 que ceden sus derechos de distribución a las grandes compañías de distribución mediante acuerdos no discriminatorios a largo plazo.

siguiente podemos ver también la estructuración de la distribución en donde también dos de las cuatro grandes compañías, *EnBW* y *Vattenfall* son 100% públicas.

Cuadro 13. Agentes en el mercado eléctrico alemán.

Sector	Compañías líderes	Participación en Mercado	Número de Proveedores
Transmisión	Amprion	100%	4
	Transnet. ENBW		
	Tennet		
	50 Hertz Transmission		
Distribución	EnBW	No hay información precisa de la participación de estas compañías en distribución	Aprox. 890 compañías, de las cuales 700 son compañías municipales
	E.ON		
	RWE		
	Vattenfall		
Total Generación	EnBW	Aprox 56% capacidad instalada. Junio 2014	Más de 1000 productores, sin incluir los privados
	E.ON		
	RWE	Aprox 59% generación de electricidad. 2012	
	Vattenfall		
Suministro Minoristas	EnBW	45,5 % de la electricidad a off takers	Más de 900 pequeños suministradores
	E.ON		
	RWE		
	Vattenfall		

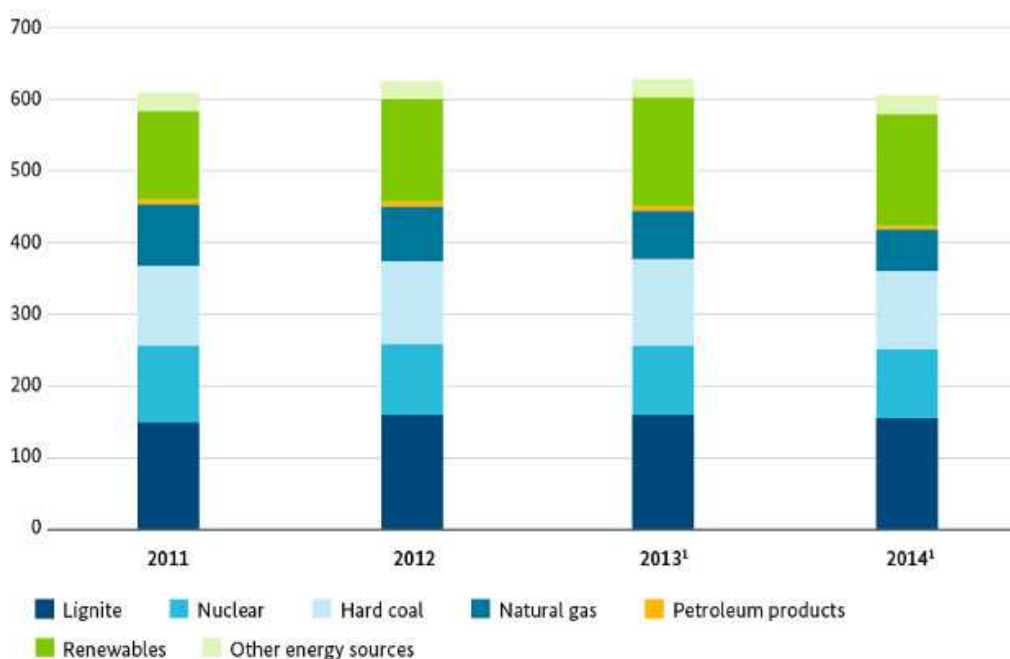
Fuente. Agora Energiewende. 2013.

Todo ello, unido a los más de 1.000 pequeños generadores de energía y los cerca de 900 suministradores de electricidad, hacen del mercado alemán una singularidad, no tan solo en la configuración de la estructura eléctrica, sino en la propiedad pública de las grandes compañías y de las empresas municipales.

Este efecto no se ha extendido a las energías renovables, en las que el 46 % de la generación renovable es de propiedad privada. El 14 % de desarrolladores de proyectos, junto con la participación del 7 % de los Länders y municipios, inclinan la balanza de la propiedad de la generación a favor de las pequeñas empresas privadas o pequeños productores residenciales, con muy escasa participación de las grandes empresas, lo que hace pensar en una segmentación de las tecnologías convencionales y renovables por tamaño de empresa que, desde el punto de vista de capacidad de inversión para los retos del 2050, puede convertirse en una dificultad más. La cuestión es si sería deseable una mayor participación pública en las nuevas tecnologías; en mi opinión creo que sería muy conveniente porque daría solidez al nuevo sistema. Aunque ello suponga abrir la discusión del carácter público o privado del sector energético.

El Gráfico siguiente muestra la generación de electricidad por tecnologías:

Gráfico 49. Generación bruta de electricidad por fuentes de Energía. TWh.



¹ preliminary figures; deviations in sums and roundings.

Fuente: *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB)*. Status: October 2014.

Los operadores de redes de transporte TSO ejercen el control de la potencia firme y generación disponible para mantener un suministro estable y confiable. El sistema de reservas de energía se activa en casos de averías, picos de demanda o variaciones de producción de las energías renovables, no previstas por los modelos de predicción de producción eólica o solar.

El sistema actúa en tres niveles distintos:

- reserva de regulación primaria, que se activa en un tiempo de 30 segundos y puede estar disponible hasta un máximo de 15 minutos;
- reserva de regulación secundaria, que se activa en un tiempo de 5 minutos y está disponible hasta 15 minutos;
- reserva de regulación terciaria, que se activa en 15 minutos y está disponible durante un mínimo de 15 minutos y puede operar durante varias horas en función de las necesidades del sistema.

El mecanismo de ofertas y precios se efectúa mediante licitaciones en la plataforma de Internet www.regelleistung.net.de las instalaciones precalificadas que reúnen las características técnicas para cada tipo del sistema de reservas.

55.5. Mercado Mayorista de Energía.

El mercado eléctrico mayorista alemán contempla dos modalidades de operación de ofertas y compras de energía. Un mercado diario, mercado spot, con periodos intradiarios y un mercado a plazo. Los precios de la electricidad se configuran en base a las informaciones del mercado spot *European Energy Exchange EEX* en Leipzig por negociación entre generadores y distribuidores. La mayor parte de las transacciones

de energía se hacen bajo la figura del “*balance responsible party*” que cierra operaciones en su área de actividad⁵⁹⁷, acordadas en precio y cantidad de energía, lo que se conoce por operaciones “*over the counter*” (neteadas)⁵⁹⁸.

Según una encuesta de la Bundesnetzagentur BNetzA⁵⁹⁹ el mayor consumo de electricidad se producía por los grandes consumidores industriales alcanzando en 2013 la cifra de 499 TWh, lo que representó el 47,9 % del total consumo. Los pequeños industriales y negocios consumieron un 26,8 % del total consumo, y el consumo doméstico supuso en 2013 un 25,3% del total del consumo de Alemania.

En la entrada al mercado spot de energía para la casación de precios de oferta y demanda se establece el mecanismo llamado “orden de mérito”⁶⁰⁰, por el cual los generadores ofrecen la electricidad a un precio de generación más los costos de operación y márgenes que tienen una influencia importante, de acuerdo a un orden de entrada en el mercado en función de los precios.⁶⁰¹

En primer lugar entran las energías renovables cuyos costos variables de operación son prácticamente cero. En segundo lugar entran las centrales nucleares y las plantas de lignito e hidráulica seguidos de las plantas de gas y carbón. Los precios de la energía se ven afectados por los precios de las renovables; en una situación del tiempo por el que se prevén altas velocidades de viento e insolación los precios bajan, pudiendo hacer que los precios marginales de los productores de electricidad convencionales sean próximos a cero. En el caso de poca generación renovable los

⁵⁹⁷ EEX es una agencia que opera en los mercados spot y de derivados de una amplia gama de productos energéticos y comercio de emisiones. *Phelix* es el indicador de precio de referencia en el mercado mayorista de energía europea, que se calcula y se publica todos los días como un índice que cuantifica la entrega de potencia de carga base (base) y la entrega de potencia de la carga máxima (pico) en el mercado alemán/austriaco. En 2002 EEX y Leipzig Power Exchange se fusionaron.

⁵⁹⁸ El mercado spot EPEX SPOT SE, opera para los mercados de Alemania, Francia, Austria, Suiza y puntualmente en los mercados de Hungría y Rumanía. EPEX SPOT desde mayo de 2015, se ha convertido en el 100% dueño de APX Grupo incluyendo Belpex. APX opera los mercados spot de energía para los Países Bajos, el Reino Unido y Bélgica. EPEX SPOT es una Sociedad Anónima Europea (Societas Europaea) con sede en París, con sucursales en Leipzig, Viena y Berna, así como oficinas en Ámsterdam, Londres y Bruselas. 275 empresas están activas en EPEX SPOT y aproximadamente 382 TWh se negocian en mercados EPEX lugares en 2014 y 92 TWh en APX.

⁵⁹⁹ Monitoringbericht, 2013. Bundesnetzagentur.

⁶⁰⁰ SENSFUSS, F., RAGWITZ, M., & GENOESE, M. (2008). “The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany”. *Energy policy*, 36(8), 3086-3094; HILDMANN, M., ULBIG, A., & ANDERSSON, G. (2013). “Revisiting the merit-order effect of renewable energy sources”. *arXiv preprint arXiv:1307.0444*.

⁶⁰¹ El orden de mérito clasifica las fuentes de energía disponibles en orden ascendente de precio para una determinada cantidad de energía. Las ofertas en el mercado con menores costos marginales entran las primeros en la casación de oferta y demanda. Las energías renovables entran con prioridad en el mercado ya que su precio variable es prácticamente nulo.

precios son más altos. Si se produjera una demanda superior a la prevista, el precio subiría al entrar en el sistema plantas con costos variables superiores⁶⁰².

El debate que se suscita es cómo resolver los picos de demanda en un sistema con un alta participación de las energías renovables en el mix eléctrico. Salvo que los sistemas de acumulación de energía y de electricidad y las interconexiones, como veremos más adelante, se desarrollen y consigan una alta eficiencia y capacidad de respuesta, será necesaria una capacidad de generación en espera, que funcionaría pocas horas al año.⁶⁰³

Una cuestión que siempre se plantea, al estudiar, es hasta qué punto los mercados eléctricos reflejan toda la información sobre los factores fundamentales que influyen en los precios, haciendo que los costos aflorados se correspondan con los costos marginales reales en todas las tecnologías. En realidad la cuestión planteada en el fondo es si el mercado es competitivo y perfecto. Distintos análisis y estudios han abordado esta cuestión y de los que destaco dos de ellos para su mejor comprensión⁶⁰⁴.

Sin duda hay un malestar creciente en la operación del sistema y su reflejo en el funcionamiento del mercado. En momentos en los que la producción renovable es alta y las plantas convencionales han de parar se produce una gran resistencia de los generadores. En un estudio realizado por el Instituto Fraunhofer de Energía Solar, ISE,⁶⁰⁵ se demostraba que, en el primer semestre de 2013, las plantas de carbón continuaron produciendo, sin necesidad, una cantidad de electricidad equivalente al 42% de su capacidad, la nuclear un 49% y los ciclos de gas un 10% debido a su mayor flexibilidad, lo que supuso una producción de 151.000 GWh, más de lo necesario.

⁶⁰² BORGGREFE, F & NEUHOFF, K. (2011), "Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration" *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung*.

⁶⁰³ Estas situaciones se han dado en España. En días de mucho viento, salvo las plantas nucleares, todo el sistema de generación convencional o está parado o vende su energía a precio cero. En el caso contrario han de entrar en operación las plantas con costos más bajos. Esta es una de las razones, además de la reducción de la demanda, del reducido número de horas anuales de producción de electricidad de los ciclos combinados de gas. La más importante es la entrada de las térmicas de carbón en operación con costos muy bajos.

⁶⁰⁴ EGGEN.S, & MAGNE, O. (2005), "Analysis of the efficiency of the German Electricity Market", *Norwegian University of Science And Technology (NTNU)*.

CLUDIUS, J, HERMMANN, H and others (2014), "The effect of merit order of the wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016 Estimation and impact on the distribution". *Energy Economics*. Vol. 44, issue C, pp 302-313; MÖLLER, C., RACHEV, S., & FABOZZI, F. (2009), "Strategic deployment of balancing energy in the German electricity market". *Proceedings of the 10th IAEE European conference energy, policies and technologies for sustainable economies*. IAEE Austria.

⁶⁰⁵ FRAUNHOFER ISE. (2014), "Recent facts about photovoltaics in Germany 2013" and "Electricity production from solar and Wind in Germany 2014"

Esto hizo que la exportación de electricidad aumentase en un 400% en dicho periodo con lo que conllevó a mayores emisiones de GHG, todo lo contrario de lo que pretende la EEG y Energy Concept 2050. Además el incremento de la demanda genera un incremento del precio del mercado marginalista al cerrarse la casación con mayores costos marginales debido a la entrada en el mercado spot de plantas de mayor costo de generación⁶⁰⁶.

Cuadro 13. Factor Utilización Plantas de Carbón 2012 y 2013.

Factor de utilización de plantas de carbón 2012 y 2013			
		Hulla	Lignito
Potencia instalada	MW	27.853,0	21.206,0
Producción nominal anual*	TWh	244,0	185,8
Producción 2012	TWh	107,7	141,5
Factor utilización 2012	%	44,1%	76,2%
Producción 2013	TWh	113,8	148,7
Factor utilización 2013	%	46,6%	80,0%

* 365 días año, 24 horas días

Fuente BNetzA 2014.

Se ha generado cierta confusión con la actuación del Gobierno Federal y de los Länder, en torno a la política a seguir con las plantas de carbón. Mientras que en julio de 2015 el Gobierno anunció el cierre de varias plantas de carbón con una capacidad de 2,7 gigavatios, con el fin de alcanzar sus objetivos climáticos para el año 2020, se ha autorizado la construcción de nuevas instalaciones de generación de electricidad con carbón⁶⁰⁷, más eficientes y con menores emisiones. El Ministro de Energía, y vicescanciller Sigmar Gabriel, se pronunció acerca de que "no se permitirá a las plantas de carbón la venta de electricidad en el mercado de la energía normal", y agregó que

⁶⁰⁶ Los datos de BNetzA 2014 indican que la producción en 2013 de las plantas de carbón, lignito y hulla, fue de 249.200 GWh y la del 2014 de 262.500 GWh, es decir un incremento anual del 5,33 %. El factor de capacidad de las centrales térmicas, utilizando hulla como combustible, se incrementó en 5,5 puntos porcentuales y en las plantas que utilizan lignito en 3,8 puntos porcentuales, lo que confirma el comentario del estudio citado. No he considerado prudente extender el análisis a los ciclos combinados de gas por cuanto su mayor producción puede deberse a su actuación como respaldo primario ante huecos de producción de las energías renovables, lo que no es posible en plantas de carbón que todavía tienen un lento proceso de puesta en marcha y operan más con la consideración de potencia firme.

⁶⁰⁷ La compañía E.ON ha construido una planta de carbón en Datteln con una potencia instalada de 1,1 GW que produce calor para *district heating* y electricidad con un sistema de pulverización de carbón y purificación de gases, como óxidos de nitrógeno, azufre y del polvo en suspensión. La puesta en marcha estaba prevista a finales de 2015. Nada se dice en la información de E.ON de las emisiones de CO₂.

“con este paso Alemania lograría alcanzar su objetivo de reducir las emisiones de CO₂ en un 40 por ciento en 2020 en comparación con los niveles de 1990”.

El *BMW* destaca que, dada la característica de aleatoriedad de las energías renovables que no permiten que la generación responda a la demanda en las condiciones de mercado e infraestructuras actuales, las limitaciones de participación de estas tecnologías en el mercado son importantes siendo necesarios cambios estructurales para aumentar la disponibilidad de la electricidad renovable. El mecanismo de incentivos *feed in tariff* ha contribuido a una mayor participación de las energías renovables en el mix de electricidad, pero paradójicamente esta mayor participación de las energías renovables, que está teniendo costos importantes para los consumidores (14.000 millones de euros en 2012), no ha servido para mejorar la situación de fondo.

Sin duda los esfuerzos realizados y los planificados en la necesaria ampliación de las infraestructuras de redes de transporte pueden mejorar la adecuación de la generación a la demanda, pero siempre manteniendo unas instalaciones de generación convencional que sirven de respaldo al operador de las redes para atender el suministro requerido en cada momento. Por otro lado ocurre que, en condiciones climáticas puntuales, la generación eólica es capaz de atender la demanda y en tal situación, ante la preferencia de despacho de la energía renovable y su menor costo variable, hace que las plantas convencionales tengan que ofertar a precios por debajo de los costos de generación.

Esta situación es común en los países con una importante capacidad instalada en energías renovables y en todos ellos se dan situaciones similares. Las políticas de desarrollo de las energías renovables, que favorecen su gran participación en el mix, requieren de instrumentos incentivadores específicos que permitan una mejor adecuación de la producción a la demanda y que propicien que los productores de energías renovables comercialicen su electricidad directamente con los consumidores mediante contratos bilaterales.

55.6. Costos de la reestructuración energética.

La potencia instalada en energías renovables considerada elegible, es decir acreedora a la obtención de las primas del *feed-in tariff*, fue en el año 2013 de 78.423 MW lo que supuso un incremento con respecto a la potencia instalada elegible en 2012 (71.724 MW) del 9,3%.⁶⁰⁸ En julio de 2014 la potencia instalada en renovables era de 83.834 MW, pero aquí se incluían las instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo que, por disposición de *EEG* de 2012, habían perdido el derecho a prima.

⁶⁰⁸ Fuente NBetzA.

El *BMW* tuvo muy presente que la reestructuración debería hacerse a un costo tan eficiente como fuera posible por medio de tecnologías que contribuyesen a la reducción de la dependencia energética, un factor que cada vez pesaba más en los costos de la electricidad, y en consecuencia en los productos industriales y en el transporte, con lo que ello representaba de pérdida de competitividad en sus exportaciones, al menos en teoría.

Cuadro 14. Feed in Tariff Energías Renovables 2012 y 2013.

Costo Feed in Tariff Energías Renovables				
	2012		2013	
	GWh	M€	GWh	M€
Eólica on shore	14.302	1.310	7.514	688
Eólica off shore	82	12	-	-
Solar	24.369	8.904	25.259	8.587
Biomasa	24.353	4.872	529	38
Hidráulica	2.724	270	3.007	303
Gas	578	42	19.552	4.059
Geotérmica	25	6	68	16
	66.433	15.416	55.929	13.691

Fuente NBetzA 2012 y 2013.

El análisis del cuadro 14, costo pagado en concepto de *Feed in Tariff*, nos indica que la producción de energía vendida bajo dicho concepto se redujo en un 16% en 2013 con respecto al 2012 y que el total de la remuneración a las energías renovables es menor en 2013 que en 2012. Sin embargo, el informe anual del BNetzA 2014 hace un comentario al respecto indicando que estos datos solo recogen las cantidades de energía renovable vendida en el mercado spot y en consecuencia receptora de las ayudas mediante el mecanismo *feed in tariff*. No incluye la electricidad vendida mediante contratos bilaterales.⁶⁰⁹

⁶⁰⁹ Desde 2012 los operadores de instalaciones de energías renovables optaron, con mayor interés que en años anteriores, por acogerse a las tres diferentes formas de venta de energía de acuerdo con el artículo 33 de EEG: Venta directa con Market Premium, venta con las primas de EEG, y venta directa.

Cuadro 15. Venta Directa ER 2012

Energy source	Market premium (GWh)	Green electricity privilege (GWh)	Other direct selling (GWh)	Total volume of electricity sold directly (GWh)	Share of total volume sold directly (%)
Hydropower	1,880	569	244	2,693	5.26
Landfill, sewage and mine gas	139	1,049	2	1,191	2.33
Biomass	9,891	74	2	9,967	19.48
Geothermal	0	0	0	0	0.00
Onshore wind	34,315	1,169	163	35,647	69.67
Offshore wind	640	0	0	640	1.25
Solar	1,025	0	1	1,025	2.00
Total	47,890	2,861	411	51,163	100

Fuente: BNetzA 2013.

Los datos recogidos en el informe, y aquí reproducidos como cuadro 15, destacan que la producción total de energías renovables en el año 2013 fue de 124.872 GWh, año en el que la cantidad de energía vendida directamente ha pasado del 43% del año 2012, en el que se vendieron 51.163 GWh (en su mayor parte, 94%, en la modalidad “*market premium*”) al 55 % del año 2013 en el que se vendieron directamente 68.943 GWh. En consecuencia la venta bajo condiciones de EEG, con sistema *feed in tariff*, disminuyó en 2013 un 15,9 % tal como se representa en el siguiente cuadro.

Cuadro 16. Venta Directa ER 2013.

Electricity from installations with fixed EEG remuneration and for direct selling in 2013

	Total (GWh)	Fixed EEG remuneration (GWh)	Direct selling (GWh)	Volume sold directly as a percentage of total volume (%)
Hydropower	6,265	3,007	3,258	52.0
Gas ^[1]	1,776	529	1,247	70.2
Biomass	36,258	19,552	16,707	46.1
Geothermal	80	68	12	14.6
Onshore wind	50,803	7,514	43,289	85.2
Offshore wind	905	0	905	100.0
Solar	28,785	25,259	3,526	12.3
Total	124,872	55,929	68,943	55.2

[1] Landfill, sewage and mine gas

Fuente BNetzA 2014.

55.7. Evolución de las primas de red eléctrica.

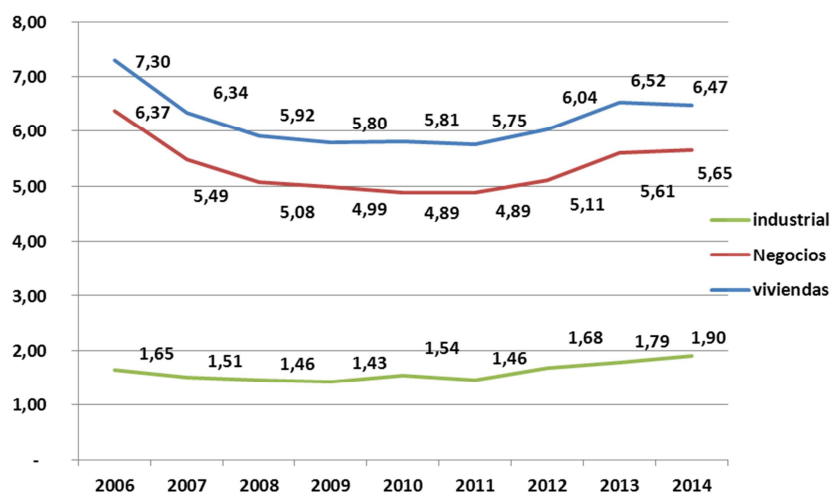
Los costos de la red de transporte se distribuyen en función del consumo. Sin embargo el mayor costo de la redes es soportado por los pequeños y medianos consumidores, posiblemente debido a que la red de distribución, en la que se apoya el suministro a estos pequeños y medianos consumidores, es cada vez más extensa y costosa.

La EEG tiene como objetivo aumentar la cuota de energías renovables desde la participación actual hasta un 80% en 2050. El Ministerio Federal de Economía y Energía (*BMWi*) presentó en 2014 un análisis sobre la necesidad de expansión y la modernización de la red de distribución y su mallado.⁶¹⁰

El estudio cuantifica la necesidad de expansión de la red de distribución utilizando distintos escenarios posibles y evalúa las maneras de ahorrar dinero mediante el uso de tecnologías de redes inteligentes y una planificación innovadora. De acuerdo con los distintos escenarios manejados, escenario EEG y el escenario Länder, las necesidades de instalación de redes oscilan entre 130.000 km y 280.000 km., con inversiones que van desde los 23.000 millones de Euros a 49.000 millones de euros. Con toda seguridad, el Gobierno y los Länder deberán de contemplar una distribución de estos costos más racional en un equilibrio entre los consumidores pequeños y medianos y la industria que no afecte a los precios industriales ni al consumo.

El Gráfico 50 ilustra acerca de la evolución de estos costos de red en c€/kWh en el periodo 2006 a 2014 por tipos de consumidores.

Gráfico 50. Costos de red para los consumidores



Fuente Agora CP. Germany power system 2014. Elaboración propia.

⁶¹⁰ BMWi (2014), "An Electricity Market for Germany's Energy Transition". Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper).

55.8. Formación de los precios de electricidad.

Se distinguen tres tipos de consumidores, en función del nivel de consumo.

- consumidores domésticos cuyo consumo anual tipo es de 3.500 kWh con suministro a baja tensión 0,4 kV.
- consumidores de actividades de negocio, comercio, oficinas, etc. cuyo consumo anual tipo es de 50 MWh también en baja tensión con una punta de consumo equivalente a 50 KW con un límite de 1.000 horas anuales.
- consumidores industriales cuyo consumo tipo es de 24 GWh año con una punta de 4.000 kW durante máximo 6.000 horas y a una tensión de 10 o 20 kV.

Los precios se configuran teniendo en cuenta componentes regulados por el Gobierno y que responden a los conceptos siguientes en el caso de los consumidores domésticos y con datos reales de marzo de 2015.

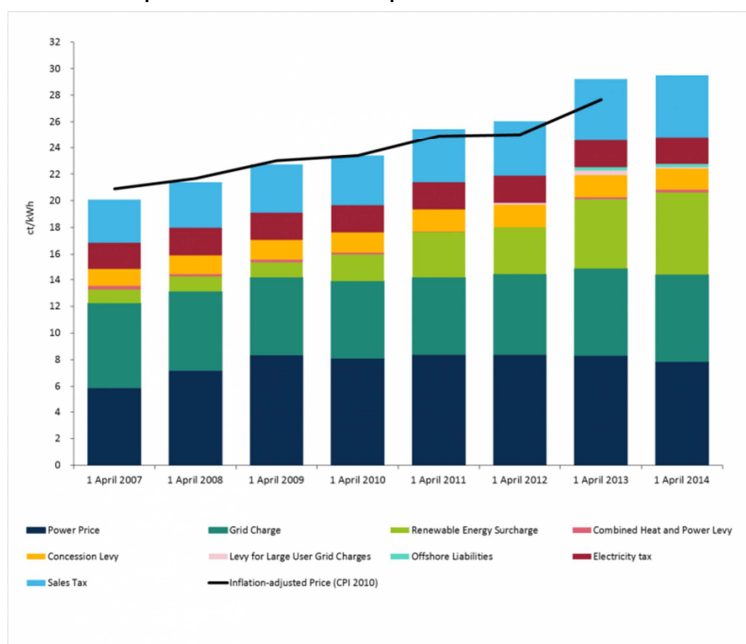
Cuadro 17. Precios de electricidad

PRECIOS DE ELECTRICIDAD POR COMPONENTES DE COSTOS	c€/kWh	%
costo de suministro de energía	7,05	29,16
costos de operación y amortización de la red	6,75	27,92
primas EEG a las energías renovables:	6,17	25,52
tasas de servidumbre de redes:	1,66	6,87
gravamen por desconexión off shore:	0,01	0,02
diferencial entre el precio de garantía y el precio real de la electricidad en las plantas de cogeneración CHP, calor electricidad	0,25	1,03
costos de transmisión no imputados a los grandes consumidores y aplicados por tanto a los medianos y pequeños consumidores:	0,24	0,99
Impuesto de electricidad:	2,05	8,48
Total Costos sin IVA	24,18	100,00
Impuesto valor añadido. 19%	4,59	19,00
Total Costos	28,77	

Fuente: BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V. Elaboración propia.

En el siguiente Gráfico 51 vemos la tendencia de precios desde abril 2007, en el que se observa un precio de la energía muy constante en torno a los 8 c€/kWh, un costo también muy constante de la operación y amortización de la red, y un progresivo incremento de los costos *EEG* a las energías renovables.

Gráfico 51. Evolución de precios de los componentes de la factura eléctrica doméstica.



Fuente: BDEW.

Los suministradores de electricidad no definen ningún grupo de primas para consumidores industriales de 24 GWh/ año, sino que acuerdan con cada cliente los precios del volumen de electricidad a suministrar estando los precios de la electricidad indexados a los precios del mercado mayorista. Los esquemas de compensaciones aplicados por el gobierno tienen una gran importancia en los precios de la electricidad.

La BNetzA, en el informe de 2014, aportó un estudio de los costos fijos que no pueden ser manejados por el suministrador, aplicables en la energía industrial en el segmento de 24 GWh año, sin reducción de los componentes:

Cuadro 18. Componentes de Precios industriales 2014.

Price level of customer category 24 GWh/year without possible reductions on 1 April 2014

	Spread between 10 and 90% of supplier information sorted by size in ct/kWh	Average (arithmetical) in ct/kWh
Price components that cannot be influenced by the supplier		
Net network tariff	1,12 - 2,61	1.86
Charge for billing, metering and metering operatons	0,00 - 0,04	0.04
Concession fee	0,11 - 0,11	0,12 ^[1]
Surcharge under EEG	6.24	6.24
Other Surcharges ^[2]	0.19	0.19
Electricity tax	2.05	2.05
Price components that can be influenced by the supplier (residual amount)	3,57 - 5,85	4.61
Total price (without value-added tax)	13,53 - 16,70	15.11
[1] More than 80% of the supplier provided a concession fee of 0,11 ct/kWh. As some of the supplier provided a significantly higher value, the arithmetical average is above the 0,11 ct/kWh.		
[2] KWKG (0,055 ct/kWh), section 19(2) StromNEV (0,066 ct/kWh), offshore liability (0,058 ct/kWh) and interruptible loads (0,009 ct/kWh).		

Fuente BNetzA 2014.

En este cuadro 18 vemos con claridad el reducido precio de la prima de red a usuarios industriales que oscila entre 1,12 c€/kWh y 2,61 c€/kWh cuando los consumidores domésticos están soportando primas casi cuatro veces más elevadas.

56. Sistema Energético Gas.

El sector energético del gas juega un importante papel en las políticas energéticas, tanto por su volumen energético como por estar considerado un vector energético de transición que permite reducir las emisiones de GHG y combinarse con otros gases de origen renovable como el hidrógeno y el metano renovable. Desde el aspecto de la sostenibilidad energética, Alemania es un neto importador de otros países europeos y de las ex repúblicas soviéticas. Es por ello que considero necesario hacer una breve descripción del sistema gasístico, sus dimensiones, la operación y la formación de precios.

56.1. Producción propia, importación, exportación y consumo.

La producción propia, que en 2013 fue de 104,4 TWh, ha venido reduciéndose constantemente debido al agotamiento de los yacimientos existentes. En el año 1999 se produjeron 182 TWh.

El volumen de gas importado en 2013 ha crecido desde un total de 1.535,0 TWh en 2012 a 1.771,7 TWh⁶¹¹, un 15,4 % superior a la cantidad importada en 2012. El gas importado procede de países de la UE Holanda (21,2 %), Chequia (19,43 %), Noruega (18,8 %), Polonia, (17,5%), y países que forman el CIS, ex repúblicas soviéticas, (16,8%). Las exportaciones de gas fueron un 8,8 % superior al volumen del 2012, ascendiendo a 725,8 TWh, principalmente a los países de la UE fronterizos⁶¹².

56.2. Transporte y Almacenamiento de Gas.

La red de transporte, gestionada por 17 operadores, tiene 37.888 km de gasoductos instalados y la red de distribución está operada por 711 operadores con 485.413 km. Gasoductos. Las compañías suministran gas a consumidores industriales y domésticos, a distintas presiones, a cerca de 14 millones de usuarios y a 56 plantas de generación de electricidad. El Plan de Desarrollo de la Red de Gas de 2013 contempla una extensión de la red de 522 km con una inversión de 2.100 millones euros, con el fin de mejorar, principalmente, las conexiones entre el norte y el sur y hacer frente con ello a las dificultades de distribución de los operadores en el sur.

Se dispone de una capacidad de almacenamiento subterráneo de 23,45 bcm³, capacidad que no había crecido en la misma proporción que el consumo de gas. Se produjo la incorporación al sistema de almacenamiento de dos instalaciones, Haidach y 7Fields ambas localizadas en Austria, aumentando la capacidad operativa de almacenamiento hasta 27,2 bn m³ (diciembre de 2013). El indicador de garantía SAIDI⁶¹³ de tan solo 0,6 minutos.

56.3. Operación de TSO 2014.

Existen dos consorcios de operadores de la red de transmisión de gas que actúan con una separación regional de actividades. El consorcio *GASPOOL* agrupa, dentro del marco de *EnWG* (artículo 20 “Acuerdo de Cooperación”), a las compañías *GASCADE Gastransport GmbH*, *Gastransport Nord GmbH*, *Gasunie Deutschland Transport*

⁶¹¹ Es muy frecuente utilizar como unidad de medida de gas el bcm: billion cubic meter. 1 bcm es equivalente a 10,763 TWh; y recíprocamente 1 TWh equivale a 0,093 bcm.

⁶¹² En Holanda se ha establecido un hub con instalaciones para el procesado del gas natural, transportado por gasoductos procedente de Noruega y norte de Reino Unido, y su conversión a gas licuado, hub que se ha convertido en un importante punto de suministro para Alemania. El balance total del gas es de 1.045,9 TWh, de cuya cantidad, el consumo energético de gas en Alemania en 2013 ascendió a 928,2 TWh. 189,1 TWh fueron suministrados por las compañías de transporte TSO y 739,1 TWh por las compañías de distribución DSO.

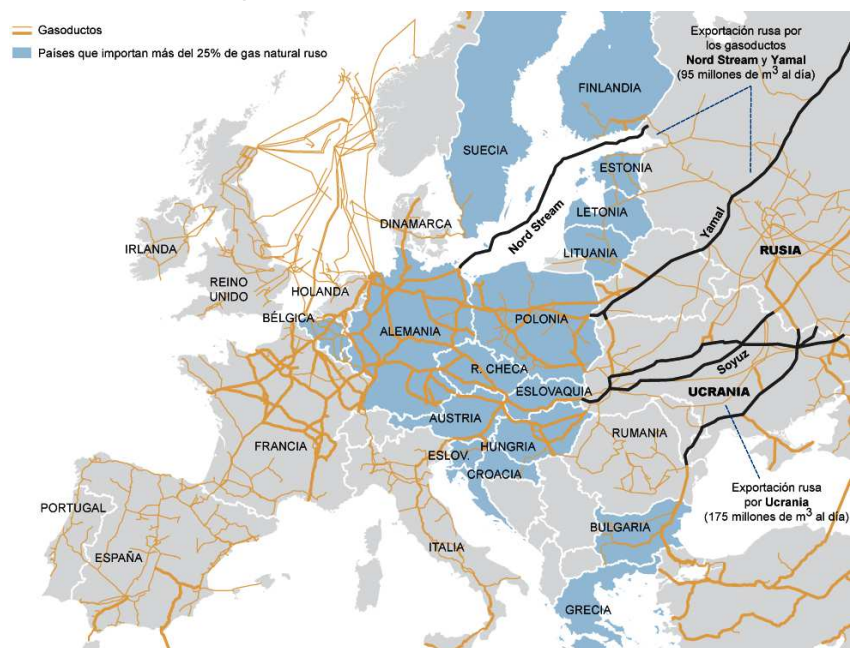
⁶¹³ El *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI), indica el promedio de interrupción por consumidor y año.

Services GmbH, Nowega GmbH y Ontras Gastransport GmbH. Su actividad se realiza en la zona norte y central de Alemania.

Net Connect Germany, NCG, es un segundo consorcio que opera dentro del marco de *EnWG,* formado entre las compañías *Bayernets GmbH, Open Grid Europe GmbH, Fluxys TENP GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Open Grid Europe GmbH, Terranets BW GmbH y Thyssengas GmbH,* que opera en la región centro sur.

Como tales agrupaciones, estas empresas no operan directamente en el mercado sino que lo hacen las compañías asociadas. Sus actividades comprenden la gestión de “balancing group” con transacciones físicas o nominativas, a través de los Puntos de Comercio Virtual (*Virtual Trading Point*), en los que el alto volumen de operaciones es un exponente claro de la liquidez del mercado del gas; en 2013 se negociaron transferencias por un volumen de 2.948 TWh, un 20% más que en 2012.

Gráfico 52. Red de Gas Europa.



56.4. Mercado Mayorista.

El mercado mayorista es operado por la EEX, y su subsidiaria *European Gas Exchange GmbH (EGEX)*, tanto en el mercado spot, como en el mercado de futuro. El mercado spot opera en dos escenarios distintos.

- El mercado diario, con ofertas posible en uno o dos días de anticipación y con periodos intradiarios en franjas de tres horas; las propuestas para el fin de semana se hacen con anticipación de una semana.
- Los contratos de futuro son también negociados en EEX por periodos mensuales, trimestrales por estaciones anuales, o por años.

El mercado spot está siendo utilizado con mayor frecuencia y el volumen de contratación se ha duplicado en las áreas de aplicación TSO alcanzando los 61 TWh en 2013. Al mismo tiempo el mercado de futuros se reduce también en ambas áreas.

Un indicador ilustrativo de esta diferencia entre el mercado spot y el mercado de futuros es el número de participantes: en el mercado spot operan de promedio más de 70 participantes, mientras que en el mercado de futuro tan solo 4. Pero los volúmenes por operación son por su naturaleza mayores en el mercado de futuro.

En 2013 se introdujeron los contratos de gas de calidad específica: el gas de alto poder calorífico H-Gas o el gas de bajo poder calorífico L-Gas. Las diferencias estriban en la composición del gas, principalmente en cuanto al contenido de metano⁶¹⁴.

Al igual que ocurre en el mercado eléctrico, la operaciones de contratos bilaterales, denominadas “*over the counter*”, OTC, están desplazando en volumen al mercado spot y de futuro, realizándose incluso operaciones a corto plazo con contratos cerrados a una semana vista. Las siete plataformas electrónicas de *brokers* operantes aportan una mejor información de los precios del gas, a corto y largo plazo, y minimizan el riesgo de las operaciones. El volumen de operación en 2013 alcanzó los 2.576 TWh, de los cuales 1.519 TWh fueron contratos de aplicación en ese mismo año.

El precio promedio del mercado spot y mercado de futuro en el año 2013 fue de 27,16 €/MWh, fluctuando los precios diarios entre 25,14 €/MW y 39,51 €/MW.

56.5. Precios del Gas.

A efectos de la encuesta del informe BNetzA 2014, se pidió a los suministradores a los proveedores y consumidores finales, en tres distintos niveles de consumo, que aportasen información del mercado:

- Consumo doméstico <23 MWh año
- Consumo negocios 23<>116 MWh año
- Consumo industrial >116 MWh año

Se requirió que la información de precios aportada incluyese los componentes de precios no variables y los precios de los componentes no controlables por el suministrador, tales como primas de transportes, costos de servidumbres y costos asociados a la medición del consumo. Una vez deducidos estos componentes del

⁶¹⁴ El gas natural está compuesto por un contenido de metano que varía entre el 77% y el 99% y una proporción variable hidrocarburos de mayor peso molecular como etano, propano, butano. A mayor contenido de metano mayor poder calorífico. El poder calorífico del H-Gas está comprendido entre 10-12 kWh/m³ y el L-Gas entre 8-10 kWh/m³. La certificación de las calidades del gas para automoción está regulada en Alemania por la ordenanza de la Federal *Immission Control BImSch*.

costo total, los costos restantes son los costos controlados por el suministrador, costos del gas, costos de suministros y márgenes del suministrador.

1.- Clientes Industriales

En este grupo de consumidores la tipología de los contratos es muy amplia. En general, los proveedores no tienen unos precios determinados sino que los adaptan a la estructura y volumen del consumo hasta el punto de que, en términos económicos, el "proveedor" sólo proporciona a veces el equilibrio de los servicios de grupos y gestión de transferencias al cliente. En algunos casos los consumidores asumen la gestión de los costos de transporte de red. En el cuadro 19 siguiente vemos la estructura de precios sin IVA.

Cuadro 19. Precios Gas Industrial 116 GWh.

PRECIOS DE SUMINISTRO DE GAS. SEGMENTO INDUSTRIAL 116 GWh			
Componentes	Precios informados c€/kWh	Promedio c€/kWh	Peso de componentes %
Peajes de Transporte	0,14 - 0,23	0,3	8%
Medición y facturación	0,00 - 0,03	0,01	0%
Servidumbres	0	0	0%
Tasas del Gas	0,55	0,55	15%
Componentes suministrador	2,43 - 3,15	2,73	76%
Precio total	3,24 - 4,06	3,59	

Fuente BNtza 2014. Elaboración propia.

2.- Clientes de negocios. Actividades comerciales y de servicios.

Según indica el estudio BNtza 2014, el volumen de gas suministrado a este segmento de consumidores es cinco veces mayor que el del consumo doméstico (23 MWh), pero en general el cliente de este grupo es un cliente de bajo consumo si se compara con el consumo industrial; por ello los contratos pocas veces son contratos personalizados.⁶¹⁵

⁶¹⁵ El análisis arrojó los siguientes resultados de precios sin IVA. En la encuesta se analizaron datos de más de 500 proveedores con precios aplicables el 1 de Abril de 2014 para clientes con un consumo comprendido entre 50 y 200 MWh. Dado que este nivel de consumo está muy por debajo del umbral de 1,5 GWh a partir del cual los operadores están obligados a utilizar la medición por franjas de consumo diario, se puede suponer que los consumidores se rigen por un perfil de carga estándar.

Cuadro 20. Precios Gas. Negocios <116 MWh.

PRECIOS DE SUMINISTRO DE GAS. SEGMENTO NEGOCIOS 116 MWh			
Componentes	Precios informados c€/kWh	Promedio c€/kWh	Peso de componentes %
Peajes de Transporte	0,83 - 1,55	1,16	22%
Medición y facturación	0,02 - 0,11	0,06	1%
Servidumbres	0,03 - 0,03	0,04	1%
Tasas del Gas	0,55	0,55	11%
Componentes suministrador	2,94 - 3,94	3,40	65%
Precio total	4,68 - 5,76	5,20	

Fuente BNtZA 2014. Elaboración propia.

3.- Clientes de Consumo doméstico.

El estudio de los precios de los consumidores domésticos reflejó una situación de ligero descenso de los precios con respecto a los precios del año 2013 para la banda de consumo indicada, que se corresponde con la banda D3 de consumo de las estadísticas de Eurostat. Los precios están calculados tomando como base que el proveedor de gas es el proveedor por defecto, que normalmente y a falta de competidores, son los precios más elevados. Con la misma estructura de precios, los consumidores que han contratado un proveedor alternativo obtienen precios que oscilan entre 6,68 c€/kWh como media de precios y 6,39 c€/kWh como media del volumen ponderado, diferencias significativas que suponen más de un 10% de costo total y más de un 12% en el componente gas.

Cuadro 21. Precios Gas Doméstico 22,269 MWh. Fuente BNtZA 2014. Elaboración propia

PRECIOS DE SUMINISTRO DE GAS. SEGMENTO DOMESTICO 23,269 MWh				
Componentes	Media aritmética * c€/kWh	Particip. del total %	Volumen Ponderado c€/kWh	Particip. del total %
Peajes de Transporte	1,38	18,7%	1,29	17,9%
Emisión facturas	0,06	0,8%	0,05	0,7%
Contadores	0,02	0,3%	0,02	0,3%
Medición	0,06	0,8%	0,05	0,7%
Servidumbres	0,25	3,4%	0,26	3,6%
Tasas del Gas	0,55	7,4%	0,55	7,6%
IVA promedio	1,18	16,0%	1,18	16,4%
Precio del gas	3,89	52,6%	3,80	52,8%
Precio total	7,39	100,0%	7,2	100,0%

57. Energía Nuclear, Phase Out.

57.1. El desastre nuclear de Chernóbil. Abril de 1986.

El gravísimo accidente nuclear de Chernobyl y sus consecuencias ambientales y en la población, supuso en toda Europa una conmoción que llevó a cuestionarse la seguridad de la energía nuclear, lo que abonó que las críticas de los grupos ecologistas y progresistas se agudizaran. En Alemania, la reconsideración de la posición de los ciudadanos y de los políticos acerca del desarrollo nuclear⁶¹⁶ y su futuro, tuvo como consecuencia la aprobación parlamentaria, en agosto de 1986, de una resolución para el abandono de la energía nuclear en un plazo de 10 años, lo que supuso la paralización de la investigación nuclear.⁶¹⁷

El Gobierno de la CDU mantuvo el apoyo a la energía nuclear hasta 1998, año en el que el nuevo Gobierno de coalición entre SPD y el Partido de los Verdes acordó cambiar la ley de abandono de la energía nuclear, negociando con las compañías propietarias de las centrales nucleares un calendario para el cierre de dichas plantas, y aceptando el planteamiento de los Verdes para que el cierre anticipado no supusiera el al Estado Federal pago de compensaciones económicas, en contra de los acuerdos de licencia.

En el año 2000, el Gobierno firmó un principio de acuerdo con los titulares de las plantas para el cierre programado a 35 años, estableciéndose una limitación de producción de 2.632 billones de kWh, durante la vida útil de las 19 plantas nucleares en producción. Se mantenían los derechos de los propietarios a operar las plantas y el compromiso del tratamiento de los residuos radioactivos sin interferencia política.

Además se alcanzaron otros compromisos como el reconocimiento por el gobierno de los vigentes protocolos de seguridad de las plantas, el restablecimiento de los transportes de combustible agotado a su reprocesado en Francia e Inglaterra hasta la terminación del contrato y la continuación con los proyectos de cementerios nucleares de *Konrad* y *Gorleben*. En 2001 se firmó el acuerdo para llevar a efecto el compromiso adquirido del cierre de las plantas en 32 años, considerando que dos plantas, *Stade* y *Obrigheim*, se cerrarían antes del 2005 y que el reactor no operativo de *Muelheim-Kaerlich* sería desmantelado en 2003.⁶¹⁸

⁶¹⁶ JAHN, D. (1992), "Nuclear power, energy policy and new politics in Sweden and Germany". *Environmental Politics*, 1(3), 383-417.

⁶¹⁷ BRUCNER, T; KNOPF, B; KONDRIELA, H; PAHLE, M; GOTZ, M. (2011), "Scenarios for Phasing Out Nuclear Energy in Germany". *Friedrich-Ebert-Stiftung. Economic and Social Policy Department*.

⁶¹⁸ WORLD NUCLEAR ASSOCIATION (2014), "Nuclear Power in Germany".

Las compañías eléctricas dispusieron importantes cantidades de medios y recursos económicos para hacer frente a la decisión del Gobierno de SPD. Con la llegada, en 2009, del Gobierno de la CDU en coalición con los liberales demócratas FDP, y su compromiso electoral de derogar el acuerdo alcanzado, los titulares de las plantas pretendieron extender la vida útil de la mayoría de las plantas 40 años y en algunos casos a 60 años. Pero el Gobierno consideró que los beneficios adicionales de tal extensión de la vida útil debían de permitir una tributación adicional de la mitad de estos beneficios. En septiembre de 2010 se alcanzó un nuevo acuerdo que permitió la extensión a 8 años de las licencias a las plantas construidas antes de 1980 y de 14 años de extensión de licencias a las más modernas. En conjunto, se prolongó la vida útil de 17 plantas.⁶¹⁹

En compensación a esta extensión de la vida útil de las plantas, las compañías *E.ON*, *RWE*, *EnBW* y *Vattenfall*, acordaron con el Gobierno el pago por el alargamiento de la vida útil de las 17 plantas de unas tasas de 145 € por gramo de uranio o plutonio durante 6 años, equivalentes a 2.300 millones € por año, lo que representaba un costo añadido de 1,6 c€/kWh⁶²⁰. Además se estableció un pago anual de 300 millones en 2011 y 2012, y de 200 millones en 2013, para incentivar el desarrollo de las energías renovables y una tasa de 0,9 c€/kWh hasta el 2016 con los mismos fines y con un límite anual de 500 millones de Euros.

Este acuerdo supuso un cambio en la dirección tomada en 2001 por la coalición de Gobierno del SPD y del Partido de los Verdes y fue origen de muchas propuestas de los grupos de la oposición parlamentaria y ecologistas, que entendieron que el acuerdo servía para satisfacer los intereses de las compañías eléctricas. El líder de SPD Sigmar Gabriel, actual Vicecanciller en la coalición de Gobierno entre CDU y SPD, llegó a decir que *“la seguridad de los alemanes había sido vendida al lobby de energía”* y que *“nunca antes había sentido la impresión y la vergüenza de cómo los políticos podían ser comprados”*.

En la CDU, partido de Gobierno, hubo una importante discusión y crítica al acuerdo. El Ministro de Medio Ambiente, Norbert Roettgen, manifestó su desacuerdo con el acuerdo, por lo que suponía en la generación y en el transporte de residuos radiactivos. Los movimientos antinucleares organizaron manifestaciones en muchas ciudades de Alemania y ante la sede de la Cancillería en Berlín. En noviembre de 2010, 20.000 manifestantes paralizaron un convoy que transportaba 123 tm. de residuos radiactivos al cementerio de Gorleben.

⁶¹⁹ Greenpeace (2014), *“Lifetime extension of ageing nuclear power plants: Entering a new era of risk”*. Zurich.

⁶²⁰ WILSON, R. (2014) “Germany’s Nuclear Energy Phaseout: The Timetable”. *The Energy Collective*.

Tanto la academia como las organizaciones empresariales manifestaron sus discrepancias con el acuerdo. El presidente de la Federación de Renovables de Alemania, Dietmar Schütz, acusó a la Canciller Merkel de claudicar a la presión del lobby de energía diciendo que *“la extensión de la vida útil de las plantas nucleares suponía un obstáculo para el desarrollo de las energías renovables”*. Greenpeace afirmó que la extensión de la vida útil de las plantas nucleares no era sino un regalo económico para el Gobierno, generando perjuicios para Alemania y ventajas para las compañías.

El Ministro de Medio Ambiente de Austria, Nikolaus Berlakovich, criticó la decisión tomada por el Gobierno Alemán expresando su desacuerdo y calificándola como una política retrógrada, aseverando que *“la energía atómica no es la respuesta al cambio climático y no es el camino sostenible para reducir las emisiones de CO₂”*. La aprobación parlamentaria de la Ley que recogía el acuerdo entre Gobierno y empresas, tuvo lugar en octubre de 2010 con dos enmiendas parciales.

57.2. Accidente nuclear en Fukushima, 2011.

El 11 de marzo de 2011 un terremoto en Japón, de magnitud 8,9 en la escala Richter, provocó la caída del tendido de evacuación de energía, lo que hizo que 3 reactores en operación de la central nuclear de Fukushima se quedasen sin su propia energía eléctrica para su control. Los grupos diésel eléctricos de emergencia se pusieron en marcha; pero un tsunami de más 15 metros de altura superó los muros de contención de la Central y afectó al suministro de emergencia. Los tres reactores se apagaron provocando la fusión parcial de su núcleo. El hidrógeno generado explotó, destruyendo los revestimientos de los edificios y provocando incendios en la central. Esta situación de emergencia llevó a las autoridades a la evacuación de la población en un radio de 40 km.⁶²¹

57.3. Decisión del Gobierno Alemán. Phase out.

A la vista de la gravedad del accidente de Fukushima y la preocupación social que se generó en general, particularmente en las capas de población más favorables a la energía renovable, el Gobierno Alemán declaró, al igual que otros Estados de la UE, una moratoria de 3 meses en los planes nucleares, durante los cuales se hiciesen los estudios pertinentes, en línea con los *stress test* a los que se sometieron todas las plantas en Europa y que permitieran valorar la situación en cuanto a operatividad, seguridad y las medidas correctoras necesarias, en su caso. Se decretó al mismo tiempo el cierre inmediato⁶²² de los 7 reactores cuya puesta en marcha fuera anterior a 1980, con lo que se eliminó del sistema una potencia instalada de 8.336 MW, un 6,4%

⁶²¹ WORLD ENERGY COUNCIL. (2010), *“World Energy Perspective: Nuclear Energy One Year After Fukushima”*.

⁶²² KNOFF, B. (2011), *“Scenarios for Phasing Out Nuclear Energy in Germany. A Study for the Economic and Social Policy Department. Friedrich-Ebert-Stiftung.”*

de la potencia total instalada en el país. Algo más tarde se decretó también el cierre de la central de Krümmel que entró en funcionamiento en 1984.⁶²³

Pero la decisión tomada no estaba basada solamente en aspectos de seguridad nuclear, sino principalmente en el costo político del mantenimiento de un modelo energético muy cuestionado internamente y con un debate social que apostaba fuertemente por las energías renovables.

El RSK *Reaktorsicherheitskommission*, entidad pública encargada por el Gobierno del estudio, emitió en Mayo de 2011, tan solo 3 meses después de la inspección de las 17 plantas nucleares, un informe en el que consideraba que dichas instalaciones eran seguras y estaban preparadas para hacer frente a pérdidas de suministro de energía, fallos en los sistemas de enfriamiento, y para hacer frente a distintas situaciones de emergencia. Este informe formó parte del informe de la organización *European Nuclear Safety Regulators Group, ENSREG*⁶²⁴, en el que se analizaron la situación de las plantas en cuanto a terremotos, inundaciones, condiciones climáticas extremas, pérdida de energía y otros supuestos, para cada tecnología y en cada planta.⁶²⁵

A pesar de estos informes favorables a las condiciones de operación y seguridad de las plantas nucleares, el Gobierno el 30 de mayo de 2011, decidió retornar a la política de cierre de las plantas nucleares en 2022⁶²⁶, en cierta medida como consecuencia de las fuertes presiones sociales y de movimientos ecologistas. Esta nueva acción legislativa fue aprobada por una gran mayoría en ambas Cámaras Parlamentarias que aprobaron también la construcción de nuevas plantas térmicas de carbón y gas, así como el desarrollo de la energía eólica con el fin de compensar la pérdida de generación. Con ello, se cerraron las 8 plantas más antiguas y se mantuvieron 9 plantas operativas hasta 2022.

⁶²³ Los reactores cerrados en Alemania fueron: Biblis A, Neckarwestheim 1, Brunsbüttel, Biblis B, Isar 1, Unterweser, Phillipsburg 1 y posteriormente Krümmel.

⁶²⁴ ENSRG. European Nuclear Safety Regulators Group (2010), "*Peer review country report Stress tests performed on European nuclear power plants*".

⁶²⁵ LECHTENBÖHMER, S; LUHMANN, H. (2013), "Decarbonization and regulation of Germany's electricity system after Fukushima". *Climate Policy, Vol. 13(1), 146–154*

⁶²⁶ Según un informe de World Nuclear Association del 30 de noviembre de 2015, en septiembre de 2011 el impuesto permanente del gobierno sobre el combustible nuclear fue rechazado por el Tribunal Fiscal de Hamburgo. La Corte expresó "serias dudas" de que el impuesto sobre el combustible nuclear fuese compatible con la Constitución alemana. Se accedió a una petición de E.On de devolución de 96 M€, y a que la recaudación de impuestos del combustible nuclear fuese suspendida. Sin embargo el Gobierno impugnó la sentencia y se reanudó el cobro del impuesto. En enero de 2013, el Tribunal Fiscal de Hamburgo dictaminó finalmente que el impuesto alemán sobre el combustible nuclear era simplemente "para desviar las ganancias de los operadores de centrales nucleares" y por lo tanto, lo consideró inconstitucional.

Las compañías eléctricas propietarias de las plantas nucleares trataron de eliminar las tasas relacionadas con la extensión de la vida útil de las plantas y reclamaron compensaciones por el cierre de las instalaciones y las reformas emprendidas y canceladas interponiendo recursos ante la Corte de Impuestos de Hamburgo.

La Comisión para la Revisión de la Financiación del Phase-out nuclear KFK (*Kommission zur Überführung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs*) es una comisión nombrada por el gobierno el 14 de octubre de 2015⁶²⁷ para examinar la financiación para la eliminación de la energía nuclear. Su tarea consiste en presentar recomendaciones sobre la manera de diseñar la financiación del desmantelamiento, el propio desmantelamiento y la eliminación de material radioactivo, asegurando que las empresas afectadas continuaran siendo viables a largo plazo para que puedan cumplir con sus obligaciones.

Según la propuesta de la KFK, el concepto de financiación relativo a la eliminación de la energía nuclear alemana se basará en el esquema siguiente: a) la financiación de la eliminación de desechos nucleares se realizará a través de un fondo de derecho público recientemente creado, utilizando financiación de los operadores nucleares. b) los costes de desmantelamiento y desmantelamiento seguirán siendo pagados directamente por el operador de la central nuclear.

KFK presentó un informe final el 27 de Abril de 2016 que incluyó la propuesta de establecer un fondo estatal de 23.300 millones de euros para financiar el almacenamiento de residuos radiactivos, inicialmente pagado por los operadores de las cuatro mayores plantas *RWE, E.ON, Vattenfall y EnBW*. Las provisiones realizadas para la paralización de las centrales nucleares y su desmantelamiento, ascendían en 2014 a 30.300 millones de euros, según informa German Energy Blog. *Energiewende Germany*.

CAPITULO III. NUEVAS ESTRATEGIAS EN ENERGIA SOSTENIBLE.

58. Energy Concept 2050.

58.1. Visión Política.

La UE, en el año 2010, lanzó la estrategia Energía 2050, en la que se manejaron distintas hipótesis de trabajo y escenarios y planteando una ambiciosa hoja de ruta a seguir por los Estados miembros. Esta estrategia, movió al Gobierno Alemán y al Vicecanciller y Ministro del Departamento de Economía y Tecnología *BMWi*, Dr.

⁶²⁷ KNOPF, B., PAHLE, M., KONDZIELLA, H., JOAS, F., EDENHOFER, O., & BRUCKNER, T. (2014). "Germany's nuclear phase-out: Sensitivities and impacts on electricity prices and CO2 emissions". *Economics of Energy & Environmental Policy*, 3 (1): 89, 105.

Phillipp Rösler del FDP, a lanzar la estrategia alemana de restructuración y transición energética⁶²⁸ hacia un futuro próximo, en la que se aunasen los aspectos económicos con los aspectos climáticos, que tuviera presente la financiación de la restructuración del sistema y el aseguramiento de unos costos de electricidad soportables para la economía del país. Todo ello se recogió en un conjunto de disposiciones conocidas como *Energy Package*⁶²⁹, compuesto por seis leyes y una ordenanza aprobadas por ambas cámaras.

El concepto de Energía 2050⁶³⁰ se fundamenta en tres principios básicos:

- un suministro de energía fiable, sólido, seguro y de bajo costo a partir de los recursos renovables cuyo potencial es muy superior a la demanda de energía asegurándose su capacidad de suministro del 100 % de la energía requerida;
- el incremento de la eficiencia energética, como factor clave de la más alta prioridad en términos de requerimientos estratégicos;
- el suministro y consumo de electricidad a partir de las energías renovables, como eje central del concepto de Energía 2050.

y a la vez identificando líneas estratégicas, tales como:

- Interconexión europea. Desarrollo de la red europea de electricidad.
- Energía solar para usos domésticos y residenciales de calefacción y enfriamiento.
- Acumulación de energía. Desarrollo de los vectores químicos de la energía para la acumulación a largo plazo de energías renovables y la utilización de la electricidad convertida en hidrógeno o metano para su uso en el transporte. Los ciclos combinados renovables con sistemas de interacción de energías renovables y acumulación de energía.
- Biomasa. Desarrollo de cultivos energéticos específicos para la producción de combustibles de síntesis así como de materias primas para la industria química.

⁶²⁸ BMWi and BMU. (2010) *“Energy Concept 2050 for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply”*; Energy Concept 2050 for Germany with a European and Global Perspective.

⁶²⁹ Las leyes que componen el Energy Package son:

- Act to Restructure the Legal Framework for the Promotion of Electricity Generation from Renewable Energy Sources, *EEG*.
- Act on Measures to Accelerate the Expansion of the Electricity Grid.
- Act to Restructure Provisions of the Energy Industry Act *EnWG*.
- Act Amending the Act to Establish a Special Energy and Climate Fund .
- Fourth Ordinance amending the Ordinance on the Award of Public-sector Contracts.
- Act to Amend the Atomic Energy Act. AEA.
- Act Strengthening Climate-Friendly Measures in Towns and Municipalities.

⁶³⁰ BMU Energy Supply (2011), *“The Federal Government's energy concept of 2010 and the transformation of the energy system of 2011; “Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable”*. Brochures.

- Generación distribuida. Desarrollo de sistemas descentralizados de generación de calor y energía como vía para mejorar mediante las tecnologías adecuadas la eficiencia energética en el uso de las fuentes de energías renovables.
- Precios sostenibles. Mantenimiento de precios similares a los actuales.

El Ministerio de Economía y Tecnología BMWi publicó en 2012 un documento informativo *Germany's New Energy Policy. Heading towards 2050 with secure, affordable and environmentally sound energy*⁶³¹, en el que se hacía énfasis en el hecho de que la apuesta por un suministro de, al menos, el 80% de electricidad procedente de fuentes de energía renovable no era una utopía y no partía de cero. Destacaba los avances tecnológicos en los últimos años en materias como la energía solar fotovoltaica, las plantas de energía solar térmica con acumulación de energía, la energía eólica terrestre y marina, los ciclos combinados de calor y energía, las redes inteligentes, el uso de la biomasa para generación de calor, energía y combustibles, la eficiencia energética en los edificios, etc.⁶³²

El Gobierno, a través de su Ministro de Economía y Tecnología, avanzaba que la consecución de un modelo energético para el año 2050 requería decisión, resolución y perseverancia, utilizando las tecnologías avanzadas más rentables con una orientación al mercado, en el que prevalezcan las mejores soluciones. Los objetivos planteados serán objeto de un seguimiento anual para entender el grado de avance del proceso de restructuración, contando con una comisión científica y técnica en este proceso de valoración. Todo ello implica la participación e inversión de la comunidad empresarial, para lo que el Gobierno favorecería la inversión eliminando los obstáculos que se presenten. Se plantearon cinco acciones básicas:

- el desarrollo de las renovables debe avanzar en sincronía con la expansión y adecuación de la red;
- la operación de plantas de generación convencional será necesaria para garantizar el suministro de energía durante la transición;
- el compromiso con el desarrollo de las energías renovables más eficientes y con menor costo de generación;
- incentivar la eficiencia energética mediante sistemas regulatorios e incentivos;
- apoyar decididamente el desarrollo de nuevas tecnologías emergentes.

La estrategia Energy Concept 2050 nació en momentos en los que el escenario del modelo energético futuro, necesario para afrontar el cambio climático y la dependencia energética de terceros países, se entendió alcanzable a la vista del progreso de las energías renovables estimuladas por las ayudas públicas, para los que los desarrollos

⁶³¹ BMWI (2012), *Germany's New Energy Policy. Heading towards 2050 with secure, affordable and environmentally sound energy*. Special Brochure.

⁶³² UNWELT BUDENSAMT (2013), *Germany 2050 a greenhouse gas-neutral Country*.

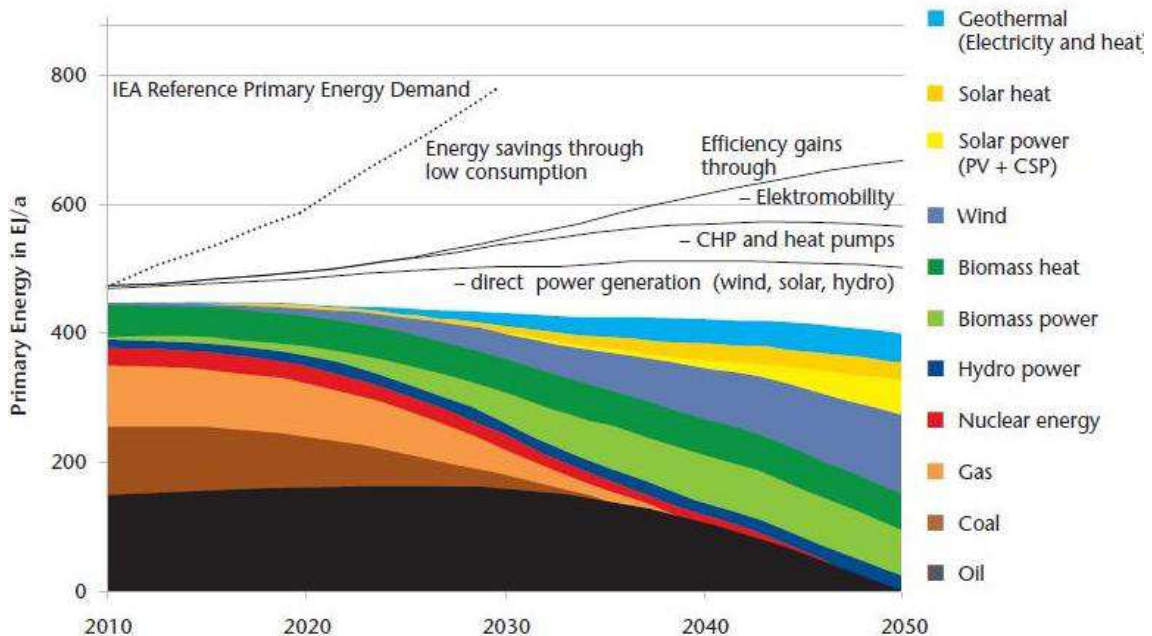
tecnológicos permitían aventurar reducciones del costo de generación a partir de fuentes renovables. Los avances en eólica marina y su dimensión energética, así como el reducido precio de las instalaciones fotovoltaicas, sirvieron de apoyo a esta estrategia 2050⁶³³. El programa de cierre de las centrales nucleares y la consiguiente reducción de la capacidad, fue también un elemento importante en la toma de decisiones.

Esta estrategia contó con el apoyo del sector de las energías renovables y de los centros de investigación y desarrollo, públicos y privados, que creyeron alcanzables los objetivos planteados. No obstante los sectores convencionales, que preconizaban un modelo energético basado en energías fósiles, impulsaron campañas de creación de opinión que ponían en duda la viabilidad del sistema y que incidieron en poner de manifiesto los elevados costos que ya pagaban los consumidores domésticos.

58.2. Previsión de la Demanda de Energía 2050

El gráfico 52 siguiente⁶³⁴, elaborado por Fraunhofer IWES, muestra la evolución global decreciente de la demanda en energía primaria y de las distintas fuentes, en el escenario 2050, en el que se considera que los combustibles fósiles –petróleo, carbón y gas– no formarán parte del mix energético, siendo sustituidos por fuentes de energía renovable.

Gráfico 53. Demanda Energía Primaria 2050.



Fuente. Fraunhofer IWES

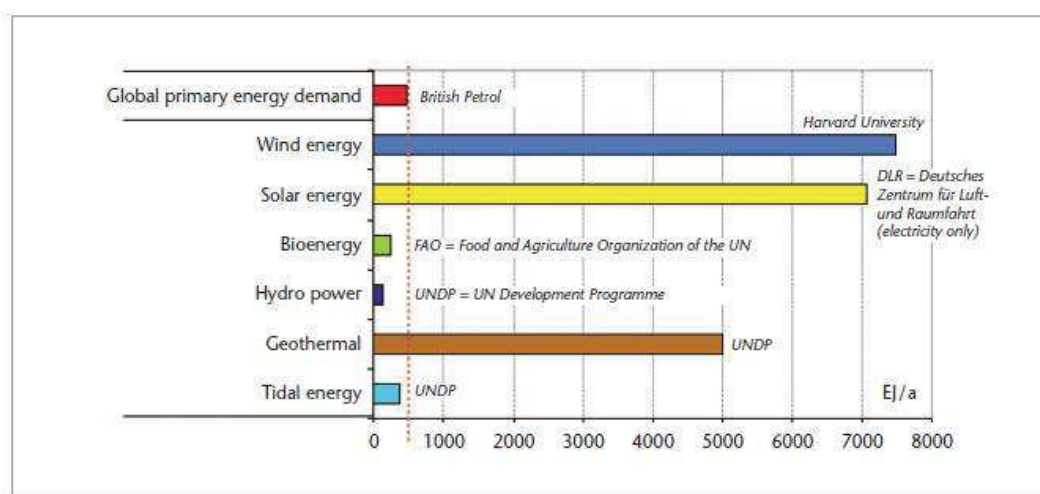
⁶³³ BMWI, (2013), "Energy reforms on path to success. Measures for a secure, affordable and environmentally friendly energy supply". Brochure

⁶³⁴ Este Gráfico tiene un error en la unidades energética. En lugar de EJ año los datos se corresponden con Mtoe/año.

El siguiente Gráfico 53 recoge una síntesis de un estudio realizado con datos de diferentes organizaciones e instituciones en el que se pone de manifiesto la elevada capacidad de generación de energía a partir de las fuentes primarias de energías renovables, orientada a alcanzar un sistema eficaz y seguro del suministro de energía, en un modelo como el preconizado en Energy Concept 2050⁶³⁵.

Mediante este concepto de reestructuración energética, el Gobierno Federal se plantea como meta el hacer frente a los desafíos en política energética y cambio climático, en un escenario en el que las fuentes de energías convencionales disminuyen y cuyo origen se concentra en regiones políticamente inestables.

Gráfico 54. Potencial global recursos renovables.



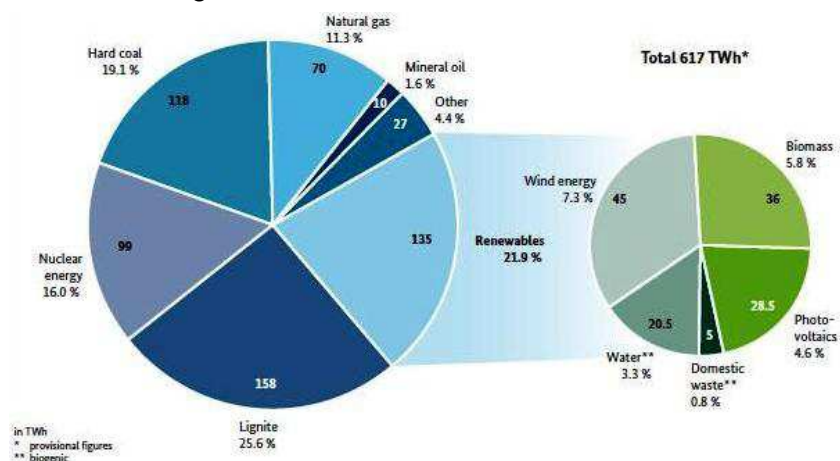
Fuente IEA.

En el año 2010, Alemania importaba el 88% de sus necesidades de gas y el 98% del petróleo necesario. La utilización de combustibles fósiles generaba el 80% de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Energy Concept 2050 se basa en cuatro pilares: metas ambiciosas, medidas concretas, financiación y seguimiento de lo planificado.

En el documento citado, Phillipp Roesler, Ministro Federal de Economía y Tecnología manifestaba que, mientras que en año el 2010 el 21,9% de la electricidad se generaba a partir de fuentes de energías convencionales, fósiles, en 2050 el 80% de las necesidades de electricidad se atenderían con generación a partir de fuentes de energía renovables, lo que requería la instalación de las redes necesarias, de los sistemas de acumulación de energía, etc., para conformar un nuevo sistema energético.

⁶³⁵ BMU (2011), "The Energy Concept and its accelerated implementation". Brochure.

Gráfico 55. Fuentes energéticas Alemania 2012.



Fuente: Germany's New Energy Policy.

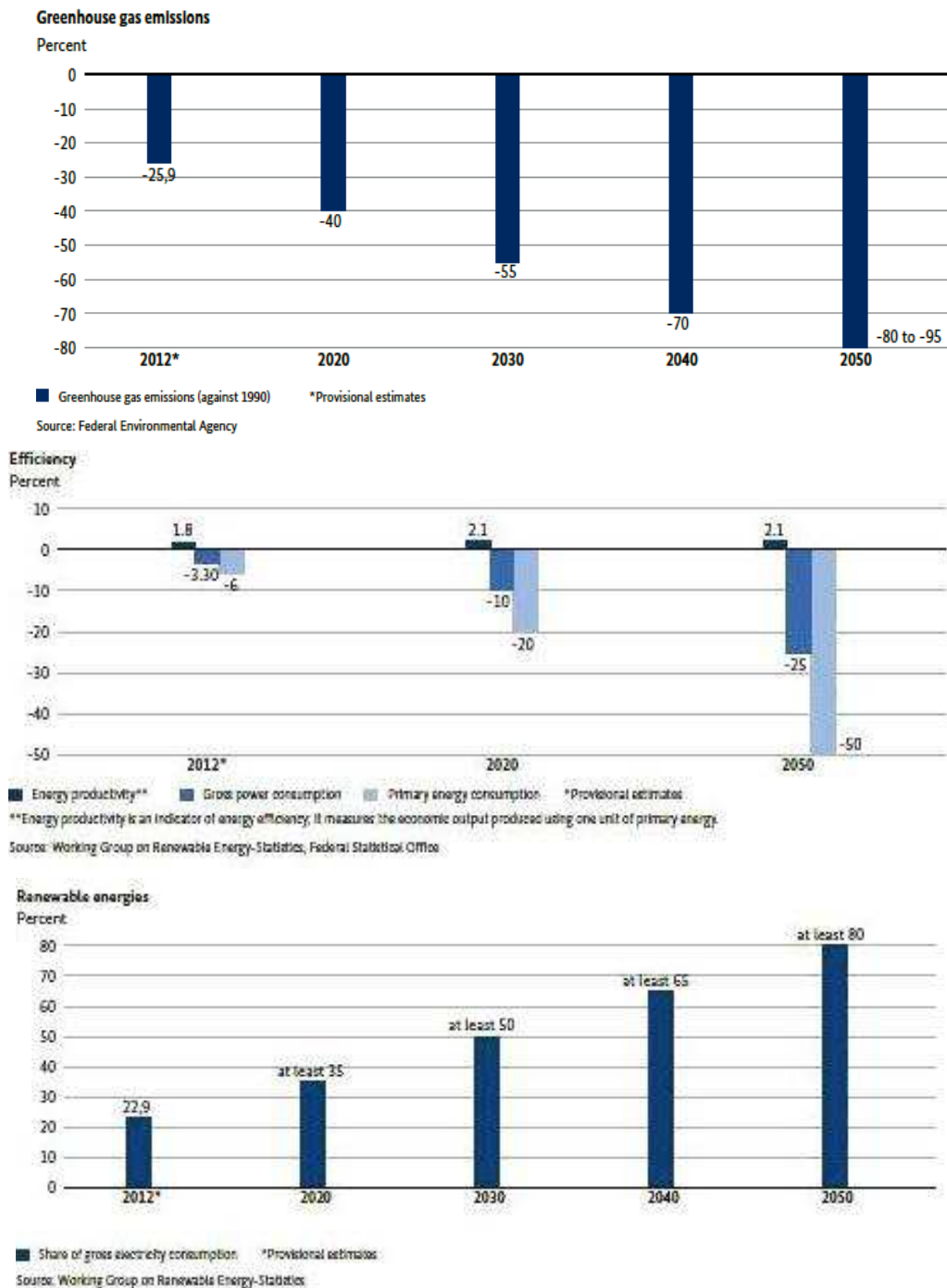
Se consideraban necesarias importantes inversiones; y en ese sentido aludía al informe de la IEA *World Energy Outlook 2011*, en el que se confirmaba que las energías renovables y la eficiencia energética, en un contexto muy favorable de desarrollo tecnológico del país –con institutos y centros de primer nivel–, son campos de gran interés económico en los que las industrias alemanas ocupan desde hace muchos años posiciones relevantes, pero que necesitan un marco fiable para sus inversiones⁶³⁶. Los objetivos cuantitativos del Gobierno Federal mediante Energy Concept 2050 son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40 % para 2020, y por lo menos el 80 % en 2050, según lo acordado por las naciones industrializadas.
- Desarrollar las energías renovables para convertirlas en el pilar del suministro energético. El objetivo es aumentar su participación en el consumo final bruto de energía en un +/- 10 % en 2010 alcanzando el 60% en 2050. La cuota de las energías renovables en el suministro de electricidad ha de alcanzar el 80 % en 2050.
- Reducir el consumo de energía en el largo plazo. En comparación con los niveles del año 2008, se plantea una reducción del consumo de energía primaria en 2050 de un 50%, lo que supone un aumento anual del 2,1 % en la productividad de la energía en relación con el consumo de energía final.
- El consumo de electricidad debe de ser en 2020 un 10% inferior al del 2008 y un 25% inferior en 2050. El consumo final de energía, en el sector del transporte, se va a reducir en un 40 % para 2050 en comparación con los niveles de 2005.

⁶³⁶ SIEMENS AG. Corporate Communications. (2013), "Opportunities for Germany's energy transition".

- Incrementar la tasa anual de reacondicionamiento energético de los edificios del 1% al 2%.

Gráfico 56. Objetivos Energy Concept 2012-2050.



El cuadro 22 representa la evolución prevista en reducción de GHG, mejora de la eficiencia energética e incremento de las energías renovables, en el horizonte 2050.

Cuadro 22. Objetivos EEG 2050.

Table: Targets of the Energiewende

	2011	2020	2050		
Greenhouse gas emissions					
Greenhouse gas emissions (compared with 1990)	-26.4 %	-40 %	2030 -55 %	2040 -70 %	2050 -80 % to -95 %
Efficiency					
Primary energy consumption (compared with 2008)	-6.0 %	-20 %	-50 %		
Energy productivity (final energy consumption)	2.0 % per annum (2008-2011)	2.1 % per annum (2008-2050)			
Gross electricity consumption (compared with 2008)	-2.1 %	-10 %	-25 %		
Share of electricity generation from combined heat and power plants	15.4 % (2010)	25 %	-		
Buildings					
Heat requirement	no data	-20 %	-		
Primary energy requirement	no data	-	around -80 %		
Rate of modernisation	approx. 1 % per annum	Doubling of levels to 2 % per annum			
Transport					
Final energy consumption (compared with 2005)	approx. -0.5 %	-10 %	-40 %		
Number of electric vehicles	approx. 6,600	1 million	2030 6 million	-	
Renewable energies					
Share in gross electricity consumption	20.3 %	at least 35 %	2030 at least 50 %	2040 at least 65 %	2050 at least 80 %
Share in gross final energy consumption	12.1 %	18 %	2030 30 %	2040 45 %	2050 60 %

En el citado informe se hace una comparación de la demanda de energía proyectada y la forma de atenderla, según el modelo de la Agencia Internacional de Energía. La IEA parte del principio de que las energías fósiles y la energía nuclear atenderán esta demanda de energía, pero este planteamiento no tiene en cuenta los objetivos de mantener el calentamiento global en un máximo de + 2º C y disminuir las emisiones de GHG en un 80-90% en 2050.

En cambio, Energy Concept 2050 muestra cómo *“la creciente demanda de servicios de energía no tiene por qué dar lugar a un nuevo aumento de la demanda de energía primaria, si se aplican consistentemente las medidas para aumentar la eficiencia; y si el crecimiento continúa, las energías renovables pueden satisfacer esta demanda a la mitad del siglo”*. El modelo de Energy Concept 2050 no considera tal aumento de la demanda sino que considera que la aplicación de medidas adicionales de eficiencia energética permita una reducción del 1% anual de la demanda de energía.

En 2014, la demanda de energía primaria ha sido de 13.077 petajoules⁶³⁷ (319,6 Mtoe) Tomando como referencia el año 2008, año en el que se inicia el impacto de la crisis en la demanda energética, el consumo de energía primaria estimado en el año 2020 será de 11.500 petajoules (275 Mtoe). En 2050, y considerando que el ritmo anual de la demanda disminuiría al menos el 1% anual, la demanda anual total de energía

⁶³⁷ 1 petajoule equivale a 0,0239 Mtoe.

primaria, calculada para 2050, sería el 50% de la del año 2008, es decir 6.035 petajoules año.

Esta energía primaria será atendida por las energías renovables, eólica, biomasa, solar fotovoltaica, solar térmica, hidráulica (a partir de las instalaciones actuales) y geotermia. Los biocombustibles de primera generación, biodiesel y bioalcohol, que se producen a partir de aceites comestibles y de maíz, se abandonan por razones de eficiencia y sostenibilidad, reforzando los incentivos al desarrollo de biocombustibles de segunda generación para la obtención de gas de síntesis y a partir de este gas obtener combustibles líquidos de distinto número de grupos -CH-.

58.3. Energy Concept 2050. Visión del Desarrollo Tecnológico.

En septiembre de 2010, el Ministerio de Medioambiente del Gobierno Federal encomendó al *ForschungsVerbund Ennuerbaure Energie FVEE*, (Asociación de Energías Renovables) un estudio en el que se plasmara la visión, desde la óptica más tecnológica, del concepto para la estrategia de energía, en Alemania en 2050, basada en el suministro del 100% procedente de fuentes primarias de energía renovable. Este concepto fue desarrollado por siete asociaciones e institutos de investigación. El documento resultante creó las bases con las cuales fue diseñado el 6º Programa Alemán de Investigación en Energía que fue adoptado por el Gobierno Federal a finales del año 2011.

Las instituciones participantes fueron:

Fraunhofer IBP. Instituto especializado en la física de edificios y que trabaja en la investigación, desarrollo, ensayos y demostración en campos como el control del ruido, el aislamiento de los edificios y el desarrollo de su eficiencia energética. Está estructurado en los siguientes campos de actividad. Acústica, Química, Biología e Higiene, Medioambiente interior, Sistemas de Energía, Ingeniería de los ciclos de vida. Higrotérmica, Tecnología de calor. Su sede principal está en *Stuttgart* con instalaciones en *Holzkirchen, Kassel, Rosenheim y Nürnberg*.

En el campo de los Sistemas de Energía, IBP trabaja en la investigación y desarrollo de sistemas eficientes de energía aplicados al conjunto del edificio y a viviendas residenciales, orientados a un suministro eficiente de energía mediante integración de las energías renovables como fuente de energía primaria para la calefacción y enfriamiento, y a la reducción de la demanda energética. El ámbito de aplicación de las soluciones se extiende desde el edificio o vivienda, hasta el nivel de distrito, particularmente en los sistemas de generación y suministro distribuido.

Fraunhofer ISE. Instituto especializado en sistemas de Energía Solar y en el desarrollo de componentes materiales y procesos en los campos del uso de la energía solar, en tres campos de actividad: Investigación de materiales, Tecnologías de superficie, Óptica y Fotónica. Su

sede central está en *Gelsenkirchen, Westfalia*, con centros en *Freiburg, Halle* y en US, en *Boston y Albuquerque*. Emplea a 1.300 personas.

Desarrolla su actividad en 12 áreas de negocio o actividad: Eficiencia energética en edificios, Módulos y Plantas fotovoltaicas, Sistemas electrónicos en eficiencia energética, Silicio Fotovoltáico, Tecnología Solar térmica, Emisiones cero en movilidad, sistemas de concentración para tecnologías FV III y IV, Tecnología de células de combustible e hidrógeno, Tecnologías de almacenamiento, Nuevas células solares, Sistemas de integración en red, y Análisis de Sistemas Energéticos. Todo ello a través del desarrollo de la tecnología, diseño de prototipos, hasta la construcción y demostración de sistemas.

Fraunhofer IWES. Instituto especializado en Energía Eólica y en sistemas de integración en la red en aspectos como tecnologías de operación de aerogeneradores y parques eólicos, dinámica de aerogeneradores y componentes, componentes para rotors, tren de potencia y cimentaciones, ensayos y evaluación de aerogeneradores, estudios de viento en on y offshore, convertidores de energía, almacenamiento de energía, integración en la red y análisis de redes. Sus sedes principales están en *Bremerhaven y Kassel* con instalaciones y departamentos en *Oldenburg, Bremen y Hannover*.

Cuenta con 10 departamentos en los que desarrollan las actividades descritas: Palas y rotor, Ingeniería de tren de potencia y tecnología de sistemas, estructuras de soporte, simulación de aerogeneradores, ingeniería de sistemas y distribución a la red, economía de la energía y operación de la red, planificación de parques y operación, almacenamiento de energía, energía marina y, finalmente, un departamento de tecnologías en bioenergía que se separa de las actividades centrales del Instituto.

Entre sus laboratorios e instalaciones de ensayos destacan la planta de ensayos de palas y rotors, ensayos de estructuras, parques experimentales marinos y ensayos de redes inteligentes y electro movilidad.

ISFH (Institut für Solarenergieforschung Hameln). Instituto especializado en tecnologías de nuevos materiales fotovoltaicos y sistemas de captadores solares de energía. Un departamento está especializado en ensayos de caracterización de sistemas fotovoltaicos y ensayos de captadores solares, además de ocuparse de la formación. Tiene actualmente 150 empleados y su sede central está en *Hannover*.

IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme). Instituto orientado a la aplicación de la investigación y desarrollo en el área de nuevas tecnologías y futuros mercados en el campo de la energía y materiales, con el objetivo de dar soporte al medioambiente y a la protección del clima. Está especializado en el estudio de los mercados eléctricos, las actividades relacionadas con la red eléctrica así como en bioenergía, en edificación sostenible. Cuenta con instalaciones de ensayos en colectores solares, convertidores de energía y en purificación de biogás. Su sede principal está en *Saarbruecken, Saarland*.

ZAE Bayern. (Bayerischen Zentrum für Angewandte Energieforschung). Centro de Investigación aplicada en Energía, así como formación, entrenamiento y asesoramiento en el campo de la energía. Tiene tres divisiones en *Würzburg, Erlangen y Garching* y emplea a 180

personas. Sus áreas de especialización son Fotovoltaica, Acumulación de Energía, eficiencia energética en edificios y procesos con tecnologías transversales en nanotecnología, termofísica y termosensórica, y modelización de sistemas.

ZSW. Instituto formado por el Estado de *Baden-Württemberg*, las universidades de *Stuttgart* y de *Ulm* y el *Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt e.V* (Centro Alemán de Investigación Aeroespacial) y en el que participan importantes y conocidas empresas como *Robert Bosch GmbH*, *DaimlerChrysler AG*, *Telefunken Electronic GmbH*. Tiene instalaciones en *Stuttgart*, *Ulm* y una planta piloto de ensayos fotovoltaicos en *Widderstall*. Sus actividades se centran en materiales y módulos fotovoltaicos. Combustibles renovables, acumuladores de energía y células de combustible.

Como resultado del estudio encomendado, en Junio de 2010 se publicó el documento informativo⁶³⁸: *“Energy Concept 2050 for Germany with a European and Global Perspective”*. En su resumen ejecutivo, se expone que el Concepto de Energía 2050 está sustentado en el uso eficiente de los recursos energéticos y por el suministro de la energía a partir de fuentes primarias de energías renovables, lo que conduce a una menor dependencia energética. La implementación del Concepto de Energía 2050, significa que el sistema de energía debe pasar de un sistema centralizado a un sistema descentralizado e inteligente⁶³⁹ en el que la construcción de redes de transmisión de energía, en forma de corriente continua (HDVC)⁶⁴⁰, se plantea como muy necesaria.

Un sistema robusto de suministro de energía ha de estar basado en un mix de generación de energías renovables tales como la hidráulica, fotovoltaica, solar térmica, residuos de biomasa, geotermia y energía de las olas. El documento indica que, tanto en Alemania como en Europa, el potencial de las energías renovables es significativamente más alto que la demanda de energía. La electricidad es el vector energético universalmente aplicable y ha de formar parte de las soluciones alternativas a los combustibles fósiles. En 2050 la electricidad procederá de los parques eólicos y las plantas fotovoltaicas. El biogás, el hidrógeno y el metano contribuirán a la generación combinada de calor y energía.

⁶³⁸ FRAUNHOFER and others Institut. (2010), *“Energy Concept 2050 for Germany with a European and Global Perspective”*. Prepared by the *“Sustainable Energy System 2050” expert committee of the ForschungsVerbund Erneuerbare Energien*

⁶³⁹ BMWI and BMU (2012) *“Smart Energy made in Germany. Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy”*. B.A.U.M. Consult GmbH, Munich/Berlin. 2012

⁶⁴⁰ Los sistemas de transmisión en continua HDVC ofrecen ventajas con respecto a la transmisión de energía eléctrica en alterna, principalmente en largas distancias, tanto por reducción de las pérdidas de transmisión, como por la menor inversión necesaria para transmitir la energía. Especialmente interesante en el transporte submarino de energía donde los fenómenos de pérdidas por capacitancia de los conductores submarinos en alterna son de mayor dimensión.

Aunque en un sistema energético basado en un mix de energías renovables y emplazamientos en diferentes regiones se disminuirán las incertidumbres de la aleatoriedad de las fuentes de energías renovables, una máxima flexibilidad hace necesario la construcción de sistemas de acumulación de energía basados en sistemas electro químicos para pequeñas demandas o en sistemas químicos, utilizando el hidrógeno y el metano sintético (producido con energía renovables y CO₂) para la generación de electricidad.

El informe se divide en tres apartados. El primero de ellos contempla el sistema de energía en 2050, basado en energías renovables, y en el que se analiza la demanda de energía, los componentes tecnológicos y su potencial en 2050 y la funcionalidad del sistema. En el segundo apartado, se analiza la transformación del actual sistema de generación y consumo de energía en el sistema de Energía Sostenible en 2050. Y el tercer apartado analiza la investigación y el desarrollo desde el punto de vista de *Energy Concept 2050* y los objetivos a largo plazo. Por razones prácticas, y por su carácter más estratégico y no tanto instrumental, me voy a centrar en hacer una síntesis del primer y tercer apartado.

Entre la amplia literatura que trata el desarrollo tecnológico como aspecto fundamental en la viabilidad de una transición energética con bajas emisiones de GHG y costos razonables he seleccionado los indicados a pie de página.⁶⁴¹

58.4. Desarrollo energético de lado de la demanda en 2050.

El informe de los centros tecnológicos considera que habrá un cambio progresivo de paradigma en las formas de generar y consumir la energía y un avance significativo en la necesaria acumulación de energía, en un sistema basado en fuentes primarias de energía renovables, en cuya producción los procesos intermedios adquieren gran importancia. Por ejemplo, a partir del calor se puede producir electricidad y con la electricidad calor y trabajo. Con la electricidad se puede producir hidrógeno y con el hidrogeno electricidad. Es por tanto un sistema más abierto, menos lineal, que el actual modelo.

⁶⁴¹ JACOBSSON, S. & JOHNSON, A. (2000), "The Diffusion of Renewable Energy Technology: An Analytical Framework and Key Issues for Research". *Energy Policy*, 28, (9), 625-640. Cfr.- JACOBSSON, S. & BERGEK, A., 2003, "Energy systems transformation: the evolution of technological systems in renewable energy technology". *Industrial and Corporate Change*, Vol 13(5) pp 815-849; DINCER, I. (2000), "Renewable energy and sustainable development: a crucial review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4(2), 157-175; BULL, S. R. (2001). "Renewable energy today and tomorrow". *Proceedings of the IEEE*, 89(8), 1216-1226; JACOBSSON, S. & LAUBER, V. (2006). "The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology". *Energy policy*, 34(3), 256-276; BATTAGLINI, A., LILLIESTAM, J., HAAS, A. & PATT, A. (2009). "Development of SuperSmart Grids for a more efficient utilisation of electricity from renewable sources". *Journal of cleaner production*, 17(10), 911-918; RICHTER, M. (2013). "Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy". *Energy Policy*, 62, 1226-1237.

Tres retos importantes son necesarios resolver para que el modelo planteado sea factible. En primer lugar, dada la aleatoriedad de la energía eólica y solar, es fundamental el desarrollo de sistemas de acumulación de energía. En segundo lugar, conociendo que la potencialidad de las energías renovables es variable en función de las distintas localizaciones geográficas, y no siempre coincidentes con las localizaciones de mayor demanda, es necesario el desarrollo de sistemas de transporte y distribución eficientes y bien interconectados. En tercer lugar las nuevas tecnologías han de permitir la constante reducción de los costos de energía.

Es evidente, dice el documento, que el problema de atender a la demanda desde un punto de vista cuantitativo no existe. Sin embargo, es cierto que la aleatoriedad y variabilidad de la generación es un tema que debe de ser estudiado. Un aspecto a resolver y un reto tecnológico de primer nivel es el desarrollar sistemas de almacenamiento de energía entendiendo que las necesidades de almacenamiento del modelo basado en energías renovables son mucho mayores que en el modelo convencional actual. En este sentido el informe de FVEE plantea los distintos caminos a seguir, algunos de ellos ya en aplicación.

Hasta el presente, ha habido muy pocos desarrollos en almacenamiento de energía tanto en forma de electricidad como en forma de calor. A ello ha contribuido sin duda el hecho de que tanto el petróleo como el gas son dos fuentes de energía primaria fácilmente acumulables, con una logística soportada en infraestructuras muy desarrolladas y con instalaciones que permiten su inmediata transformación en electricidad o calor. Por el contrario las energías renovables, como fuentes primarias de energía, carecen de esta cualidad, son aleatorias, (excepto en el caso de la biomasa y en menor grado en la geotermia) y requieren de procesos de transformación más lentos y complejos.

1.- Almacenamiento de energía para producción de electricidad o calor.

El sistema de acumulación de energía más eficiente en la actualidad es el del aprovechamiento de la energía hidráulica en grandes embalses⁶⁴². Sin embargo, los efectos medioambientales y la contestación social que se derivan de los proyectos de construcción de estas grandes infraestructuras hacen difícil, en la práctica, este sistema. Su alternativa, la generación hidráulica fluyente, de menor impacto ambiental, tiene muy poca capacidad de acumulación.

⁶⁴² Un proyecto de referencia en Europa de acumulación de energía procedente de la energía eólica es el Proyecto de la isla de El Hierro en Canarias. Dos pequeños embalses de 500.000 m³ y 250.000 m³, un parque eólico de 10 MW, y un grupo de bombeo de 10 MW componen un sistema aislado que ha llegado a generar el 100% de la electricidad consumida en la isla, en torno a los 48 GWh año. Un sistema similar, con menor impacto ambiental, es el de grandes reservorios de agua subterráneos a distintos niveles, sistema aplicable a los embalses actuales para su uso adicional como sistemas de acumulación de energía.

En Alemania, la asociación regional Neckar-Alb del Estado de Baden-Württemberg, que incluye 67 municipios, ha puesto en marcha un plan, en 2013, para la instalación de sistemas de acumulación de energía. Según la organización Ecoprog GmbH, existen en el mundo 350 centrales de acumulación de energía operativas, y se estima un mercado para estas tecnologías de 56.000 millones €, Uno de los sistemas analizados por Neckar Alb está basado en la construcción de un pozo vertical con un pistón interior, tal como se recoge en la figura 56 siguiente.

Otro sistema de acumulación de energía es el denominado flywheel, sistema de volante de inercia acoplado a un motor/generador que tiene, en general, una muy pequeña capacidad de acumulación de energía y su uso se limita a atender fallos instantáneos de una red. Los últimos desarrollos en fibra de carbono, al vacío, con cojinetes de campo magnético alcanzan las 100.000 rpm. Y con ello se consiguen mayores acumulaciones de energía.

Gráfico 57.

Acumulación por embolo en pozos

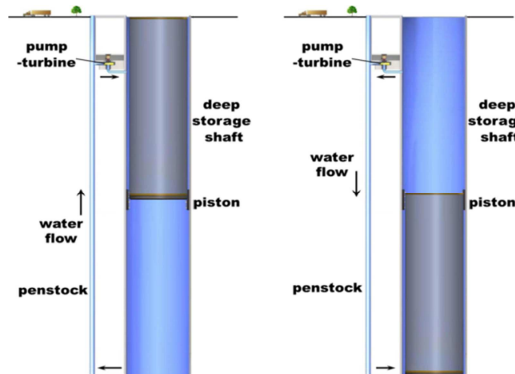


Gráfico 58.

Acumulación por embalses



Un sistema de acumulación con dimensiones energéticas adecuadas es el almacenamiento en yacimientos de gas ya agotados de energía, tecnología de almacenamiento ya probada y segura. Su utilización es válida para el almacenamiento de gas metano CH_4 renovable, generado por reacción de H_2 de origen electroquímico y CO_2 atmosférico, (Proceso Sabatier⁶⁴³ utilizado por la NASA para la absorción química del CO_2 de las aeronaves). Menos desarrollado por el momento es el almacenamiento de hidrógeno o la mezcla de metano e hidrógeno (hitano) obtenido por electrolisis y gasificación. Como hemos visto en el apartado Sector Energético del Gas la capacidad total de almacenamiento en Alemania es de 252.392 GWh, sin contar los nuevos almacenamientos en Austria.

⁶⁴³ Paul Sabatier, químico francés nacido en Carcassone en 1854 fue un experto en catalizadores de reacciones químicas y desarrollo el proceso de hidrogenación catalítica de aceites, base principal para la formulación de margarinas. En 1912 se le concedió el premio Nobel compartido con otro importante químico francés Vincent Grignard. La Universidad de Ciencias de Toulouse lleva el nombre de Paul Sabatier.

La generación de hidrógeno renovable, por electrolisis del agua con electricidad procedente de fuentes de energías renovables recuperará el olvidado carácter de vector energético del hidrógeno⁶⁴⁴, tan preconizado hace una década, principalmente orientado a la generación de electricidad mediante células de combustibles y turbinas de gas tanto para el consumo residencial a pequeña escala como en vehículos de transporte. El rendimiento de transformación total, desde la energía necesaria para la electrolisis hasta su uso como energía secundaria es, aún hoy, del 45%.⁶⁴⁵

En general la energía térmica puede ser almacenada en forma de calor sensible o de calor latente. En el primer caso, el agua es el vehículo más frecuente para el almacenamiento en grandes volúmenes de energía térmica procedente de fuentes renovables como la solar, energía utilizada para calentamiento de edificios. En el caso del calor latente con pequeños gradientes de temperatura se utilizan las tecnologías de cambio de fase utilizadas habitualmente para enfriamientos de edificios mediante sustancias cuyo punto de fusión está comprendido entre 20° C y 25°C y que en su fusión absorben energía térmica del recinto a enfriar.

Para el almacenamiento de altas cantidades de energía térmica existen ya tecnologías probadas en las plantas de solar térmica de concentración mediante sistemas de acumulación de energía por medio de sales fundentes, sistema eficiente por el que se pueden alcanzar temperaturas próximas a 400°C, pero aún con ciertas dificultades operativas y costos elevados de mantenimiento. El informe considera el desarrollo de sistemas combinados de calor y energía más eficientes en actividades de alto consumo de energía con producción de calor residual en industrias tales como fundiciones, cementeras o fabricantes de vidrio.

En cuanto al almacenamiento de calor de bajo nivel de entalpía, los desarrollos se han de centrar en sistemas de acumulación de calor con materiales de cambio de fase y de absorción (ciclos Rankine orgánico), y en la reducción de las pérdidas de calor en los almacenamientos. Estos nuevos materiales favorecerán el desarrollo de tecnologías de solar térmica de alta temperatura. Los nuevos sistemas de almacenamiento han de abrir la oportunidad de instalación en edificios de sistemas de calefacción y enfriamiento y en mayor escala la producción de electricidad a costos más reducidos.

⁶⁴⁴ RIFKIN, J. (2002), *The Hydrogen Economy*, Ed. Penguin Putnam, Inc. NY. Jeremy Rifkin fue un gran defensor del vector hidrógeno. Su publicación conmovió a las autoridades energéticas del mundo desarrollado; muchos de sus postulados están aún vigentes.

⁶⁴⁵ La densidad energética del hidrógeno es baja comparada con otros combustibles; por ejemplo, el metano tiene tres veces más poder calorífico que el hidrógeno por unidad de volumen.

2.- Almacenamiento de electricidad.

El almacenamiento de electricidad⁶⁴⁶ es tecnológicamente mucho más complicado y menos eficiente que el almacenamiento de energía primaria. Las tecnologías de almacenamiento de electricidad se han limitado a las baterías, baterías de flujo y a los sistemas híbridos entre baterías y supercondensadores. Estos sistemas de acumulación han de evolucionar para mejorar sus costos y permitir que sirvan de pulmón de electricidad para atender las fluctuaciones de generación de la fotovoltaica y eólica.

A largo plazo será conveniente avanzar en desarrollos tales como:

- Baterías de alta densidad energética del tipo ion-litio, destinadas a la movilidad mediante vehículos eléctricos.
- Almacenamiento descentralizado mediante baterías de flujo red-ox destinadas a viviendas.

3.- Transmisión y distribución de energía.

Como se avanza en el resumen ejecutivo del informe, los autores hacen un especial énfasis en la creación de una gran red europea de transporte de electricidad basada en el sistema de energía continua HVDC que permite una mayor capacidad de interconexión, entre las instalaciones renovables marinas y terrestres de generación de electricidad del mar del Norte y las plantas de generación solar del sur de Europa eólicas.

4.- Sistemas descentralizados y redes de distribución de gas y electricidad.

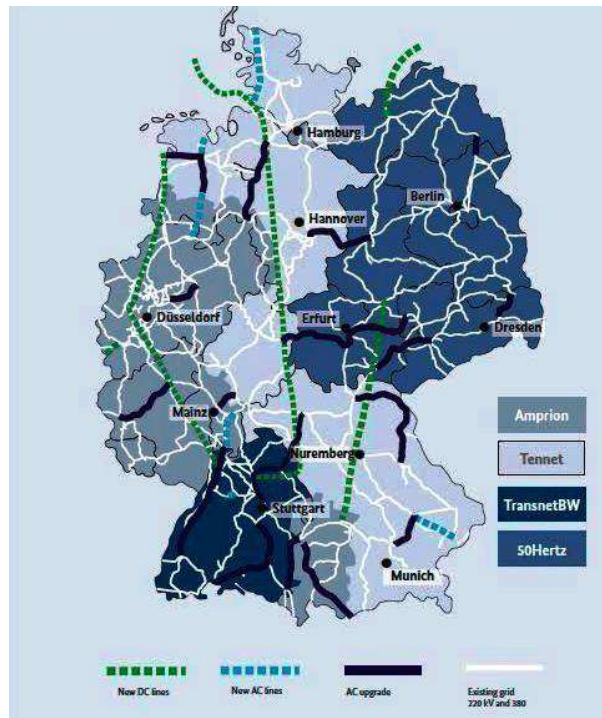
El metano renovable y la electricidad son dos fuentes que permiten, que cada una de ellas sea convertida en la otra. Recordemos los sistemas de generación de electricidad por ciclos combinados a partir de gas metano y la producción de metano vía hidrógeno electrolítico por medio de la electricidad. El hidrógeno puede producirse y utilizarse también por ambas vías. Esta nueva visión de la generación flexible permite la creación de compañías de servicios energéticos con redes de gas y energía que atienden a distintos tipos de consumo.

En el Gráfico 58 siguiente, podemos observar en blanco las redes de distribución existentes en una tensión de 220-380 kV. En azul la ampliación y puesta al día de nuevas redes de corriente alterna; las nuevas líneas en corriente alterna HVAC y continua HVDC se identifican en verde. Observamos que las conexiones principales en el eje norte-sur se proyectan en corriente continua HVDC.

⁶⁴⁶ STORE, HSU & NTUA. (2013), "Germany Overview of the electricity supply system and an estimation of future energy storage needs" Research Report.

Un mayor parque de unidades de producción de energía eléctrica, necesario para atender la demanda, pero cuya producción no pueda ser consumida en el momento de la producción, obligará como hemos visto a la acumulación en forma de gas metano o de hidrógeno. Se estima que el 50%-60% de la electricidad puede convertirse en metano para su distribución en los gasoductos existentes o en nuevas infraestructuras. Este sistema permite la estabilización de la red de energía mediante la flexibilidad del sistema energético para producir gas o electricidad según la demanda.

Gráfico 59. Proyectos líneas eléctricas alta tensión.



5.- Redes de distribución de calor.

La energía térmica procedente de la energía solar térmica, geotermia o de combustión de residuos industriales, requiere de redes de calor para su conducción a los puntos de consumo, redes que son utilizadas en muchas ciudades europeas, principalmente de Dinamarca. Las redes de calor pueden ser utilizadas para aplicaciones de calefacción y de enfriamiento en edificios; facilitan la gestión de la energía en forma de calor para operación de plantas CHP y el uso en sistemas para la calefacción y el frío en edificios, en los que los sistemas pasivos de eficiencia energética han de proporcionar, en primera instancia, una gran reducción de consumo.

Los retos tecnológicos descritos que se plantean para alcanzar los objetivos de la Estrategia 2050 ponen de manifiesto el enorme esfuerzo necesario en investigación y desarrollo que permitirá la puesta en práctica de sistemas y equipamientos que conduzcan al éxito del modelo planteado.

6.- Generación de electricidad fotovoltaica.

Los precios de los materiales fotovoltaicos y, en consecuencia, el de las células solares y del conjunto del sistema fotovoltaico han descendido de una manera importante⁶⁴⁷. Y la tendencia de reducción de costos y precios continúa, lo que permite pensar que un costo más bajo de la electricidad producida, favorecerá una expansión de las instalaciones que supongan una importante contribución a los objetivos 2050. Los desarrollos tecnológicos deben ir orientados a reducir los costos de la energía y la integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos en los edificios y residencias.

A largo plazo las investigaciones y desarrollos necesarios pasarán por:

- Alcanzar una eficiencia energética de los módulos del 22 %⁶⁴⁸.
- Desarrollar técnicas eficientes para la recuperación de material silicio de los módulos (en especial la separación del sustrato cristalino del material de recubrimiento).
- Mejorar los sistemas de conexiones entre módulos.
- Desarrollo de tecnologías de capa fina, incluso en base silicio.
- Procesado de superficies de mayor tamaño.
- Mejora de las prestaciones de los módulos fotovoltaicos como tejados.
- Desarrollo de sistemas de concentración que alcancen hasta el 50% de rendimiento energético.

7.- Electricidad de plantas solares térmicas.

Los autores del informe consideran que la energía solar puede ser una fuente importante de energía que atienda una buena parte de la demanda, integrando en el sistema el *co-firing* de combustibles biogénicos. Insiste en la necesidad de una red eléctrica eficiente que opere en corriente continua HVDC para canalizar la energía solar del Sur al Norte y la Eólica del Norte al Sur.

Las plantas solares térmicas necesitan de mejoras en los sistemas de captación y concentración que reduzcan el costo y aumenten la vida útil de la instalación. Se requieren nuevos transportadores de energía de mayor estabilidad térmica y el desarrollo de nuevos receptores en la torre solar, así como resolver la operación a altas temperaturas hasta los 1.000° C.

A medio y largo plazo los desarrollos necesarios están orientados a la mejora del rendimiento y de la operación y en definitiva a la reducción de costos:

⁶⁴⁷ En el año 2008 los precios totales de instalación de una planta fotovoltaica se consideraban en el entorno de 6 €/Wp instalado. En la actualidad, 2016, una planta fotovoltaica de más de 100 kW, puede construirse por menos de 1,0 €/Wp utilizando paneles homologados CE.

⁶⁴⁸ El rendimiento de los paneles de Si policristalino es cercano al 15%.

- Mejorar y aumentar la eficiencia de los sistemas parabólicos y en los sistemas de acumulación de energía con sales fundentes más allá de los 400° C.
- Reducción en costos de los sistemas de concentración y sistemas de seguimiento solar.
- Desarrollo de receptores solares de alta temperatura, operando por encima de los 500°C.
- Mejora de la gestión y mantenimiento de las plantas solares.

8.- Electricidad de la energía eólica.

Como viene siendo una constante, los nuevos desarrollos en la eólica *onshore* se centran en la reducción de los costos de energía, mediante la aplicación de nuevas tecnologías en materiales compuestos, el desarrollo de estudios de dinámica de fluidos en aspectos aerodinámicos, así como tecnologías de aeroelasticidad, acústica de los generadores, y en la mejora en la estandarización de procesos productivos. En energía eólica *offshore* los desarrollos van orientados a la necesaria reducción de costos de energía, a los aspectos mecánicos y estructurales para superar las duras condiciones marinas y a la accesibilidad en nuevos emplazamientos⁶⁴⁹.

9.- Electricidad de la energía geotérmica.

Los autores reconocen que la energía geotérmica para la generación de electricidad está lejos de ser competitiva, y recomiendan trabajar en la curva de experiencia para hacer más eficiente con costos más reducidos de la electricidad generada. Para ello se crean los programas *Enhanced Geothermal Systems* orientados a los depósitos subterráneos de agua caliente localizados en zonas volcánicas o tectónicamente activas. Sin embargo hay una importante contestación social a estos aprovechamientos debido a problemas ambientales y de sismicidad.

El objetivo a largo plazo es mejorar las técnicas y costos de perforación y los sistemas de conversión de la energía térmica en electricidad.

10.- Electricidad y calor de células de combustible.

Las células de combustible son sistemas eficientes de conversión de combustibles como el hidrógeno, o el metanol renovable, en electricidad sin generar contaminación ni emisiones GHG. Su utilidad está demostrándose en coches eléctricos, sistemas descentralizados de generación de electricidad y calor e incluso en sistemas a red.

A largo plazo los desarrollos tecnológicos han de pasar por:

⁶⁴⁹ Es significativo que el enunciado de las escasas acciones a largo plazo que se proponen es muy genérico, poco concreto. Se obtiene la conclusión de que se considera que las tecnologías eólicas *onshore* y *offshore* están ya en una buena senda de desarrollo y que las propias dinámicas del sector van a contribuir a la necesidad a la solidez de la tecnología y a la reducción de costos.

- Electroodos menos costosos con nuevos materiales más económicos.
- Recubrimientos de electroodos más económicos.
- Evitar los mecanismos de descomposición en cadena.
- Alargar la vida útil de las células de combustible y su densidad de carga.

11.- Energía de la Biomasa.

Un primer paso es conocer la biomasa potencial disponible, incluidos los residuos biogénicos, teniendo en cuenta los aspectos de conservación de suelos, aprovechamientos forestales sostenibles y las implicaciones económicas y sociales del uso de la biomasa. A corto plazo el desarrollo de tecnologías satelitales han de contribuir a la evaluación y predicción de la biomasa aprovechable.

El camino del uso eficiente de la biomasa para la producción de electricidad y calor y combustibles pasa por la poligeneración. La obtención de gas de síntesis a partir de biomasa almacena un 75 % de su energía primaria total, gas que tiene usos tanto para movilidad como para generación de calor y electricidad.

12.- Biocombustibles.

Energy Concept 2050 contempla la utilización de residuos de biomasa procedentes de residuos de explotación forestal, residuos de industria conservera, y cultivos específicos no alimentarios para la producción de biocombustibles en especial para la generación de metano renovable, hidrógeno y calor, prescindiendo de los cultivos alimentarios como el maíz o la colza, para la producción de bioalcohol o biodiesel.

13.- Producción eficiente de hidrógeno.

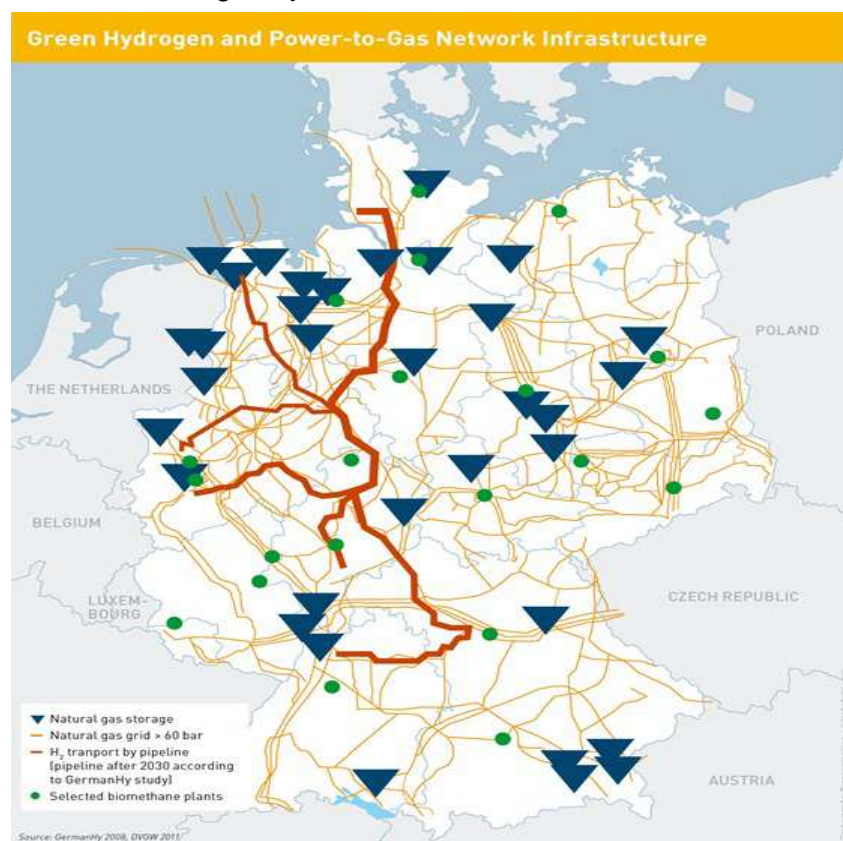
La conversión de las energías renovables en hidrógeno necesita de procesos eficientes que mejoren los ratios de aprovechamiento energético y los costos de producción. La electrolisis del agua mediante electricidad renovable se presenta como la opción más sensible en cuanto a eficiencia energética.

Las tecnologías solares de alta temperatura y los ciclos termoquímicos en los que la energía solar es utilizada directamente presentan una gran oportunidad para producir hidrógeno con mayor eficiencia y menores costos. Los procesos catalíticos de hidrólisis directa del vapor de agua son una opción en desarrollo a tener en cuenta.

A largo plazo los desarrollos preconizados son:

- Reducción de costos de materiales en los electrolizadores.
- Desarrollo de procesos termoquímicos.
- Producción por medio de sistemas solares y materiales catalíticos biológicos o nanotecnológicos.
- Almacenamiento de hidrógeno o biometano, en gran escala, en cavernas.

Gráfico 60. Redes de hidrogeno y conexión con red de Gas.



14.- Producción eficiente de metano.

Alemania, según los autores del documento, necesita acumular energía de fuentes renovables en una cantidad de almacenamiento de 20 TWh, que equivale al consumo de 2 días⁶⁵⁰ (en mi opinión puede resultar insuficiente para compensar los huecos de generación en renovables, más aún si el sistema de transporte de electricidad y gas, aunque bien interconectado, esta regionalizado). Estas reservas, dada su dimensión, solamente pueden provenir de vectores energéticos químicos de alta densidad energética como el hidrógeno, el metano y el sustituto del gas natural GNS. El proceso de producción de metano requiere de la producción de hidrógeno renovable y del proceso de reducción del CO₂⁶⁵¹. Surge una segunda familia de gas de alto contenido en metano y bajo porcentaje en nitrógeno y dióxido de carbono con un PCS de 11 kWh/m³.

La electricidad y el metano son fuentes de energía recíproca, de manera que tanto la electricidad sirve para producir metano, como el metano para la producción de electricidad. En momentos de exceso de energía renovable, ésta se puede acumular

⁶⁵⁰ En mi opinión puede resultar insuficiente para compensar los huecos de generación en renovables, más aún si el sistema de transporte de electricidad y gas, aunque bien interconectado, está regionalizado.

⁶⁵¹ En 2007 CENER exploró la viabilidad de la ruta de obtención de metanol a partir de la reducción del CO₂ con H₂ por vía catalítica.

en forma de metano; en momentos de carencia se puede generar electricidad y calor mediante ciclos combinados o, en menor dimensión de energía, mediante pilas de combustible.

15.- Uso del CO₂ como materia prima.

Los esfuerzos para la reducción del cambio climático a consecuencia de los gases de efecto invernadero han estado centrados en la reducción de las emisiones y en la forma de mantener el nivel de CO₂ por debajo del nivel de 400 ppm, lo que teóricamente limita el calentamiento global a los +2° C.

Por ello han surgido tecnologías de captura y secuestro de CO₂ en yacimientos agotados o en el fondo del mar, como ya he comentado. Surgen otros mecanismos menos complejos, que parten del planteamiento de mantener el nivel actual de emisiones por medio de un uso intensivo y eficiente de las energías renovables, dejando a la naturaleza el papel de secuestrador activo de CO₂ mediante la fotosíntesis y utilizando el CO₂ como combustible con balance cero de emisiones. En este sentido el desarrollo de tecnologías eficientes para convertir el CO₂ en metano, metanización, puede ser un camino sumamente interesante para el mantenimiento de los niveles atmosféricos.

58.5. Eficiencia Energética.

Los sistemas pasivos de reducción del consumo de energía adquieren en el modelo 2050 una gran importancia, principalmente en los edificios, a los que los sistemas de generación de electricidad de fuentes renovables podrán aportar, en 2050, una gran parte de la energía consumida. Pero sin duda los sistemas activos más eficientes en su rendimiento y que sean capaces de captar energía con bajos niveles de entalpía, como las bombas de calor y los ciclos orgánicos *rankine*, reducirán la demanda de generación de equipamientos más complejos.

La Investigación y Desarrollo a largo plazo en eficiencia energética, se debe de centrar en la reducción del consumo y el incremento de los sistemas basados en energías renovables:

- Viviendas pasivas, viviendas “energy plus” y solarmente activas.
- Mejora del costo efectividad de los sistemas de aislamiento de calor y la inclusión de conductos para recuperación de calor y de la energía solar.
- Sistemas de acondicionamiento de aire con recuperación de calor. Protecciones solares automáticas en vidrios.
- Acondicionamiento térmico compatible con bajos niveles de sonoridad.
- Sustitución de calderas por bombas de calor e instalación de sistemas de control de CHP para el aprovechamiento óptimo de las fluctuaciones de demanda y suministro de energía.

- Creación de sistemas de comercialización de calor y frío procedente de residuos mediante “*district heating*” y el desarrollo de sistema capaces de actuar en función de la demanda.

58.6. Movilidad.

Desde el punto de vista del cambio climático y de la reducción de las emisiones, se plantea como necesaria la transición de los vehículos movidos con combustibles fósiles a vehículos eléctricos, en los que ya hoy se consiguen rendimientos energéticos del 80 % de la energía almacenada con respecto a la energía suministrada. Los vehículos híbridos son el camino a la transición al vehículo eléctrico para el que se requiere mejorar sus prestaciones y su autonomía.

El futuro coche eléctrico será posible gracias a la combinación de baterías, células de combustibles y supercondensadores por lo que los autores recomiendan el desarrollo en paralelo de dichas tecnologías. Además, indican que será necesario:

- Mejorar la eficiencia energética de los motores eléctricos al 98%.
- La instalación de sistemas de alimentación de energía por inducción en las calles.
- La evolución de sistemas eléctricos de los vehículos de transporte de pasajeros hacia el hidrogeno o metano renovable como fuente de energía para su conversión, mediante células de combustible, en electricidad.
- Desarrollo de los supercondensadores para aumentar su capacidad de acumulación de electricidad y el desarrollo de convertidores de energía para la carga de baterías con las menores pérdidas posibles.
- Mejora de las infraestructuras de carga de vehículos y de su intercomunicación entre la red el vehículo y el usuario.
- El desarrollo del conocimiento de los mecanismos termoquímicos para mejorar los tiempos de carga de las baterías evitando los fenómenos exotérmicos, (*thermal runaway*) especialmente en las baterías de ion litio.⁶⁵²

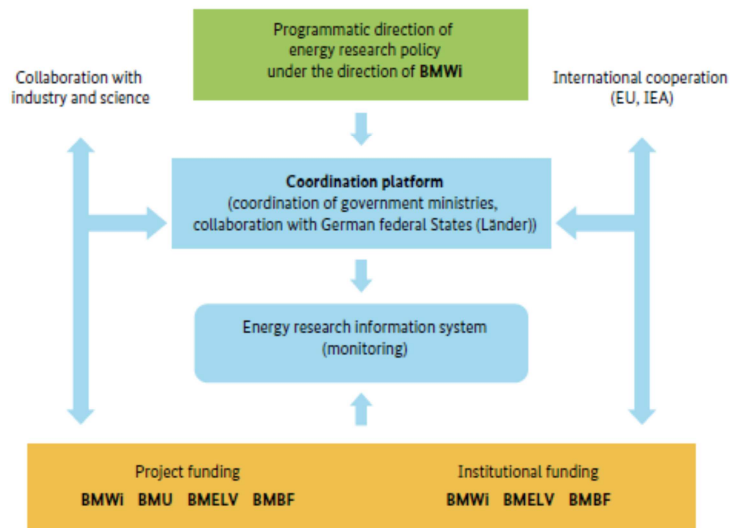
58.7. Sexto Programa de Investigación en Energía 2011.

En noviembre de 2011 se publica el Sexto Programa de Investigación en Energía que, como se indica en su presentación, es “*un paso importante en la aplicación del Energy Concept de 28 de septiembre de 2010, sobre la base de que el Gobierno Federal tiene la intención de embarcarse en una nueva era de la energía renovable. Su visión es que Alemania se convierta en una de las economías más energéticamente eficiente y ambientalmente sostenible en el mundo*”.

⁶⁵² El nuevo avión Boeing 787 Dreamliner tuvo en 2014 serias incidencias con las baterías de ion litio produciéndose varios incendios que supusieron la inmovilización temporal del modelo por parte de las autoridades aeronáuticas de USA.

El Programa Marco de Investigación⁶⁵³ se puso en marcha con la participación de los Ministerios de Economía y Tecnología, Medio Ambiente, Educación e Investigación y Alimentación y Agricultura y la importante participación de la industria. El Gobierno alemán adquirió el compromiso de crear una plataforma de coordinación de la política de investigación en energía⁶⁵⁴, dependiente del Ministerio de Economía y Tecnología, organismo que ha establecido un sistema de información del uso de los fondos del Programa de Investigación.

Gráfico 61. Coordinación 6º Plan de Investigación en Energía.



El presupuesto del programa de investigación en energía fue de 3.457,8 millones en el periodo 2010-2014, de los cuales 1.168 millones se destinaron a Eficiencia Energética, 1.378 millones a las Energías Renovables, 298 millones a la seguridad nuclear y 586 millones a la investigación en Fusión Nuclear. Los objetivos prioritarios del Programa se centraron en la eficiencia energética y las energías renovables, con especial atención al almacenamiento de energía, las tecnologías de red y la integración de las energías renovables en el sistema de suministro.

⁶⁵³ BMWi (2011), "Research for an environmentally sound, reliable and affordable energy supply. 6th Energy Research Programme of the Federal Government". Brochure.

⁶⁵⁴ En 2009 propuse el Ministerio de Industria y al Ministerio de Ciencia y Tecnología de España la creación de una agencia de coordinación de las actividades de I+D+i, dada las coincidencias de investigaciones en muchos de los 29 centros de energía, lo que suponía un costo añadido inútil. No se pudo hacer por falta de disposición de ambos Ministerios.

Cuadro 23. Financiación 6º Programa Investigación en Energía.

Funding of Research and Development under the Federal Government's 6th Energy Research Programme (in thousand of €)					
	Actual 2010	Planned 2011	Projected Data ^{1, 2}		
			2012	2013	2014
Efficient energy conversion and use, energy efficiency					
Federal budget	210,256	218,135	209,433	211,137	208,599
Energy and Climate Fund ³⁾	—	28,000	33,500	121,850	137,500
Total	210,256	246,135	242,933	332,987	346,099
Renewable Energy					
Federal budget	205,142	225,668	255,873	271,493	266,373
Energy and Climate Fund	—	40,000	29,000	130,000	165,000
Total	205,142	265,668	284,873	401,493	431,373
Nuclear safety, final disposal					
Federal budget	71,543	73,021	73,916	74,930	75,558
Fusion					
Federal budget	131,031	148,148	152,655	154,611	153,599
Overall					
Federal budget	617,971	664,971	691,877	712,171	704,128
Energy and Climate Fund	—	68,000	62,500	251,850	302,500
Total	617,971	732,971	754,377	964,021	1,006,628

1) Figures relating to the federal budget are subject to parliamentary approval.

2) Funding for the Energy and Climate Fund is subject to change.

3) Also includes contributions for electric mobility.

Fuente BMWi.

Estas prioridades dimanar del informe de los Centros Tecnológicos, en su estudio de base para la formulación en Energy Concept, y están en concordancia con las Estrategias Tecnológicas Europeas, el *SET Plan* y con la Red de Tecnología en Energía de la Agencia Internacional de Energía. Se destaca la necesidad de la demostración de las distintas tecnologías, mediante la construcción de modelos o prototipos, lo que permita una implantación más acelerada y financieramente confiable.⁶⁵⁵

59. Eficiencia Energética.

59.1. Plan Nacional de Eficiencia Energética 2007

Este primer Plan de Eficiencia Energética⁶⁵⁶ daba respuesta a los requerimientos de la Directiva 2006/32 EC de la puesta en práctica de tres planes de Eficiencia Energética en línea con el objetivo de la UE de reducir el consumo de energía en un 20% en el

⁶⁵⁵ BMWi (2008), "Development and Demonstration of Modern Energy Technologies". Brochure.

⁶⁵⁶ BMWi (2007), "National Energy Efficiency Action Plan (EEAP) of the Federal Republic of Germany in accordance with the EU Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services". Brochure.

año 2020, Alemania se impuso un objetivo más agresivo: reducir el consumo de energía, por unidad de PIB, en un 3,1 % interanual durante 14 años, lo que en la práctica significa un 48 % de ahorro acumulado de energía, a PIB constante en ese plazo temporal.

Las medidas propuestas para alcanzar este objetivo fueron:

- Un claro endurecimiento de los requerimientos energéticos en edificios.
- La consolidación y puesta en marcha de diferentes programas específicos para movilizar el potencial de eficiencia en los sectores industrial, agricultura y silvicultura, comercio, servicios y transporte.
- Continuación del Programa de Reformas de Edificios y ampliación de las oportunidades de financiación.
- Aumento de la inversión en eficiencia energética en edificios públicos.
- Incluir criterios de eficiencia energética en los protocolos del Gobierno para la compra de bienes y servicios.
- La liberalización de la medición de la electricidad y su pronta puesta en marcha.
- Incentivos para reemplazar el almacenamiento eléctrico nocturno con calentadores eléctricos.
- Contratación de ahorro energético en el sector de la construcción residencial.
- Mejora del etiquetado del consumo energético de vehículos particulares.
- Forzar la puesta en marcha del etiquetado energético de acuerdo con la Directiva de Eco-Diseño.
- Desarrollo de un programa de tecnología "Protección del clima y eficiencia energética".
- Ampliación de la investigación energética en el ámbito de la mejora de la eficiencia energética en los sectores de la construcción⁶⁵⁷, industria y comercio, la industria y los servicios, entre otros.

59.2. La Ley EDL-G.

El Gobierno alemán promulgó, en noviembre del año 2010, la Ley de servicios de energía y otras medidas de eficiencia,⁶⁵⁸ que traspuso la Directiva 2006/32 del Parlamento y Consejo Europeo sobre la eficiencia energética. Para su implementación y seguimiento se creó la Oficina Federal para la Eficiencia Energética Bprima, en el seno de la Oficina Federal de Economía y Control de las Exportaciones BAFA.

El propósito de esta ley, en consonancia con la Directiva Europea, era aumentar la eficiencia en consumo de energía por los clientes finales promoviendo los servicios de

⁶⁵⁷ BMWi and BMVBS (2010) "Das Haus: Innovation in Renewables and Energy" Brochure

⁶⁵⁸ Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen – EDL-G. 04.11.2010. *Act on Energy Services and Further Energy Efficiency Measures.*

energía rentables y otras medidas de eficiencia energética. Se establecieron objetivos orientativos de ahorro de energía hasta el año 2017, en línea con lo estipulado en la Directiva 2006/32, así como una estrategia para lograr tales objetivos, fundamentada en los *National Energy Efficiency Action Plans*, NEEAP, con mecanismos de eficiencia energética que permitiesen sortear las barreras que impiden un uso eficiente de la energía por los consumidores finales, y que favoreciesen el establecimiento de las condiciones necesarias para la creación de un mercado de servicios energéticos.

En cumplimiento del Artículo 4 de la Directiva 2006/32 / CE, el Gobierno asumió en la EDL-G un objetivo de ahorro energético para Mayo de 2017 de 9%, tomando como referencia el consumo de los cinco últimos años, con un objetivo intermedio para mayo de 2011, así como una estrategia para su implementación. La Ley obligaba a los proveedores de energía al envío anual a los consumidores de información acerca de las medidas de eficiencia energética. También requería información de las ofertas de empresas de servicios energéticos ESCO, de las consultorías que realizan auditorías energéticas y de las empresas de servicios en la puesta en operación de medidas de eficiencia energética.

El Gobierno alemán argumentó ante la Comisión Europea que, mucho antes de la publicación de la Directiva, desde el año 1999, ya se estaban implementando planes y actuaciones en orden a la reducción del consumo energético, actuaciones muy orientadas también a la reducción de emisiones de CO₂, por lo que entendía que los objetivos con referencia a los 5 años anteriores a la publicación de la Directiva deberían de ser tenidos en cuenta como “acciones tempranas” ya contempladas en el Plan 2007 a los efectos de establecimiento de los objetivos finales.

59.3. Segundo Plan de Eficiencia Energética 2011.

El segundo Plan de Eficiencia Energética⁶⁵⁹ se sustenta también en los principios básicos del primer Plan de Eficiencia Energética de 2007, reconociendo que el alcanzar y ampliar los objetivos de reducción del consumo de energía, de una manera eficiente y optimizando los recursos económicos, no está aún exento de obstáculos. Se destacan la dificultad para la obtención de capital, la asunción de riesgos, carencia de información suficiente, etc., lo que conduce a que ciertos proyectos de ahorro energético no hubiesen podido ser finalizados o no se ha llegado a la explotación en su totalidad⁶⁶⁰.

Esto llevó al Gobierno a la necesaria puesta en marcha de nuevos instrumentos que abarcasen desde la disposición de fondos para la incentivación de determinadas

⁶⁵⁹ BMWi (2011), “*Second National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP) of the Federal Republic of Germany*”. Brochure.

⁶⁶⁰ FRONDEL, M. & Al. (2010), “The German Residential Energy Consumption Survey 2009-2010”. *Research Project. RWI, Forsa, BMWi*.

acciones, hasta las regulaciones que tuviesen en cuenta la heterogeneidad del potencial de ahorro energético en los consumidores finales. El enfoque es limitar el gasto y la intervención del Estado en el marco de regulación necesario, como parte de la política económica administrativa del Gobierno Federal, entendiendo que las medidas más eficaces relativas al ahorro de energía son las que están basadas en un mercado en el que la inversión sea recuperada por los propios ahorros energéticos⁶⁶¹.

En el expositivo del segundo Plan 2011, se indica que no se requiere mostrar en detalle las formas en que puede ser explotado el potencial de eficiencia energética, como se hizo ya en el Plan 2007. El Plan 2011 enumera las medidas que contribuyen al cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética y las acciones del sector público en cuanto a información y asesoramiento, teniendo en cuenta los ahorros energéticos ya alcanzados en 2010⁶⁶², proyectando las acciones para alcanzar los objetivos 2016.

Un nuevo elemento de importancia energética se incorpora al escenario de la generación de electricidad, resultante de la decisión tomada en junio de 2011 de realizar un programado y definitivo cierre de las centrales nucleares de Alemania, ante la inseguridad de la tecnología nuclear demostrada en el desastre de las centrales nucleares de Fukushima. Esto suponía poner en funcionamiento más plantas de generación de distintas tecnologías, entre ellas de energías renovables, que afectarían a las mediciones y efectos de eficiencia energética, obligando a una selección de instalaciones de mayor eficiencia en la transformación de energía primaria a secundaria y el replanteamiento de los planes de eficiencia energética⁶⁶³.

El alcance y cumplimiento de las acciones del Plan 2007 fueron estudiados en el informe ODYSEE-MURE 2010, en el que colaboró el *Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research, ISI*, todo ello con el apoyo de *Europe Intelligent Energy* de la UE. A partir de las evaluaciones y seguimiento del primer Plan 2007, que comentaremos como resumen de las actuaciones en el periodo 2007-2016, y en lo que se refiere a los objetivos intermedios de 2010, se mantienen en este segundo Plan 2011 las líneas estratégicas y los sectores prioritarios siguientes:

⁶⁶¹ BMWI (2010), *“Energy Concept 2050 for Germany with a European and Global Perspective. A vision for a sustainable Energy Concept based on energy efficiency and 100% renewable energy. A vision for a sustainable Energy Concept based on energy efficiency and 100% Renewable Energy”*. Prepared by the “Sustainable Energy System 2050” expert committee of the ForschungsVerbund Erneuerbare Energien. Brochure.

⁶⁶² BMWi (2013), *“Energy consumption of the tertiary sector (trade, commerce and services) for the years 2007 to 2010”*. Final Report from Fraunhofer ISI, IfE, GfK, IREES, BASE-ING Technology.

⁶⁶³ POWER, A; ZULAUF, M. (2011), *Cutting Carbon Costs: Learning from Germany’s Energy Saving Program*. London School Economics.

- Sector edificios. Ahorros de energía en nuevos y existentes edificios y edificios públicos.
- Sectores comercio, servicios, agricultura e industria es especial en PYMEs.
- Sector transporte privado y público.
- Medidas de información y sensibilización a los consumidores finales.
- Formación de los proveedores⁶⁶⁴.

El Gobierno se planteó la necesidad de incrementar la eficiencia energética en hogares y empresas y mejorar tanto la información y el asesoramiento como desarrollar una política de incentivos, para lo que puso en marcha varias acciones de las que destacamos las siguientes:

- Reforzar las medidas y criterios de eficiencia energética en los procesos de adjudicación de contratos del sector público rigiendo el principio de la mayor eficacia en el rendimiento energético de los productos y servicios adquiridos con recursos públicos.
- Publicación por el Gobierno de una lista de proveedores cualificados para usuarios y consumidores de servicios energéticos.
- Habilitar un sistema transparente de identificación del consumo energético en diferentes servicios como por ejemplo en vehículos de pasajeros.
- Cooperación con las asociaciones energéticas para la puesta en marcha del proyecto Certificados Blancos, para estudiar si tal instrumento puede usarse en la misma línea que el comercio de emisiones.
- Apoyar a la industria en el aumento de la explotación del potencial de ahorro energético, estimado por estudios científicos en 10.000 millones de € al año. Además el Gobierno federal apoyará las iniciativas propias a través de la Alianza para la Protección del Clima, Eficiencia Energética e Innovación de la Asociación Alemana de Cámaras de Industria y Comercio.
- Con el fin de mejorar la eficiencia energética en el sector de manufactura, a partir del 2013, el Gobierno Federal solo daría subvenciones a los precios y tasas de la energía si la empresa demostrase su contribución a los ahorros energéticos y se verificara por las autoridades energéticas.
- En el sector industrial, el gobierno federal ofrecerá programas de financiación a pequeñas y medianas empresas para la aplicación de medidas de eficiencia energética, al igual que los programas de promoción de la eficiencia energética para pequeñas y medianas empresas realizados por consultorías cualificadas e independientes.

El objetivo del Plan en el sector de la edificación es reducir progresivamente los requerimientos de calefacción, haciendo que en 2050 energéticamente los edificios

⁶⁶⁴ BMWi. (2010), *“Energy Efficiency in Industry, Building Service Technology and Transport”*.

sean neutros y que la pequeña cantidad de energía necesaria provenga de fuentes energéticas renovables⁶⁶⁵. Los objetivos concretos a medio largo plazo son:

- Doblar el ratio de modernización energética, del 1% al 2%.
- Reducir un 20% las necesidades de calefacción en 2020.
- A partir del 2020 todos los nuevos edificios deben de ser climáticamente neutros, en términos de energía primaria.
- Alcanzar un 80% de reducción de energía en edificios en 2050.

En el sector del transporte se sigue considerando necesarias las acciones para la disminución de emisiones mediante el uso de vehículos más eficientes, para lo que se plantean umbrales ambiciosos en todo tipo de vehículos. La visión del sector de transporte pasa por el desarrollo del uso del vehículo eléctrico, con el objetivo de tener en las carreteras un millón de vehículos eléctricos en 2020 y 6 millones en 2030.

59.4. Plan de Eficiencia Energética 2014

De acuerdo con las directrices de la CE, los Estados miembros debían trasponer la nueva Directiva 2012/27 antes de junio de 2014, Directiva que incluye acciones intersectoriales para aumentar la eficiencia energética. Además, se ha de elaborar un informe en el que expongan los detalles de las acciones, la situación de tales iniciativas y los resultados obtenidos. El Plan de Eficiencia Energética 2014⁶⁶⁶ responde a este mandato.

En octubre de 2010, en el marco de la estrategia «Europa 2020», el Gobierno alemán envió a la Comisión Europea un objetivo nacional indicativo de eficiencia energética, indicando que “la República Federal de Alemania asume un aumento medio anual del 2,1% de la productividad macroeconómica energética de 2008 a 2020. Suponiendo un aumento anual del 1,1% del producto interior bruto (PIB), se produce una reducción de consumo de energía primaria de 314,3 Mtoe (Mtoe) en 2008 a 276,6 Mtoe en 2020. La viabilidad de esta reducción depende, entre otras cosas, del desarrollo real del PIB y de otros factores fuera de nuestro control, como tormentas y cambios de existencias, junto con la consiguiente composición del sistema de generación alemana en el mercado”. El consumo de energía final previsto se reduciría desde 220,7 Mtoe en 2008 a 194,3 Mtoe en 2020.

En la comunicación del Gobierno alemán a la Comisión, de junio de 2013, se informaba de los objetivos indicativos de eficiencia energética y la importante contribución de la implementación del Energy Concept 2050 en la reducción del 20% de la energía en 2020 y del 50% en 2050 en relación al consumo del 2008. Las

⁶⁶⁵ RWI (2012).Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, “*The German Residential Energy Consumption Survey 2009-2010*”.

⁶⁶⁶ BMWi (2014), “*Third National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP) of the Federal Republic of Germany*”. Brochure.

estimaciones proyectadas por el informe *"Energy Scenarios 2011"* (*Prognos/EWI/GWS 2011*)⁶⁶⁷ constituyen la base de la transición energética. El consumo en 2020 sería de 250,1 Mtoe, y de 273,8 Mtoe, incluyendo el consumo de energía como uso no energético. Según las cifras de los escenarios energéticos 2011, el consumo final de energía de los hogares, en 2020, se estima en 52,8 Mtoe, en el comercio, servicios y comercio en 27,2 Mtoe, en la industria en 54,2 Mtoe. El consumo final de energía en el sector del transporte en 2020 se sitúa en 57,6 Mtoe.

59.5. Resultados de los Programas de Eficiencia Energética 2007-2016.

En la parte primera de esta tesis doctoral he expuesto la preocupación de Alemania, Francia y el Benelux, tras el fin de la Segunda Guerra mundial, por lo limitado de los recursos energéticos propios ante las necesidades de reconstrucción y crecimiento de Europa, lo que fue determinante para la creación de la CECA, germen del mercado común europeo, de la posterior Comunidad Europea y de la Unión Europea. A lo largo de la historia de estas instituciones, ha estado siempre presente la sensibilidad por la elevada dependencia energética del exterior y los serios efectos de las dos crisis del petróleo, lo que dio paso a un inusitado desarrollo de la energía nuclear en Europa, como pretendida terapia a los males derivados de esta elevada dependencia energética.

Alemania fue uno de los primeros países que consideró necesario dar respuesta al problema desde el lado de la demanda de energía primaria y afrontar estrategias y acciones del lado de un consumo de energía final más sostenible⁶⁶⁸. Por ello inició, en la década de los años 90, una seria política interna de eficiencia energética a partir de un diagnóstico muy claro de los sectores en los que más necesidades y oportunidades se presentaban, en línea con las claves de una política energética sostenible en la que el cuidado del medioambiente y el cambio climático emergieron como problemas de indudable magnitud. Se puede decir que Alemania fue el país inductor ante la Comisión Europea, y posteriormente en la UE, en el establecimiento de estrategias energéticas orientadas a la reducción del consumo, estrategias que se inician con el Programa Comunitario para el Uso Eficiente de la Energía de 1974.

El programa de eficiencia energética, a nivel de la UE, se sustenta en la Directiva 2006/32 en la que se marcaron los objetivos de reducción del 9% de la energía en el periodo del 2007 al 2016, aunque con la matización de que "dicho objetivo nacional de ahorro energético es orientativo y no implica ninguna obligación jurídicamente vinculante para los Estados miembros" lo que dejaba abierta una puerta para que los

⁶⁶⁷ PROGNOSES/EWI/GWS. (2011), *"Energieszenarien 2011 Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie"*.

⁶⁶⁸ Una de las primeras medidas adoptadas por la República Federal de Alemania, en materia de ahorro de energía, fue la Ordenanza de aislamiento térmico (*Wärmeschutzverordnung*) de 1977.

Estados no estuviesen comprometidos en alcanzar los objetivos. Además, la forma poco definida de evaluación de dichos objetivos no permitía establecer criterios homogéneos en los Estados, surgiendo iniciativas serias para paliar este efecto como la metodología *Odysee Mure*, adoptada por la mayoría de los Estados, y el indicador ODEX.

El documento del Plan 2014 hace también referencia al seguimiento de los ahorros de energía proyectados en el Plan 2011. Se estima que, siguiendo la metodología *top-down*, los ahorros estimados en 2016 con coeficiente de potencia 1 pueden ser de 2.246 PJ y con coeficiente de potencia 2,5 de 2.688 PJ, lo que supone triplicar los ahorros obtenidos que, incluso sin considerar las “acciones tempranas”, hubiesen alcanzado los objetivos proyectados. En consecuencia no se consideraba necesario una corrección de las acciones para alcanzar los objetivos⁶⁶⁹. Si se sigue la metodología *bottom-up* se obtiene una estimación de ahorros de energía en 2016 de 810 PJ, para un coeficiente de potencia 1,0 y de 1,041 PJ para un coeficiente de 2,5, que también superan los objetivos previstos.

En el cuadro 24, siguiente, se puede observar la previsión de ahorros de energía a lo largo del escenario de eficiencia energética señalado por la Directiva 2006/32, desde el año 2007 hasta el año 2016, datos que se consideran estimaciones fiables a tan solo dos años de la finalización del programa. Es de destacar que, a pesar de la recomendación de la CE sobre el uso del factor de corrección 2,5, se aporten los datos para los dos coeficientes de potencia cuando en realidad, al expresar los resultados en términos de energía primaria a partir en la mayoría de los sectores de los consumos de energía final, es técnicamente más correcto hacerlo aplicando el factor 2,5.

⁶⁶⁹ Hay que tener en cuenta que los ahorros calculados por esta metodología son valores teóricos que representan un ahorro de energía derivados de acciones del mercado de servicios energéticos y de los avances técnicos, y no tanto por las políticas e instrumentos públicos.

Cuadro 24. Estimación de Ahorros de Energía 2007-2016. Previsión Plan Eficiencia Energética 2014

Energy savings		2007	2010	2013	2016	Total
Unit		PJ/year				
Top-down		rel. to 1995	rel. to 2007			rel. to 1995
Total	Power coefficient 1	993	683	940	1 253	2 246
	Power coefficient 2.5	1 198	802	1 080	1 490	2 688
Private households	Power coefficient 1	238	547	671	805	1 043
	Power coefficient 2.5	332	638	754	927	1 259
GHD	Power coefficient 1	51	202	221	244	295
	Power coefficient 2.5	49	220	252	282	331
Industry	Power coefficient 1	288	-66	-55	-13	275
	Power coefficient 2.5	351	-58	-40	45	396
Transport	Power coefficient 1	416	-0.5	103	217	633
	Power coefficient 2.5	466	2	114	236	702

Fuente. Plan Eficiencia Energética 2014

Si analizamos los indicadores de ahorro a 2016, sin tener en cuenta las acciones tempranas del periodo 1995 a 2007, vemos que el sector en el que mayor ahorro de energía se ha obtenido es el de edificios, alcanzándose los 927 PJ (22,15 Mtoe), lo que representa un 62,2 % de los ahorros totales, seguido en importancia por el sector de comercio y servicios, 282 PJ (6,73 Mtoe) y por el transporte con 236 PJ (5,64 Mtoe) que representa un 15,8 %.

La variación de incremento de ahorros es mayor en el sector del transporte. Parece lógico pensar, hasta cierto punto, que los mayores ahorros derivados de planes de eficiencia energética se consigan al comienzo del plan, llegando a un momento en el que los incrementos son asintóticos; esto justificaría que en el periodo de 1995 a 2007 los ahorros energéticos supusieron el 44% del total 2016, cuando alcanzado en 2007 por la industria supuso el 88% de los ahorros de energía. Pero este punto de vista es inconsistente con el hecho de que las nuevas tecnologías permiten obtener una mejor eficiencia energética.

59.6. Objetivos de Energy Concept 2050 en materia de eficiencia energética.

En términos de eficiencia energética y ahorro de energía se han formulado en Energy Concept 2050 los siguientes objetivos nacionales concretos:

- Aumento de la productividad de la energía en un promedio de 2,1% anual para el año 2050 en términos de consumo de energía primaria. Reducción del consumo de energía primaria en un 20% en 2020 con respecto a 2008 y en un 50% para 2050.

- Asumiendo un incremento medio anual del 2,1% en productividad energética macroeconómica entre 2008 y 2020 considerando un incremento anual del 1,1% en el (PIB), lo que produce una reducción en la cuota relacionada con la energía de primaria el consumo de energía de 314,3 Mtoe en 2008, a 276,6 Mtoe en 2020.
- El cambio del sistema de generación puede aumentar esta productividad energética llegando a una reducción del consumo de energía final procedente de 220,7 Mtoe en 2008, a 194,3 Mtoe en 2020.
- Reducción del consumo de energía eléctrica de la magnitud del 10% en 2020 y del 25% en 2050.
- La reducción de la demanda de calefacción de los edificios existentes en un 20% en 2020 y del requerimiento de energía primaria en un 80% para el año 2050, con el objetivo de contar con un stock de edificios con neutralidad energética para el año 2050.
- La reducción de la demanda de calefacción requiere duplicar la tasa de renovación de los edificios, desde la cifra actual de menos del 1% del parque inmobiliario total por año a la nueva cifra del 2%.
- Reducción en el consumo final de energía en el sector transporte, con respecto al año 2005, de un 10% en 2020 y de un 40% de 2050.

60. Libro Verde de la Energía 2014.

En octubre de 2014 el BMWi, Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía, publicó el Libro Verde de la Energía que, como tal, es un trabajo que permite analizar la situación energética, basándose en estudios científicos y conversaciones con los agentes del sector, con objeto de obtención de información para una posterior toma de decisiones. En la presentación por el Vicecanciller y Ministro *Sigmar Gabriel* se argumenta la conveniencia de este Libro Verde, necesario dar respuesta a la cuestión de si el desarrollo del mercado eléctrico será suficiente para garantizar la seguridad de suministro a largo plazo, o si para ello será necesario un mercado de capacidad (*market capacity*) En definitiva la cuestión plantea si las dinámicas naturales del mercado serán suficientes *per se*, o si serán necesarias actuaciones dirigidas hacia lado de la capacidad y su operación⁶⁷⁰.

El Libro Verde, continúa, es parte de una agenda de 10 puntos que ha definido sistemáticamente la transición, paso a paso, del sistema energético en el marco de la legislatura. El primer paso, la reforma *EEG* 2014, ha permitido romper la dinámica de los costos crecientes de las energías renovables, aportando además unas líneas claras sobre la velocidad de expansión de dichas tecnologías en el futuro mercado

⁶⁷⁰ EWI, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (2012) "*Investigation into a sustainable electricity market design for Germany*"

energético. Otros pasos son las licitaciones de capacidad en energías renovables⁶⁷¹ y de generación de calor electricidad, CHP. El éxito de la EEG 2014 va a depender de la aplicación alineada de un conjunto de medidas que permitan un alto nivel de seguridad de suministro y con unos precios de electricidad admisibles.

Se dedica un capítulo a explicar la operación del mercado eléctrico y comienza por hacer una mención del funcionamiento diario de este mercado, que ya hemos comentado en estas páginas, en el que los precios marginales de la planta de generación más cara es la que determina los precios de un mercado marginalista. Las plantas eólicas y solares, con costos marginales muy bajos, generan márgenes de contribución durante muchas horas anuales.

También se hace mención a la operación de las redes de transporte para alcanzar el equilibrio entre generación y demanda, y la utilización en tres niveles de la capacidad en espera denominada primaria, secundaria o terciaria en función de la velocidad de respuesta a las puntas de consumo. Y se hace referencia a la gestión del sistema, por medio de los “*balance responsible party*”, los equilibrios entre la producción y el consumo y los cargos por estos desequilibrios. Y finalmente explica los conceptos de pagos de energía y los pagos por capacidad.

60.1. Periodo de transición del mercado.

Los participantes en el Libro Verde entienden que la liberalización de los mercados de la electricidad y del mercado interior de la UE, así como la reducción de la demanda, son factores que han contribuido al exceso de capacidad. Se considera que el problema se ha agravado por la entrada en operación de las energías renovables, ya que durante la vigencia de EEG la producción de electricidad de fuentes renovables ha aumentado a alrededor de 25 % y continúa su fuerte expansión.

Esta creciente producción de energías renovables genera preocupación en los participantes en el Libro Verde, teniendo en cuenta que las energías renovables tienen prioridad de despacho. Hay una corriente de opinión crítica con la disminución de la capacidad instalada. El cierre en 2011 de ocho centrales nucleares, con una capacidad de producción total de alrededor de 8 GW, y otros cierres de plantas convencionales térmicas, está produciendo un ajuste de la sobrecapacidad. Se cuestionan si un mercado de electricidad con menor capacidad instalada será capaz de mantener la garantía de suministro y si la sincronización de la puesta en operación de la requerida reserva capacidad y el despacho de esta energía garantizará la seguridad de suministro.

⁶⁷¹ En España se ha convocado recientemente una licitación de potencia de energías renovables de 500 MW eólicos y 200 MW de biomasa.

En un cómputo mensual o anual, las necesidades del mercado y las previsiones de producción por la capacidad instalada, son relativamente fáciles de manejar. La dificultad surge cuando, en la operación diaria, se da la conjunción de una previsión de generación renovable, que por circunstancias meteorológicas no se cumple, y de una previsión de consumo de electricidad elevado.

Se reconoce que el mercado ha demostrado ser muy adaptativo⁶⁷². Por ejemplo, debido a las señales de precios recibidos, los operadores de plantas de energía convencionales han adaptado sus procedimientos para generar una carga de electricidad residual, medida que no era considerada técnicamente posible hace apenas unos años. Al mismo tiempo, se han puesto en práctica soluciones innovadoras de gestión de la demanda. Es opinión de los encuestados que el mercado de la electricidad es cada vez más flexible en su respuesta a la producción de electricidad intermitente con las energías renovables.

La visión del Libro Verde es que Alemania vive un momento de transición de un sistema de energía en el que las centrales producían en función de la demanda, a un sistema flexible que se adapta al suministro intermitente de las energías renovables, sistema en el que la acumulación de energía tiene una extraordinaria importancia.

En este punto de la flexibilidad de las instalaciones de generación, el Libro Verde considera que el potencial de la flexibilidad es mucho más alto que las necesidades reales, en orden a mantener la garantía de suministro y unos precios ajustados; y se destacan las siguientes opciones:

60.2. Producción convencional y renovable flexible. Demanda Flexible.

Las centrales térmicas convencionales, en especial los ciclos combinados y biomasa, tienen la capacidad de regular, en pocos minutos, la generación de electricidad según las necesidades del consumo. También se considera que las energías renovables, en particular la eólica y con mayores dificultades la solar fotovoltaica y térmica, tienen la capacidad regular su producción (aunque este tipo de operación iría en contra de la política de despacho preferente en la generación renovable).

La industria, comercio y hogares pueden, en cierta medida, reducir su demanda de energía en los tiempos de elevado consumo en la red y trasladar su demanda a los tiempos de bajo consumo en la red, si los precios en las franjas de bajo consumo sean menores. Es un procedimiento que se sigue cuando se contrata con el proveedor la interrumpibilidad de suministro. El parque de baterías de los coches eléctricos también pueden servir de almacenamiento de energía y recargar en momentos de bajo consumo. Los sistemas de almacenamiento, como el almacenamiento por bombeo y

⁶⁷² Más aún cuando la mayor parte de la energía se vende en Alemania en la modalidad *over the counter*, contratos bilaterales.

baterías, también pueden ayudar a equilibrar la producción de energía y el consumo, y en particular, las fluctuaciones de ayuda de balance en la carga residual, aunque hasta ahora los nuevos sistemas de almacenamiento han sido generalmente más caros que otras opciones de flexibilidad. Un buen desarrollo de la red, con un mayor nivel de mallado permite una mejor utilización de la electricidad y de las interconexiones.

60.3. Medidas para el despacho de electricidad.

El Libro Verde en su segundo capítulo analiza medidas que afectan al marco regulatorio para mejorar el despacho entre productores y consumidores, independientemente de que se haya alcanzado la capacidad adecuada. Se reconoce que el mercado *EPEX SPOT* asegura los precios más ajustados y favorece la sincronización entre la oferta y la demanda.

Se considera necesario continuar con el procedimiento de operación en fracciones de 15 minutos en el mercado intradiario, un sistema ya puesto en marcha en 2011, lo que ha permitido una mayor competencia en la comercialización de las energías renovables y la mejora en la operación de instalaciones de acumulación. Además, se indica, se pueden reflejar mejor los cambios de producción de la energía solar a primeras horas del día y al anochecer, periodos en que la radiación solar, e incluso la eólica, fluctúa más. (*EPEX SPOT* inició la operación bajo esta modalidad a finales de 2014)

La experiencia, desde 2007, de la oferta de precios negativos en el mercado intradiario alemán y también desde 2008 en el intercambio de electricidad entre Alemania y Austria, permite a los operadores de plantas tomar decisiones sobre el cierre de sus centrales en momentos en los que no hay demanda a los precios de mercado, pero puede incentivar el consumo en estas franjas horarias a precios más reducidos si al operador de producción le resultase más rentable no parar la instalación. Se entiende que acercar el cierre de los mercados intradiarios al momento de la entrega de energía podría reducir la necesidad de equilibrar la capacidad, dado que las predicciones a corto plazo en energías renovables son mejores que en el horizonte diario. Todas las mejoras adicionales deben ser consistentes con la integración del mercado interior de la UE y la garantía la estabilidad del sistema.

En términos del balance de capacidad de producción en relación con la demanda, se aplican ajustes del sistema para corregir desviaciones imprevistas entre el consumo real y la producción. Pero estos mecanismos se deben de perfeccionar con la mayor participación de las energías renovables, haciendo frente a situaciones de baja demanda y alta producción renovable, reduciendo el mínimo técnico de la producción de las plantas convencionales. Las instalaciones de bombeo, las plantas de generación del tipo CHP, el consumo flexible y las baterías de alta acumulación de energía, son también agentes importantes en el balance de la capacidad.

El Libro Verde recoge la propuesta de los agentes de mercado y expertos, en el sentido de mejorar el sistema de capacidad primario, secundario y terciario, mediante licitaciones diarias, o en alternativa, crear un mercado secundario de capacidad de equilibrio. Incluso se piensa en la capacidad de los parques eólicos y plantas solares de reducir su producción para ajustar el equilibrio entre capacidad y demanda efectivas, que en el futuro podrían entrar en el proceso de licitación de reserva.

60.4. Redes Eléctricas.

Se hace ver la necesidad de ampliación de las redes eléctricas y las interconexiones para un mejor servicio a productores y consumidores y favorecer las compras venta de energía en el mercado interior europeo. Este desarrollo permitirá corregir de una forma menos costosa, no solo las fluctuaciones de producción de la eólica y la solar, sino alcanzar un balance del sistema en capacidad y en energía, cuyos efectos económicos justifican ampliamente las inversiones realizadas. Tan necesaria como la ampliación de las redes de transmisión es la ampliación de la red de distribución para una mayor participación de las energías renovables. El 98 % de las instalaciones y muchas pequeñas plantas de generación están conectadas a la red de distribución.

La generación de electricidad descentralizada y una red bien desarrollada han de complementarse entre si ya que los sistemas descentralizados son poco flexibles en atender la demanda de los centros de alto consumo. La generación a partir de energías renovables se obtiene a veces de lugares muy alejados de los centros de consumo. Una buena red nacional y europea interconectada es esencial para el desarrollo de los recursos y aprovechar los efectos de suavizado de la demanda, sin olvidar que el costo de expansión de la red para estos fines es elevado.

Se introduce, en la gestión de la red, la reflexión de que no tiene sentido económico construir una red para atender al último kilovatio generado. Para ello son requeridas medidas de optimización de la carga de la red reduciendo los picos de carga. Tiene sentido económico. En estas medidas se contempla la posibilidad de reducir los picos de generación de las energías renovables, eólica y solar en un máximo del 3%.

Las fluctuaciones de tensión en la red de baja tensión provocadas por los sistemas descentralizados basados en energías renovables que tienen como límite, por norma un 3% de aumento de tensión máxima, obligan a sobredimensionar las redes. La instalación de sistemas de regulación de tensión, transformadores de red local, eleva el límite de variación de tensión al 11% que permite la norma, y evita en muchas instalaciones la ampliación de las redes para hacer el sistema controlable, con una inversión mucho más reducida.

60.5. Mercado Interior de Electricidad. Precios Únicos.

El Libro Verde contempla el mantenimiento de una zona de precio único; y pone el ejemplo de Alemania y Austria que actúan como una sola área de mercado para el comercio de la electricidad siendo los precios al por mayor de la electricidad en ambos países los mismos. Esta área única de mercado impone como condición operativa que la red tenga la capacidad de transporte adecuada. Sin embargo, en Alemania muchas veces no es posible operar de esta manera porque existen cuellos de botella en las redes regionales, particularmente entre el norte y el sur. Una zona de precio único requiere una estructura de red sin congestión.

La experiencia en Europa de la aplicación del mercado único de energía se inició en 1990 con el tratado de integración de la UE y las directivas de mercado interior. La organización *CWE (Central West Energy)* opera desde 2010, integrando a Alemania, Bélgica, Francia, Luxemburgo y Países Bajos. Los intercambios tienen una función de equilibrio del sistema, de forma que la capacidad de transporte y generación pueda ser utilizada de una manera más eficiente. Pero los precios de la electricidad son los mismos si lo permite la capacidad de evacuación de la red.

El sistema de mercado único de la electricidad en Europa se soporta con medidas de armonización, así como con los códigos de red que establecen el marco para la compraventa de energía día a día en regiones transfronterizas. Este intercambio de electricidad tiene efectos en la operación de la red compensando las estacionalidades de consumos en países de distinto clima y actuando como mecanismo de balance entre la generación de electricidad de fuentes renovables debidas a fluctuaciones de los recursos eólicos y solares. Todo ello conlleva a una mejor utilización de las infraestructuras de generación, transporte y distribución, y consumo. También a una reducción de los precios de la electricidad debido, por ejemplo, a los bajos precios marginales en situación de exceso de capacidad en una región determinada como consecuencia de una puntual menor demanda. La sobrecapacidad del parque de generación europeo es de más de 100 GW y la capacidad ociosa es de 60 GW, lo que hace pensar que desde el lado de la oferta pueden darse situaciones de precios bajos.

60.6. Propuestas de reforma del modelo regulatorio.

El Capítulo III del Libro Verde trata de las soluciones para un sistema eléctrico en el que haya un precio de electricidad razonable, compatible con el medio ambiente y el mantenimiento de capacidad. El Libro Verde insiste en una manifestación bastante contundente: para asegurar el abastecimiento de electricidad, las señales de precios en el mercado de la electricidad deben de garantizar que la capacidad disponible se contrate y se despache en la medida requerida en todo momento. Mientras el mercado de capacidad no pueda asegurar que la capacidad suficiente se mantenga disponible, no puede garantizar un adecuado balance entre consumo y generación.

La cuestión que se plantea en el Libro Verde es si se puede esperar de un mercado eléctrico optimizado que mantenga suficiente capacidad disponible para garantizar la seguridad del suministro, o si es necesario contar con un mercado de capacidad.

La seguridad del suministro está garantizada si es posible equilibrar la oferta y la demanda en todo momento. Esto significaría que la capacidad controlable también debería estar disponible en los momentos de punta de la demanda (no cubierta por la energía eólica y solar), entendiendo por capacidad, tanto la aportada por las instalaciones de renovables, como por las plantas convencionales, la flexibilidad de la demanda y los sistemas de almacenamiento.

En un futuro no lejano, en el que la capacidad ociosa se haya reducido por crecimiento de la demanda y sean necesarias nuevas instalaciones, habrá que preguntarse si los inversores estarían dispuestos a hacer estas nuevas plantas, salvo que los precios que ofrezcan sean de mercado y que existan una política energética que diese confianza con precios de energía ajustados.

Por lo tanto, los participantes en el Libro Verde consideran que se debe de tomar una decisión política acerca de si lo que se quiere es un mercado eléctrico optimizado, (mercado 2.0) o se piensa más en un mercado de capacidad en paralelo con el mercado eléctrico

60.7. Mercado eléctrico. Opción 2.0.

Los proponentes de esta opción se basan en asumir que el mercado de la electricidad 2.0 proporciona incentivos para el mantenimiento de la capacidad suficiente y por lo tanto no se requiere una adicional capacidad de mercado. El mantenimiento necesario de la capacidad es refinanciado a través del mercado de la electricidad, que también proporciona el pago implícito y explícito para la capacidad.

En este modelo, el estado establece las reglas del mercado. Los agentes del mercado deben respetar sus compromisos de entrega, ya que de otro modo se enfrentan a altas sanciones (sistema de liquidación de desequilibrio). A través de su demanda específica, los clientes de electricidad son indirectamente responsables de determinar cuánta capacidad se mantiene disponible, y los organismos reguladores son responsables de asegurar que todas las partes cumplen con las reglas del mercado y de la supervisión del desarrollo de la capacidad en un proceso de seguimiento continuo.

Los defensores de esta opción presuponen que se aplicarán mecanismos normales de mercado, e implícitamente han hecho las siguientes las asunciones y evaluaciones:

- El nivel de capacidad alcanzado en el mercado eléctrico es suficiente para satisfacer la demanda de los consumidores.
- Las opciones de flexibilidad, en particular del lado de la gestión de la demanda o del *back-up* de las centrales, son suficientemente válidas y pueden ser desarrolladas de forma rápida y a bajo costo.
- Los precios de punta se producen en el mercado *spot* y son aceptados. Afectarán el precio medio de la electricidad en menor medida, ya que los picos de precios sólo se producen en unas pocas horas.
- Mediante los picos de precios, el mercado de la electricidad proporciona suficientes incentivos a la inversión, incluso para la inversión en plantas de energía en horas punta. Los inversores son capaces de manejar las incertidumbres asociadas para inversiones de larga duración.
- Los consumidores privados que no tienen sistemas de medición en tiempo real estarán protegidos de los picos de precios a corto plazo en el mercado mayorista a través de sus contratos con sus proveedores; las empresas tendrán la libertad de decidir si se debe proteger los precios contractualmente o si participan en el mercado de la electricidad a corto plazo.
- La volatilidad de los precios es el principal incentivo para el desarrollo de la flexibilidad del sistema en general.
- Si, a los efectos de tomar medidas contingentes contra un riesgo de falta de capacidad remanente, debe de mantenerse un mayor nivel de capacidad a disposición del mercado de la electricidad, esta capacidad es una solución de bajo costo.

60.8. La opción de mercado de capacidad.

Esta opción se basa en la suposición fundamental de que, incluso un mercado eléctrico optimizado, como el propuesto en la opción de mercado 2.0, no proporcionaría suficiente incentivo para el mantenimiento de la capacidad y que debe ser introducido un mercado adicional para el mantenimiento de la capacidad⁶⁷³. El mantenimiento necesario de la capacidad sería financiado a través de un mercado de capacidad adicional que proporciona una remuneración explícita de la capacidad. Los costos serían redistribuidos a los clientes de electricidad.

En la elección de esta opción de mercado de capacidad, el Estado garantizaría un alto nivel de capacidad que provendría del propio mercado de la electricidad. En un mercado de capacidad descentralizado, el Estado controlaría el nivel de capacidad indirectamente por el nivel de las sanciones a pagar. En un mercado de capacidad centralizado y focalizado el Estado determinaría directamente la cantidad de capacidad que se mantiene disponible. Incluso con un mercado de capacidad, es

⁶⁷³ BAKER, P., & GOTTSTEIN, M. (2013), "*Capacity markets and European market coupling: can they co-exist.*" Regulatory Assistant Project. Discussion Draft.

responsabilidad de los participantes del mercado contratar la suficiente capacidad para cumplir con los compromisos de suministro en cualquier momento. Los reguladores son responsables de asegurar que todas las partes cumplan con las reglas del mercado y del desarrollo de la capacidad en un proceso de seguimiento continuo.

Tres modelos de mercado de capacidad están en debate en Alemania.

- El "mercado central de capacidad global con licitación y contratos de confiabilidad " Esta capacidad se licita en subastas (mercado de capacidad). Los operadores de instalaciones de generación ofrecen capacidad de generación en este mercado de capacidad. Si son contratados, reciben una compensación en forma de un pago por capacidad uniforme para la capacidad ofrecida. Los costos del mercado de capacidad se redistribuyen al precio de la electricidad, en forma de un suplemento de capacidad. El pago por capacidad obliga a los operadores de plantas de energía a que su capacidad de generación este técnicamente disponible.
- En el "mercado central de capacidad enfocada" una autoridad central especifica la capacidad total requerida. Otras características esenciales también son comparables a la modalidad anterior. Sin embargo, sólo se considera que una parte de la capacidad que se requiere es adquirida en licitación pública. La autoridad decide que instalaciones pueden participar en las subastas.
- En el "mercado de capacidad integral descentralizada" las obligaciones de capacidad total requerida y licitada no se especifican directamente por una autoridad. En su lugar la capacidad requerida se especifica indirectamente por la cuantía de la multa a pagar. Los minoristas están obligados a probar que han contraído la capacidad suficiente para sus compras de electricidad en situaciones de escasez. Pueden proporcionar estas pruebas mediante la compra los certificados de capacidad de los operadores de la generación instalaciones (seguridad de los certificados de suministro). Estos certificados pueden ser objeto de comercio bilateral entre los agentes del mercado, o en la bolsa.

En el Libro Verde se hace un análisis de los pros y contras de estas distintas modalidades de mercado eléctrico y mercado de capacidad. Entiendo que entrar en ello excede del alcance de esta tesis, más aún, como veremos, el Libro Blanco compara ambos modelos y defiende su propuesta.

60.9. Capacidad de reserva.

El Libro Verde hace una aproximación a la visión futura de los mercados de electricidad, en los que tanto la mayor participación de las energías renovables como los sistemas de almacenamiento de energía suavicen las fluctuaciones de estas

tecnologías, así como las nuevas estrategias de generación y demanda flexibles de consumo. La programada parada nuclear en 2022, dibuja un escenario de mercado muy distinto del actual, que generan incertidumbre para los inversores en los próximos años.

La experiencia internacional demuestra que el proceso de creación de un mercado de capacidad suele tardar varios años a partir de la decisión política. Es aconsejable que hasta que el mercado de capacidad este operativo se cree una red de seguridad en forma de reserva de capacidad. El objetivo de la reserva de capacidad es garantizar el suministro de electricidad de las plantas en producción. Es algo similar a tener un grupo generador en back-up en el caso de un fallo en el suministro.

La reserva de capacidad no debería afectar negativamente a la inversión en seguridad en el mercado de la electricidad. La reserva de capacidad es adquirida por los operadores del sistema de transmisión en un proceso competitivo y se despacha exclusivamente por la TSO. Si una instalación es contratada como reserva de capacidad, no puede vender su electricidad en el mercado. La reserva de la capacidad sólo puede ser despachada si el mercado de la electricidad no es capaz de equilibrar oferta y demanda.

Por lo tanto el uso de la reserva de capacidad es comparable al balance de capacidad y solo se contrata como un servicio auxiliar, una vez que todas las transacciones de mercado se han concluido. De esta forma no afecta a la fijación de precios o la competencia y no influye en las decisiones de inversión de los participantes en la electricidad mercado. Las partes responsables del balance que no puedan alcanzar el suministro de electricidad comprometido, y que en consecuencia activan el sistema de reserva, deben de pagar todos los costos, incluidos los costos de mantenimiento de la reserva.

Un instrumento similar a la reserva de capacidad (de generación) es la reserva de capacidad de red de transporte que podría atender a las frecuentes congestiones en el sur de Alemania.

60.10. Comentarios acerca del Libro Verde.

Como ya es sabido, un Libro Verde es una consulta a los agentes interesados en una materia determinada, tras la cual se hace un ejercicio de compilación y de agrupamiento de los comentarios y aportaciones realizadas con una metodología bien conocida.

Un aspecto fundamental de este ejercicio es pulsar la valoración social y sectorial de la política energética. En el apartado de la valoración de Energy Concept 2050 he avanzado las opiniones recogidas de los consumidores domésticos que entienden que el camino a seguir en materia energética es el que está en vigor, y aunque los precios

repercutidos al sector de consumidores domésticos son muy elevados, pagando una buena parte de la energía del sector industrial, los ciudadanos aceptan que es un consecuencia inevitable de un modelo en el que las energías renovables sean en el futuro la fuente principal de suministro y que conlleva además el cierre de las centrales nucleares en el año 2022.

Además de este posicionamiento social ante el nuevo modelo, muchos consumidores han actuado en coherencia con su propia manera de ver las cosas en materia de energía, instalando sus propias instalaciones de generación de electricidad, y siendo activos en las estrategias de ahorro y eficiencia energética en los edificios, aunque no tanto en el transporte. El modelo de autogeneración y de generación distribuida en Alemania aumenta día a día.

La producción de electricidad renovable y las características de fluctuación de la generación propias de la energía renovable con fuentes de energía solar y eólica debidas a las condiciones del clima en cada momento, produce varios efectos en el sistema eléctrico. Por un lado, y como consecuencia de que la demanda de electricidad no se ha incrementado, por los efectos directos de la crisis económica y por aplicación de las políticas de eficiencia energética, parte de la capacidad instalada es una capacidad ociosa al menos durante horas potencialmente productivas lo que está generando una pérdida de rentabilidad de las inversiones en plantas convencionales. Por otra parte, la aleatoriedad inherente a la disponibilidad de los recursos, si bien acotada por modelos de predicción cada vez más precisos, y el despacho preferente de las energías renovables, hacen necesarios nuevos modelos de la gestión de la demanda, del aumento de los sistemas de acumulación de energía y que exista una capacidad de generación en reserva.

Esta situación en lo energético tiene repercusiones en las economías de las empresas de generación, transmisión y distribución, que ya se han manifestado con claridad en el estudio de BCG y que el Libro Verde ha recogido, en la línea de que el modelo energético alemán *Energy Concept 2050* no es sostenible ni desde el lado de los precios de la energía, ni en lo que afecta a las infraestructuras existentes. Además se considera que las inversiones necesarias a corto plazo principalmente en el sistema de red, no van a poder ser asumidas.

Los intereses de las empresas energéticas están también representados y recogidos en este Libro Verde junto con las opiniones de las propias autoridades energéticas por entidades y organismos interpuestos⁶⁷⁴; pero sin embargo la representación o defensa de los consumidores no tiene el peso específico que se correspondería con un

⁶⁷⁴ Han participado 484 ciudadanos y 212 organizaciones de las cuales 27 son organizaciones de las autoridades, 55 de asociación y sindicatos, 73 de las compañías energéticas, 16 centros de investigación y 33 organizaciones de consumidores.

segmento de la sociedad que soporta una buena parte de los extracostos de la política energética.

El argumento que más preocupa a los participantes es la garantía de suministro, tanto por la falta de capacidad de generación como por la dificultad de transportar la energía. Se reconoce que, al día de hoy, existe una sobrecapacidad de producción que disminuirá en 2022 con el cierre de las centrales nucleares, pero se teme que los precios de la electricidad no compensen las inversiones a realizar en el caso de una futura necesidad de más capacidad. Por ello se plantean fórmulas de aumento de capacidad bien por el modelo 2.0 o por la opción del mercado de capacidad y, en ambas, que los costos de inversión y explotación sean reconocidos por el sistema mediante su repercusión en los precios de la energía. El mismo esquema rige para las redes eléctricas.

También se esboza una fórmula de producción flexible en la que se piensa en una posible flexibilización de la producción de las energías renovables, pero se obvia cualquier comentario acerca de la generación nuclear y la creciente generación por térmicas de carbón, tecnologías en la que la flexibilidad para alcanzar un mínimo técnico de producción es reducida⁶⁷⁵. Desde el lado de la demanda, se invoca la flexibilidad del consumo de energía horario que suavice las puntas de consumo con el apoyo de los sistemas electrónicos de información y medición.

Es cuando menos curioso que en un mercado liberalizado sean las empresas del sector las que se preocupan de la sostenibilidad del sistema, expresando sin ambages una tendencia a volver al proteccionismo del Estado, invocando el bien común en una situación en la que estas empresas serían las garantes⁶⁷⁶. La operación de estas plantas se hace por licitación de precios y cantidades de electricidad, sin que puedan competir en el mercado de suministro. El problema de fondo, que quieren denunciar los generadores, es que las plantas de generación trabajan menos horas y la tendencia es a seguir reduciendo su producción y en consecuencia su rentabilidad, debido a un cambio energético de modelo, y si se me permite, de paradigma. Y es que la mayor amenaza para las grandes compañías de cualquier parte del mundo es la entrada en el sistema de pequeños generadores en el marco de un sistema de generación distribuida. Pero es también su oportunidad de un nuevo modelo de negocio.

⁶⁷⁵ Con la relativa excepción de las plantas de inyección de carbón pulverizado.

⁶⁷⁶ Con las técnicas e instrumentos actuales, la determinación de capacidad de un sistema que garantice la demanda en cada momento a precios asequibles tiene mucho de función matemática con ciertos algoritmos bien conocidos por los reguladores. Y se llega a determinar con suficiente precisión los distintos niveles de capacidad y su localización.

En la economía real, del día a día, a nadie se le compensa por una pérdida de mercado aunque este se produzca como consecuencia de actuaciones públicas. El ejemplo de las nuevas autopistas que han dejado sin clientes al comercio, la hostelería y estaciones de servicio de muchos pueblos y ciudades por los que antes discurrían las carreteras convencionales es bastante significativo y mucho más drástico. Y en un mercado liberalizado, la visión empresarial de las compañías generadoras obligaría a sus gestores a apostar por la desinversión o no inversión en plantas convencionales de baja eficiencia, por la inversión en plantas flexibles, en plantas de combustibles fósiles más eficientes, en energías renovables, en redes de transporte, en nuevas tecnologías energéticas y en sistemas de acumulación. Y algunas ya lo han hecho.

Como en todo Libro Verde, lo que se pretende es pulsar la opinión de la academia, los centros de investigación, las empresas y los consumidores, así como otras áreas de la administración públicas concernidas como el *BMW*, etc. para obtener una visión complementaria del modelo energético. Y como siempre sucede en estos ejercicios se peca por exceso o defecto en las manifestaciones. Pero, en este caso, ha servido para sacar a la superficie la posición de algunas empresas y de ciertos sectores por el mantenimiento del *statu quo* que desean un regreso en cierta medida a posiciones pre-liberalización en las que, sin duda, vivieron un entorno más favorable, menos competitivo. Es una posición respetable pero que va contra de los tiempos y circunstancias que se viven tanto en lo social, como en lo energético y en lo climático.

61. Libro Blanco 2015.

El Libro Blanco se publicó en julio de 2015. En él, y como consecuencia del análisis de los diferentes puntos de vista expresados en el Libro Verde, se declara:

El Ministerio Federal de Economía y Energía tras haber sopesado todos los argumentos expuestos en el Libro Verde ha tomado la decisión de desarrollar el mercado de la electricidad en el modelo de mercado de la electricidad 2.0. Esta decisión fundamental de política energética se basa en los informes de expertos, las consultas sobre el Libro Verde, y numerosas discusiones con los Länder, los grupos parlamentarios del Bundestag, los países vecinos, la Comisión Europea y las empresas y asociaciones, por ejemplo, en la Plataforma Mercado Eléctrico.

Al tomar esta decisión en favor del mercado de la electricidad 2.0, el Ministerio Federal de Economía y Energía está haciendo un compromiso explícito con el mercado eléctrico europeo liberalizado.

La decisión se debe a que el mercado de la electricidad 2.0, garantiza la seguridad del suministro, es más barato, y permite la innovación y la sostenibilidad. Esto significa que cumple con las interrelaciones de intereses de los participantes en la consulta. Se

propondrá un marco jurídico fiable en el que los inversores pueden confiar y que permite a los consumidores de electricidad determinar de forma independiente a través de su demanda qué capacidad se mantiene.

61.1. Mercado eléctrico 2.0 vs. Mercado de capacidad

El debate del diseño en el mercado eléctrico ha generado incertidumbre entre los agentes del mercado posponiendo sus decisiones de inversión o desinversión en función de los resultados del debate abierto en el Libro Verde. Debido a esta situación no se ha dado de baja la capacidad excedente y obsoleta esperando el mantenimiento de los mecanismos de pagos. Por otro lado se ha frenado la inversión en nuevas plantas. La decisión tomada clarifica la situación, facilita la toma de decisión de cierre de ciertas plantas y permite las decisiones sobre inversiones.

El Libro Blanco analiza las razones por las cuales las autoridades energéticas se han decantado por tomar en cuenta la opción de mercado 2.0, que han sido recogidas en la declaración del BMWi y que en resumen son:

61.2. Seguridad de Suministro.

La seguridad de suministro es importante para un país industrializado como Alemania y existe seguridad de suministro cuando la oferta es capaz de satisfacer la demanda en cualquier circunstancia incluida una eventual y poco probable situación de generación cero de las energías renovables, teniendo en cuenta la aplicación de mecanismos de suavizado puntual de la demanda y utilización de las reservas de electricidad en los distintas tecnologías y sistemas. La interconexión de Alemania con los países colindantes permite el comercio transfronterizo lo que es un factor a tener en cuenta en el diseño de la capacidad.

El *BMWi* consideró que la capacidad obtenida de la generación y de una demanda flexible sería suficiente para no muchos años y que un mercado de electricidad desarrollado podría asegurar el suministro futuro. Las inversiones en capacidad serían retribuidas adecuadamente por medio de los mercados a corto y largo plazo en un escenario de precios libres⁶⁷⁷. La carga residual en el conjunto de los países que intercambia electricidad con Alemania, es decir la capacidad de generación necesaria sin tener en cuenta la generación de renovables, será en 2025 de unos 20 GW más baja que en el año 2014, lo que pone de manifiesto el efecto positivo de las interconexiones transfronterizas tanto en la capacidad de suministro como en los precios de la electricidad, y la necesidad de reforzar estas interconexiones.

⁶⁷⁷ Un análisis de la situación de la seguridad del suministro y de la capacidad del mercado del que se suministra a Alemania indica que en la actualidad hay 60 GW de exceso de capacidad suficiente para los próximos años y que el comercio transfronterizo de electricidad se hará más importante con el crecimiento de la generación de electricidad a partir de las energías renovables.

Los informes publicados en 2014 por el *BMW*⁶⁷⁸ indican que el mercado eléctrico 2.0 puede garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo. Un futuro mercado de electricidad más desarrollado puede incentivar la capacidad suficiente para garantizar a los consumidores la seguridad de suministro, siempre teniendo en cuenta las opciones de flexibilidad de la demanda, la capacidad de respaldo y los sistemas de acumulación de energía.

Se ha dejado claro en este Libro Blanco la posición del Gobierno de que solamente ha de remunerarse la capacidad necesaria para la garantía de suministro. En los próximos 10 años la capacidad necesaria se alcanzará con las plantas en construcción y la reactivación de ciertas instalaciones. La nueva capacidad necesaria se centrará en instalaciones flexibles en su operación, (motores de combustión interna y turbinas de gas) que tienen unos costos de inversión reducidos que permiten su rentabilidad con pocas horas de producción anuales.

61.3. Precios Electricidad.

Se considera que la nueva capacidad necesaria para el funcionamiento del sistema y la garantía de suministro puede ser remunerada en el mercado de la electricidad 2.0, admitiendo que la reducción del exceso de capacidad y el desarrollo de las energías renovables cambiarán los precios de mercado; pero el mercado marginalista spot, los contratos de futuro, los contratos bilaterales y los mercados de ajuste, se mantendrán.

El *BMW* está convencido de que un mercado eléctrico más desarrollado es más barato que un sistema de alimentación con un mercado de capacidad adicional. Esta es la segunda razón de la decisión de optar por un mercado de la electricidad 2.0: los mercados de capacidad son susceptibles a actuar con prácticas no correctas que pueden dar lugar a costes importantes. El mercado de electricidad 2.0 puede proporcionar las capacidades y las soluciones requeridas para integrar una energía renovable más barata. Esto requiere una competencia en la que no se vean afectadas las opciones de flexibilidad y de ahí el interés de *BMW* de reducir progresivamente las barreras a la flexibilidad.

En teoría un mercado de capacidad bien diseñado, con el mismo nivel de capacidad que un mercado de electricidad 2.0 y con un acertado sistema de planificación, nos llevaría a que ambos modelos tendría los mismos costos. Si el sistema de planificación comete errores y no establece los parámetros óptimos, se requiere un mayor nivel de capacidad que puede hacer aumentar los costos de una forma importante. Los riesgos de costos de los mercados de capacidad pueden llegar a generar extracostos para todo el sistema. Y se da la circunstancia de que, dada la complejidad del sistema y los

⁶⁷⁸ Informes realizados por *Frontier, Consentec 2014, Formaet 2014, Conect 2014, y R2b 2014.*

errores en la planificación de la capacidad, estos extracostos son inevitables porque se parte de una información incompleta y con muchas incertidumbres.

En general, incide el Libro Blanco, en los mercados de capacidad se tiende a un exceso de capacidad instalada, salvo que el regulador establezca el nivel de capacidad adecuada que conlleva una asunción de riesgos que el regulador no debe estar en disposición de asumir, y en consecuencia los costos han de ser soportados por los consumidores. Este nivel de capacidad tiende a ser más alto que el nivel de capacidad resultante de un mercado de la electricidad 2.0.

En consecuencia el Libro Blanco considera que la opción de mercado de electricidad 2.0 es la opción que ofrece unos precios más reducidos de la energía y que incentiva la integración de las energías renovables en el mercado de electricidad aplicando también aquí criterios de flexibilidad para su integración a bajo costo. La energía eólica y solar, con costos variables prácticamente cero, pueden hacer que la demanda residual sea atendida, mejor con una capacidad flexible que con grandes plantas de generación. Es objetivo del mercado eléctrico 2.0 reducir las barreras a la flexibilidad que distorsionan los precios de mercado y aumentan los costos de integración de las energías renovables.

61.4. Sostenibilidad del Mercado 2.0

Se contemplan varios aspectos en torno al papel del mercado eléctrico 2.0 en sostenibilidad.

La transición energética está reemplazando el modelo de generación basado en grandes instalaciones, poco flexibles, por un modelo de plantas de generación más pequeñas y flexibles con la incorporación de sistemas de almacenamiento. Al mismo tiempo la transición energética es un estímulo para la innovación y las nuevas tecnologías que faciliten la integración de las energías renovables, creando nuevas oportunidades de negocio en la construcción de plantas eléctricas flexibles, en sistemas de almacenamiento, redes inteligentes y en la agregación de consumidores flexibles en nuevos sistemas de servicio de energía entre la distribución y los consumidores

Cuanto mayor es la capacidad de generación en eólica y solar, mayor debe ser la flexibilidad del sistema eléctrico para responder a sus características de generación intermitente. La modulación de la demanda de los consumidores es una forma de adaptarse a esta intermitencia, pero sin duda se necesitan soluciones tecnológicas innovadoras para los momentos de alta y baja producción de renovables, cuyas inversiones se soporten con las señales de precios de mercado.

En la actualidad la electricidad procedente de energías renovables es +/- un 28 % de energía renovable del total, y en consecuencia la carga mínima residual⁶⁷⁹ en Alemania es de aprox. 15 GW. El mercado de la electricidad está, pues, muy lejos de tener "excedente de producción eléctrica" de las energías renovables.

Se prevé que en 2035 esta carga mínima residual no alcanzará los 25 GW lo que significará, según el *Fraunhofer ISI*, que se generará más electricidad renovable de la que se consume y, siendo la capacidad de exportación limitada, los precios de la electricidad serán más bajos dando la oportunidad de utilizar esta electricidad en sustitución de los combustibles fósiles en calefacción y transporte. Es en esta situación, cuando las tecnologías de almacenamiento de electricidad jugarán un papel fundamental para adaptar la generación renovable a la demanda; ello hace que las tecnologías en acumulación se conviertan en una oportunidad de desarrollo energético y económico.

El mercado de la electricidad 2.0 permite que el sistema eléctrico se desarrolle de forma sostenible. El mercado competitivo de electricidad 2.0 se basa en señales de precios con los que solo se incentiva la capacidad que es realmente necesaria y se asegura la integración de las energías renovables a bajo costo. En el mercado de capacidad, la transformación del sistema eléctrico, al reducirse la volatilidad de los precios, haría difícil avanzar en aquellas tecnologías de generación que fuesen más competitivas y sostenibles. La visión del Libro Blanco es que *"en los mercados de capacidad, el regulador debe definir los productos y las condiciones para su comercialización y fijación de precios. Por lo tanto, tiende a basar su enfoque sobre las opciones de flexibilidad existentes y sus características. Esto distorsiona la competitividad entre las opciones de flexibilidad"*.

Además, se destaca que los mercados de capacidad, según el informe de la consultoría energética R2b para el *BMW*⁶⁸⁰, tienden a aumentar las emisiones de carbono. El informe considera que, dado un diseño óptimo de costos, todos los modelos estudiados de mercado la capacidad, tanto el descentralizado como el centralizado, dan como resultado un ligero aumento de las emisiones de carbono en comparación con el mercado eléctrico optimizado.

⁶⁷⁹ La carga residual es la demanda que debe ser cubierto por el resto del parque de generación, después de deducir la generación eólica y solar.

⁶⁸⁰ R2B Energy Consulting GmbH (2014). *"Endbericht Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket. Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen"*. Köln,

CAPITULO IV. ANALISIS DE LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA.

62. Indicadores de Sostenibilidad Energética.

62.1. Indicadores de Energía Primaria y Energía Final

En el cuadro 25, realizado con los datos oficiales de *AG Energiebilanzen, e. (AGEB)*, de Agosto de 2015, y desde una posición macro, se analiza la evolución energética en Alemania en el periodo de aplicación de las medidas de los Planes de Eficiencia, desde 2007 al 2014. Hay que tener en cuenta que los datos del año 2007 son significativamente bajos, posiblemente debidos a un menor consumo como consecuencia de la crisis económica, lo que se observa también en los años 2008 y 2009, con datos que resultan un tanto incoherentes y que de alguna forma distorsionan las lecturas.

En términos de Energía Primaria observamos una reducción del consumo total del 7,5%, coincidente con una disminución de la producción interna también del 7,5%, debido a la disminución de la generación de energía nuclear, que es compensada en parte por un mayor consumo de petróleo y una mayor aportación de las energías renovables. Los productos petrolíferos y el carbón representan, en 2014, el 82,5 % del total del consumo, las energías renovables un 11,3% del total de energía primaria y la energía nuclear un 8,3 %.

Cuadro 25. Indicadores de Energía Primaria y Final.

Energía Primaria	PJ	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Produccion interna		4.315	4.123	4.036	4.155	4.246	4.124	4.109	3.992
Importaciones		11.946	12.315	11.408	11.876	11.205	11.208	11.766	11.213
Exportaciones		2.073	1.925	1.688	1.837	1.672	1.778	1.985	1.979
Neto Importación		9.873	10.391	9.720	10.039	9.533	9.430	9.781	9.234
Consumo Energía primaria		14.197	14.380	13.351	14.217	13.599	13.447	13.822	13.132
Hulla		2.017	1.800	1.496	1.714	1.715	1.724	1.840	1.725
Lignito		1.613	1.554	1.507	1.512	1.564	1.574	1.629	1.645
Petróleo		4.226	4.904	4.635	4.684	4.525	4.516	4.628	4.527
Gas		3.201	3.222	3.047	3.181	2.923	2.688	3.074	2.933
Nuclear		1.533	1.623	1.472	1.533	1.178	1.059	1.061	1.085
Renovables		1.117	1.147	1.201	1.413	1.463	1.385	1.499	1.486
Otros		159	202	224	243	231	207	208	208
Balance		- 69	- 81	- 52	- 64	- 83	- 122	- 116	- 83
Utilizacion EP. por sectores									
Energía primaria		14.197	14.380	13.351	14.217	13.599	13.447	13.822	13.132
Generacion		4.368	4.210	3.914	3.873	3.691	3.552	3.671	3.503
Uso no energético		1.032	1.011	952	1.034	1.027	976	972	981
Energía final	PJ	8.797	9.159	8.485	9.310	8.881	8.919	9.179	8.648
industria		2.628	2.587	2.291	2.592	2.634	2.587	2.551	2.508
transporte		2.601	2.571	2.361	2.559	2.568	2.559	2.612	2.629
hogares y servicios		3.567	4.001	3.833	4.158	3.680	3.773	4.016	3.510
% Energía Renovable s/ Energía Primaria		7,9%	8,0%	9,0%	9,9%	10,8%	10,3%	10,8%	11,3%
% Energía Renovable s/ Energía Final		12,7%	12,5%	14,2%	15,2%	16,5%	15,5%	16,3%	17,2%
Dependencia Energética		68,6%	71,4%	71,0%	69,8%	69,3%	69,3%	70,1%	69,6%
Indice de Transformación EF/EP		62,0%	63,7%	63,6%	65,5%	65,3%	66,3%	66,4%	65,9%

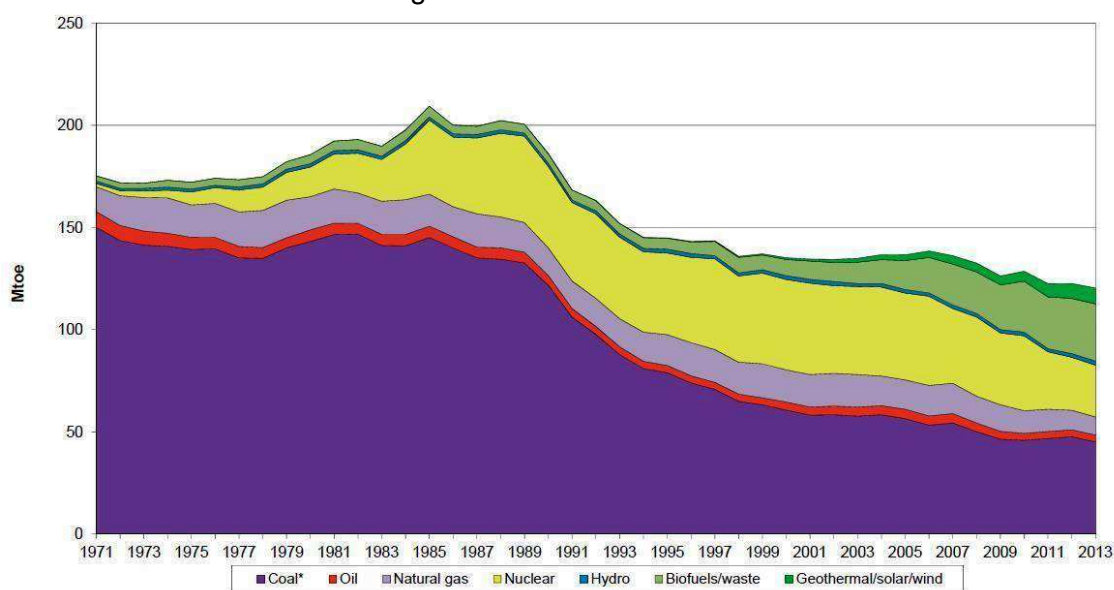
Fuente AG Energiebilanzen,e.V. Agosto 2015. Elaboración propia

Quizás el dato más sorprendente, en un país con un claro objetivo expresado en Energy Concept 2050, sea el bajo porcentaje de participación de las energías renovables en el consumo de energía final. La participación de las energías renovables, en 2014, es el 17,2 % del total del consumo de energía final. La electricidad de fuentes de energías renovables representa un 27,2 % del total de la electricidad generada. El consumo de energía final ha disminuido desde el 2007 al 2014 un 1,7%, manteniéndose constantes los consumos de los distintos sectores, industria, transporte y vivienda.

Los indicadores macro en eficiencia energética reflejan un mejor índice de transformación de energía primaria en energía final, a lo que contribuye decisivamente las energías renovables cuyo índice de transformación en energía eólica y solar es 100%. Pero a pesar de este mejor índice de transformación, el indicador pone de manifiesto la elevada participación de las energías convencionales en la generación de energía final.

En el Gráfico 62, Producción de Energía Primaria, podemos ver la evolución de la producción interna de las distintas fuentes de energía primaria en Alemania. En conjunto, hay un serio declive de las fuentes internas de energía primaria, desde 1991 hasta 1997, principalmente en la explotación del carbón. A partir de 1997 se estabiliza el volumen de energía primaria obtenido con la incorporación de las energías renovables y en particular los biocombustibles, lo que junto a las medidas de eficiencia energética, ha permitido que el indicador de dependencia energética se mantenga prácticamente constante en torno al 69 %.

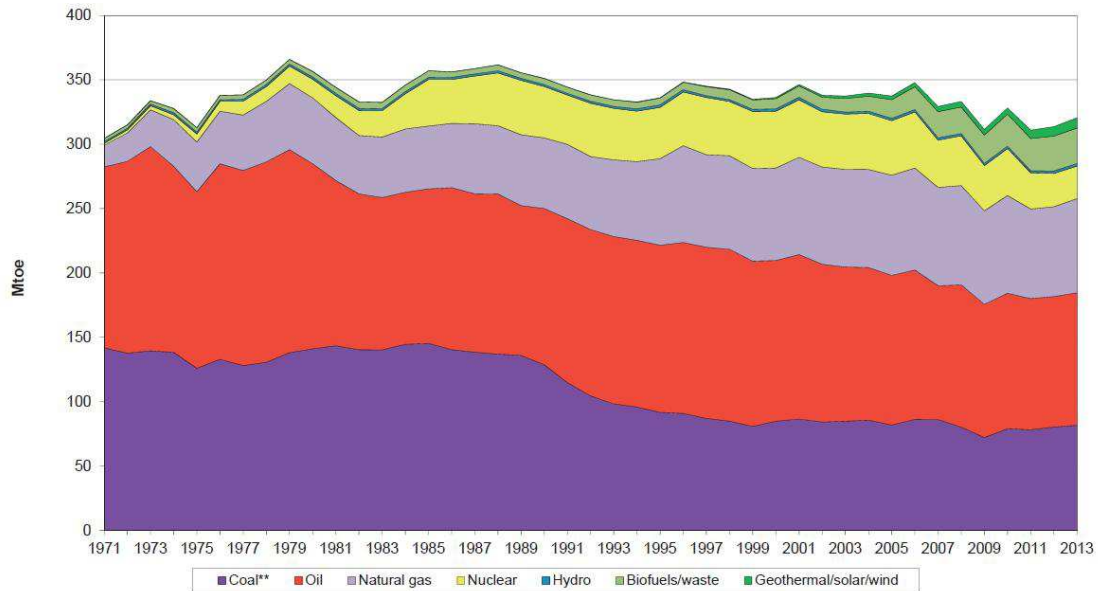
Gráfico 62. Producción de Energía Primaria.



Fuente OCDE/IEA 2015.

El Gráfico 63, siguiente, que solo recoge los datos hasta 2013, representa la estructura final del total de energía primaria, incluyendo las importaciones. Se observan incrementos en el consumo como energía procedente de los combustibles fósiles desde el año 2009. (En el año 2014 se inició de nuevo un descenso a valores cercanos a los de año 2009, en plena crisis económica).

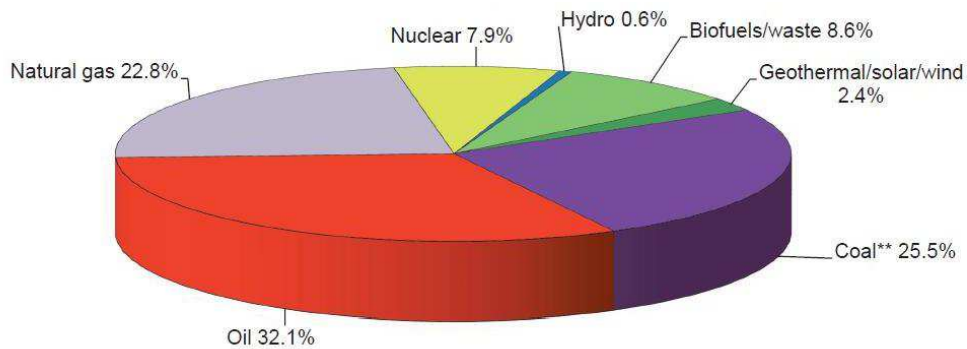
Gráfico 63. Total Suministro de Energía Primaria.



Fuente OCDE/IEA 2015.

El Gráfico 64, participación de las distintas fuentes de energía en 2014, ilustra claramente la situación energética de Alemania, con un peso de las energías fósiles que hace difícil pensar que los objetivos Energy Concept 2050 se van a alcanzar.

Gráfico 64. Energía Primaria Participación fuentes. 2014.



318 Mtoe

* Share of TPES excludes electricity trade.

** In this graph, peat and oil shale are aggregated with coal, when relevant.

Fuente OCDE/IEA 2015

En el cuadro 26, siguiente, se representan los principales indicadores de sostenibilidad energética del que se obtienen las siguientes conclusiones:

- La reducción en el consumo de energía primaria ha sido mayor que el consumo de energía final lo que, como ya hemos comentado arriba, indica que el ratio de transformación de EP/EF ha mejorado desde 2009 en un 5% relativo (3% porcentual) por la aportación al mix de las energías renovables.
- La intensidad energética también ha mejorado en el periodo 2007-2014 de una forma muy importante, un 20%. El efecto del PIB, que desde al año 2007 hasta el año 2015 ha aumentado en un 15,6%, es destacable, pero también la disminución en el mismo periodo de 25,6 Mtoe en el total consumo de energía primaria.
- Ha habido un repunte significativo en las emisiones de CO₂, en el año 2013, tras un periodo de decrecimiento continuado desde el año 2007. A pesar de ello la generación de CO₂ por la actividad energética ha disminuido en 13 Mtoe con respecto al 2007.

Cuadro 26. Indicadores de Sostenibilidad Energética.

Indicadores Sostenibilidad Energía		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Población	Millones hab	82,27	82,12	81,80	81,78	81,84	81,90	82,10	82,40
PIB	mil Millon €	2.510,00	2.558,00	2.456,00	2.576,00	2.699,00	2.749,00	2.809,00	2.903,00
EP Production	Mtoe	103,13	98,54	96,46	99,30	101,48	98,56	98,21	95,41
Total consumo EP	Mtoe	339,31	343,68	319,09	339,79	325,02	321,38	330,35	313,85
Consumo EP per capita	toe/hab	4,12	4,19	3,90	4,15	3,97	3,92	4,02	3,81
Intensidad energética EP	ktoe/€	0,135	0,134	0,130	0,132	0,120	0,117	0,118	0,108
Consumo Energía Final	Mtoe	210,25	218,90	202,79	222,51	212,26	213,16	219,38	206,69
Consumo EF per capita		2,56	2,67	2,48	2,72	2,59	2,60	2,67	2,51
Emisiones CO2	Mt CO2	836,77	832,52	768,41	813,70	793,81	800,40	823,12	
CO2/ TEP	tCO2/toe	2,47	2,42	2,41	2,39	2,44	2,49	2,49	
CO2 per Cápita	tCO2/hab	10,17	10,14	9,39	9,95	9,70	9,77	10,03	
CO2/PIB	kg CO2/€	0,33	0,33	0,31	0,32	0,29	0,29	0,29	

Fuente AG Energiebilanzen,e.V. Agosto 2015. Elaboración propia.

Como hemos visto a lo largo del análisis de las sucesivas leyes EEG, los objetivos proyectados para el año 2050, han ido siendo modificados por otros en general más agresivos. En el siguiente cuadro 27 se recogen los nuevos indicadores surgidos de las políticas de 2010 y de las de los años 2013 y 2014.

Cuadro 27. Objetivos 2050. Políticas 2010 y 2014.

EXHIBIT 1 | Germany Remains Committed to the *Energiewende*
Policy makers have even pushed some targets higher

Quantified policy goals	2010 policy			2013 and 2014 policy update			
	2020	2030	2050	2020	2025	2035	2050
Overall							
Greenhouse gas emissions, reduction from 1990 (%)	40	55	80	40	To be fixed based on new EU targets ¹		80-95
Primary energy consumption, reduction from 2008 (%)	20	NA	50	No updated goal yet			
Renewables' share of final energy consumption (%)	18	30	60	No updated goal yet			
Power							
Electricity consumption, reduction from 2008 (%)	10	NA	25	No updated goal yet			
Renewables' share of electricity consumption (%)	35	50	80	40-45	55-60	≥ 80	
Phaseout of nuclear energy	Phaseout by 2022			Phaseout by 2022			
Heat							
Annual building-restoration rate (%) ²	● ————— 2 ————— ●			Climate-neutral building stock by 2050 ³			
Transportation							
Energy consumption, reduction from 2005 (%)	10	NA	40	No updated goal yet			

Sources: German federal government's *Energiekonzept*, September 2010; German federal government; German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy; BCG analysis.
¹To be fixed also in line with targets resulting from the UN Climate Change Conference, Paris, 2015.
²The building restoration rate is the percentage of German buildings being renovated annually to improve their energy efficiency.
³Climate-neutral building stock refers to the objective of lowering buildings' primary energy demand by 80 percent from 1990 levels by 2050 and meeting the remaining energy demand primarily with energy generated from renewable energy sources.

Fuente: Boston Consulting Group.

62.2. Precios de Electricidad y Gas.

Una de las críticas más extendidas en relación con la Estrategia 2050, es el incremento de los precios de los suministros de gas y electricidad en relación, no solo con países del entorno de la UE, sino también con respecto a países con los que se mantiene relaciones comerciales y los potenciales efectos de los precios en la competitividad de las exportaciones. Eurostat es la fuente de datos más fiable, que se nutre de los datos aportados por los Estados Miembros, siguiendo pautas y criterios señalados por la CE. En esta fuente se recogen los precios desglosados de gas y electricidad, teniendo en cuenta las bandas de consumo tanto para el sector doméstico como para el sector industrial.

Los datos comparativos entre Estados miembros se analizan en la Primera Parte, Política Energética de la Unión Europea.

1.- Precios de la Electricidad.

Consumidores domésticos

En el Cuadro 28 se recogen los precios de la electricidad de consumidores domésticos con distintos bandas de consumo determinados por la cantidad de energía anualmente. Una familia media con 2 hijos, con los electrodomésticos habituales y con

un sistema de calefacción por gas, consume unos 3.000 kWh/año, que se corresponde con un nivel DC⁶⁸¹.

Cuadro 28. Precios de la electricidad. Consumidores domésticos.

Precios componentes €/kWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	% comp 2014	2014/2007
DA										
Energía	0,1067	0,1319	0,1291	0,1385	0,1305	0,1409	0,1389	0,1424	32,8%	33,5%
Red	0,1246	0,1089	0,1122	0,1143	0,1159	0,1137	0,1214	0,1152	26,6%	-7,5%
Impuestos	0,1034	0,1072	0,1154	0,1197	0,1367	0,1482	0,1664	0,1760	40,6%	70,2%
Total	0,3347	0,3480	0,3567	0,3725	0,3831	0,4028	0,4267	0,4336	100,0%	29,5%
DB										
Energía	0,0747	0,0903	0,0904	0,0993	0,0908	0,0958	0,0976	0,0920	28,5%	23,2%
Red	0,0727	0,0635	0,0658	0,0670	0,0689	0,0684	0,0728	0,0727	22,5%	0,0%
Impuestos	0,0866	0,0901	0,0972	0,1052	0,1180	0,1285	0,1472	0,1583	49,0%	82,8%
Total	0,2340	0,2439	0,2534	0,2715	0,2777	0,2927	0,3176	0,3230	100,0%	38,0%
DC										
Energía	0,0661	0,0810	0,0798	0,0877	0,0807	0,0845	0,0866	0,0722	24,5%	9,2%
Red	0,0618	0,0540	0,0561	0,0570	0,0588	0,0587	0,0623	0,0688	23,4%	11,3%
Impuestos	0,0826	0,0854	0,0934	0,0991	0,1136	0,1244	0,1432	0,1534	52,1%	85,7%
Total	0,2105	0,2204	0,2293	0,2438	0,2531	0,2676	0,2921	0,2944	100,0%	39,9%
DD										
Energía	0,0629	0,0724	0,0730	0,0815	0,0791	0,0783	0,0801	0,0744	26,3%	18,3%
Red	0,0558	0,0483	0,0502	0,0509	0,0530	0,0528	0,0560	0,0573	20,3%	2,7%
Impuestos	0,0805	0,0832	0,0906	0,0968	0,1102	0,1231	0,1415	0,1510	53,4%	87,6%
Total	0,1992	0,2039	0,2138	0,2292	0,2423	0,2542	0,2776	0,2827	100,0%	41,9%

Fuente Eurostat. Elaboración propia.

Una primera conclusión de la situación de los precios de la energía en el sector doméstico en 2014, es que los consumidores de menor cantidad de electricidad pagan, en términos absolutos, el precio más alto en los tres componentes de costos: energía, costos de red e impuestos. Algo que desde un punto de vista social no es muy entendible. Para un consumidor medio el precio de la electricidad está en torno a los 0,30 €/kWh, un 30% menos que los muy pequeños consumidores.

La evolución de los componentes de costos entre 2007 y 2014, refleja en estos años unos incrementos concentrados en el precio de la energía y especialmente en el apartado de impuestos, que prácticamente se han doblado en este corto periodo. Además, se observa que los impuestos han sido el capítulo de mayor crecimiento desde el año 2011 llegando a ser en 2014 más del 50% del precio total en los distintos grupos de consumo, a excepción del DA que supone un 40%.

Esta composición de los precios pone de manifiesto el impacto de la estrategia en la política energética alemana expresada en Energy Concept 2050 y del programa de cierre de las centrales nucleares. No obstante se observa una tendencia a la estabilización de los precios en 2013 y 2014 con incrementos máximos del 1,8 % más acordes con el crecimiento económico, lo que hace pensar que en este sector

⁶⁸¹ Los niveles de consumo doméstico se clasifican de la siguiente forma:

- DA < 1.000 kWh/año.
- DB 1.000 kWh/año -2.500 kWh/año.
- DC 2.500 kWh/año -5.000 kWh/año.
- DD 5.000 kWh/año – 15.000 kWh/año.

doméstico de consumo se ha alcanzado, un cierto equilibrio entre costos energéticos e ingresos.

Consumidores industriales.

En el cuadro 29 siguiente se hace un análisis del sector industrial similar al realizado en el sector doméstico. Los niveles de consumo son los siguientes⁶⁸²

Cuadro 29. Precios de electricidad por componentes. Sector Industrial.

Precios componentes €/kWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	% comp 2014	2014/2007
IA										
Energía	0,0722	0,0935	0,0931	0,0962	0,1000	0,0956	0,0891	0,0804	35,1%	11,4%
Red	0,0757	0,0650	0,0705	0,0641	0,0698	0,0699	0,0622	0,0599	26,1%	-20,9%
Impuestos	0,0280	0,0246	0,0252	0,0380	0,0426	0,0535	0,0859	0,0888	38,8%	217,1%
Total	0,1759	0,1831	0,1888	0,1983	0,2124	0,2190	0,2372	0,2291	100,0%	30,2%
IB										
Energía	0,0718	0,0789	0,0781	0,0757	0,0734	0,0707	0,0682	0,0610	34,3%	-15,0%
Red	0,0375	0,0349	0,0355	0,0350	0,0366	0,0361	0,0437	0,0419	23,5%	11,7%
Impuestos	0,0132	0,0142	0,0187	0,0281	0,0351	0,0432	0,0563	0,0752	42,2%	469,7%
Total	0,1225	0,1280	0,1323	0,1388	0,1451	0,1500	0,1682	0,1781	100,0%	45,4%
IC										
Energía	0,0648	0,0725	0,0713	0,0673	0,0657	0,0629	0,0620	0,0519	34,1%	-19,9%
Red	0,0246	0,0226	0,0245	0,0241	0,0242	0,0249	0,0285	0,0289	19,0%	17,5%
Impuestos	0,0119	0,0127	0,0176	0,0276	0,0344	0,0419	0,0539	0,0712	46,8%	498,3%
Total	0,1013	0,1078	0,1134	0,1190	0,1243	0,1297	0,1444	0,1520	100,0%	50,0%
ID										
Energía	0,0573	0,0653	0,0643	0,0601	0,0601	0,0573	0,0571	0,0488	36,8%	-14,8%
Red	0,0203	0,0178	0,0190	0,0189	0,0206	0,0197	0,0223	0,0226	17,0%	11,3%
Impuestos	0,0126	0,0126	0,0175	0,0268	0,0335	0,0399	0,0479	0,0612	46,2%	385,7%
Total	0,0902	0,0957	0,1008	0,1058	0,1142	0,1169	0,1273	0,1326	100,0%	47,0%
IE										
Energía	0,0554	0,0657	0,0611	0,0569	0,0557	0,0541	0,0530	0,0459	41,1%	-17,1%
Red	0,0170	0,0141	0,0144	0,0145	0,0159	0,0170	0,0165	0,0168	15,0%	-1,2%
Impuestos	0,0108	0,0101	0,0147	0,0243	0,0375	0,0338	0,0423	0,0490	43,9%	353,7%
Total	0,0832	0,0899	0,0902	0,0957	0,1091	0,1049	0,1118	0,1117	100,0%	34,3%

Fuente Eurostat. Elaboración propia.

Dos conclusiones se desprenden de este cuadro de precios del sector industrial. Por un lado, la reducción de los precios de la electricidad, excepto en la tarifa IA, en el periodo entre 2007 y 2014 entre un 15% y un 20% según consumo. Por otro lado, el fuerte incremento de los impuestos, oscilando desde un 200% a un 500% con mayor impacto en los consumos medios IB e IC, que corresponde a la pequeña y mediana empresa.

El consumo en 2014 de electricidad en Alemania⁶⁸³ ascendió a 447.228 GWh, de los cuales el sector industrial consumió 322.226 GWh, un 72,05%, y 125.002 GWh, 27,95% el sector doméstico. A los precios medios de cada sector DC y IC, recogidos en ambos cuadros de precios, el cálculo de la factura eléctrica asciende a 86.778 M€.

⁶⁸² Los niveles de consumo se clasifican de la siguiente forma:

- IA <20 MWh.
- IB 20 MWh/año-500 MWh/año.
- IC 500 MWh/año-2.000 MWh/año.
- ID 2.000 MWh/año-20.000 MWh/año.
- IE 20.000 MWh/año-70.000 MWh/año.

⁶⁸³ Datos de D-Stat. Statistisches Bundesamt.

Al sector industrial el consumo de electricidad le supuso un costo de 50,497 M€, un 57,1 % del costo total de energía, y al sector doméstico 36.800 M€, un 42.4%. De alguna forma se puede decir que el sector doméstico subvenciona al sector industrial con cerca de 13.697 M€, cifra que supone la diferencia entre lo aportado por el precio medio y lo correspondiente en teoría al 72,05 % del consumo. La eliminación de este mayor costo de la electricidad doméstica podría hacer que el precio medio podría reducirse a menos de 0,20 €/kWh.

Hay una tendencia muy interesante en la facturación al sector de consumidores domésticos de cambiar la tarifa regresiva en función de la mayor cantidad de consumo, por la modalidad progresiva. Esto significa que un mayor consumo es penalizado en el precio, sistema que está siendo utilizado en Italia y en California. Adicionalmente, los contadores inteligentes pueden aportar información de precios en distintas franjas horarios.

Este gravamen del consumo doméstico, y la consiguiente reducción del precio industrial, aún se entiende menos si se analiza desde el punto de vista de la teoría Robert Germeshausen y Andreas Löschel de la desconexión entre los precios de la energía y la competitividad industrial, que comento en el apartado del efecto en los precios derivados del proceso de liberalización, del que hablaremos más adelante.

2.- Precios del Gas.

Hemos comentado la información de precios que la BNetzA solicitó a suministradores, proveedores y consumidores, desglosando los distintos componentes de precios, distinguiendo entre costos controlados y no controlados, tales como el transporte, servidumbres de paso y mediciones.

En los cuadros siguientes la información de Eurostat, proporcionada por los propios estados miembros, desglosa los precios reales por niveles de consumo y por componentes de costos, el costo de la energía en el que se incluyen todos los conceptos y los impuestos, que configuran el precio final al consumidor⁶⁸⁴.

Observamos que los incrementos de precios desde el año 2010 al 2015, en los distintos niveles de consumo⁶⁸⁵, son moderados si se comparan con los precios de la electricidad, siendo mayores en el año 2013. De la misma forma, la carga impositiva al gas no supera el 25%, que es una suma de tasas elevada, pero muy alejada de las tasas en electricidad. También aquí el menor consumo está más penalizado con

⁶⁸⁴ 1 GJ = 277,78 kWh

⁶⁸⁵ Los niveles de consumo en el sector doméstico

D1	<20 GJ
D2	20 GJ/año- 200 GJ/año
D3	>200 GJ/año

primas más altas. En Alemania un consumo de una familia de cuatro miembros para calefacción y agua caliente sanitaria es del orden de 18.000 kWh/h⁶⁸⁶, cuyas primas de precios se sitúan por tanto en el grupo D2.

Cuadro 30. Precios Gas Sector Doméstico.

Precios componentes		2010	2011	2012	2013	2014	2015	%comp	2014/2007	
€/kWh									2015	
D1	Energía	0,0771	0,0798	0,0800	0,0851	0,0810	0,0830	76,3%	7,7%	
	Impuestos	0,0246	0,0251	0,0252	0,0261	0,0253	0,0258	23,7%	4,9%	
	Total	0,1017	0,1049	0,1052	0,1112	0,1063	0,1088	100,0%	7,0%	
D2	Energía	0,0420	0,0478	0,0476	0,0496	0,0513	0,0509	76,0%	21,2%	
	Impuestos	0,0151	0,0162	0,0172	0,0193	0,0168	0,0161	24,0%	6,6%	
	Total	0,0571	0,0640	0,0648	0,0689	0,0681	0,0670	100,0%	17,3%	
D3	Energía	0,0412	0,0447	0,0460	0,0479	0,0474	0,0473	74,7%	7,7%	
	Impuestos	0,0099	0,0156	0,0148	0,0162	0,0160	0,0160	25,3%	21,2%	
	Total	0,0511	0,0603	0,0608	0,0641	0,0634	0,0633	100,0%	23,9%	

Fuente: Eurostat. Elaboración propia.

Cuadro 31. Precios Gas Sector Industrial.

Precios componentes		2010	2011	2012	2013	2014	2015	%comp	2014/2007	
€/kWh									2015	
I1	Energía	0,0413	0,0447	0,0473	0,0478	0,0443	0,0439	79,7%	6,3%	
	Impuestos	0,0147	0,0133	0,0138	0,0138	0,0133	0,0112	20,3%	-23,8%	
	Total	0,0560	0,0580	0,0611	0,0616	0,0576	0,0551	100,0%	-1,6%	
I2	Energía	0,0389	0,0403	0,0356	0,0470	0,0420	0,0397	76,2%	2,1%	
	Impuestos	0,0143	0,0124	0,0116	0,0138	0,0128	0,0124	23,8%	-13,3%	
	Total	0,0532	0,0527	0,0472	0,0608	0,0548	0,0521	100,0%	-2,1%	
I3	Energía	0,0341	0,0365	0,0344	0,0438	0,0361	0,0355	75,5%	4,1%	
	Impuestos	0,0134	0,0117	0,0113	0,0131	0,0117	0,0115	24,5%	-14,2%	
	Total	0,0475	0,0482	0,0457	0,0569	0,0478	0,0470	100,0%	-1,1%	
I4	Energía	0,0291	0,0321	0,0305	0,0331	0,0314	0,0276	73,2%	-5,2%	
	Impuestos	0,0124	0,0110	0,0110	0,0121	0,0065	0,0101	26,8%	-18,5%	
	Total	0,0415	0,0431	0,0415	0,0452	0,0379	0,0377	100,0%	-9,2%	
I5	Energía	0,0267	0,0295	0,0293	0,0287	0,0255	0,0249	72,4%	-6,7%	
	Impuestos	0,0120	0,0104	0,0104	0,0102	0,0096	0,0095	27,6%	-20,8%	
	Total	0,0387	0,0399	0,0397	0,0389	0,0351	0,0344	100,0%	-11,1%	
I6	Energía	0,0263	0,0287	0,0269	0,0278	0,0235	0,0230	71,7%	-12,5%	
	Impuestos	0,0118	0,0102	0,0100	0,0101	0,0092	0,0091	28,3%	-22,9%	
	Total	0,0381	0,0389	0,0369	0,0379	0,0327	0,0321	100,0%	-15,7%	

Fuente: Eurostat. Elaboración propia.⁶⁸⁷

⁶⁸⁶ Una vivienda antigua consume 300-200 kWh/m², mientras que una vivienda nueva, solamente la mitad. Una vivienda pasiva puede consumir entre 50 y 15 kWh/m²,

⁶⁸⁷ I1 < 1.000 GJ/año
I2 1.000 GJ/año-10.000 GJ/año

Igualmente, en el sector industrial las bandas de precios en función de los consumos presentan diferencias importantes. Eurostat ha considerado 6 distintos niveles de consumo.

Las variaciones de precios desde el año 2010 al 2015 han estado en una media del 20% en el periodo citado y las tasas impositivas al gas en el sector industrial actúan de manera inversa a los precios de la energía, es decir a mayor precio base de gas, menor impuesto, y viceversa; esto puede entenderse como un mecanismo para equilibrar los precios, pero sin duda tiene un origen en la proporcionalidad entre el consumo y los costos de infraestructuras.⁶⁸⁸

63. Costos de energía como factor de competitividad.

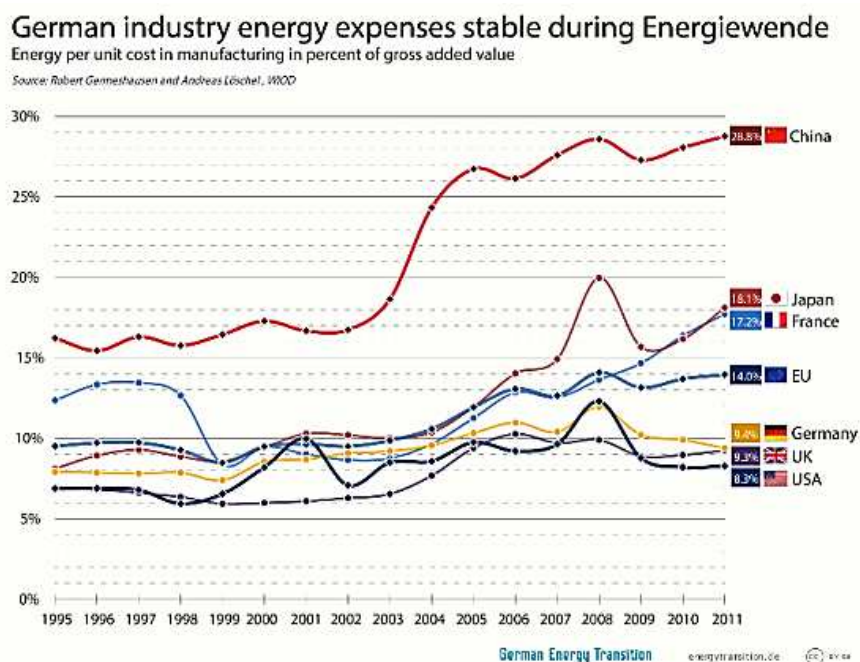
Se están empezando a tener en cuenta nuevos indicadores para valorar la competitividad. En el estudio realizado por Robert Germeshausen, Andreas Löschel (2015)⁶⁸⁹, "*Energiestückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit*" exponen que el impacto sobre la competitividad industrial de los precios de energía ha de ser interpretado con cautela. Consideran que los costos de energía en relación con el valor añadido, teniendo en cuenta la intensidad energética, son una mejor forma de interpretar la competitividad industrial en un sector determinado y para evaluar los impactos relacionados con la energía. Me parece interesante incluir en este punto este gráfico 64 de los citados autores, porque ilustra cómo, según su teoría, los costos de la energía no son un factor decisivo en la competitividad.

I3	10.000 GJ/año -100.000 GJ/año
I4	100.000 GJ/año-1.000.000 GJ/año
I5	1.000.000 GJ/año- 4.000.000 GJ/año
I6	> 4.000.000 GJ/año

⁶⁸⁸ En ambos sectores de consumo el concepto impuestos engloba:tasas, cánones, aranceles e impuestos.

⁶⁸⁹ GERMESHAUSEN, R; LÖSCHEL A (2015) "*Energiestückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit*". ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft

Gráfico 65. Energy Unit Cost in manufacturing.



Fuente: R. Germeshausen, A. Löschel Energiewende. Henrich Böel Stiftung.

En esta línea, la Dirección General de Asuntos Económicos y Financieros de la UE, publicó en 2014 el informe *Energy Economic Developments in Europe 2014*⁶⁹⁰, en el que se analizaba el factor de competitividad de la industria europea en comparación con la industria norteamericana como consecuencia de la reducción en los precios de la energía por el shale gas. Introduce el concepto de “*real unit energy costs*”, RUEC, indicador que tiene en cuenta el valor añadido de la intensidad energética, y también el precio de la energía.

También desarrolla el indicador NUEC, equivalente al ULC del sector industrial que combina los costos unitarios de salarios y productividad. En este caso NUEC utiliza el valor de los consumos de energía y la intensidad energética. La relación entre NUEC y RUEC se expresa:

$$\text{NUEC} = \text{RUEC} \times \text{Efecto nominal} = \text{Precio real de la Energía} \times \text{Intensidad Energética} \times \text{Efecto nominal.}^{691}$$

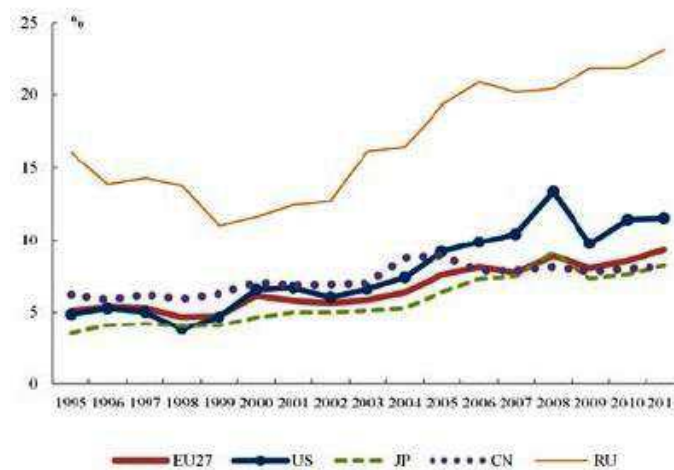
Los siguientes gráficos 66 y 67, expresan el indicador RCUE en términos de porcentaje sobre el valor bruto y el valor añadido en la UE con respecto a US, Japón, China y Rusia. En valor bruto, el costo real de la energía en la UE es inferior al de US

⁶⁹⁰ European Commission (2014), “*Energy Economic Developments in Europe. European Economy*”, Directorate-General for Economic and Financial Affairs.2014.

⁶⁹¹ El “Efecto Nominal” tiene en cuenta factores que no están en relación con los mercados de energía, como la política monetaria, las expectativas de inflación, los mercados financieros y mano de obra, el desarrollo del mercado de trabajo y la evolución del tipo de cambio.

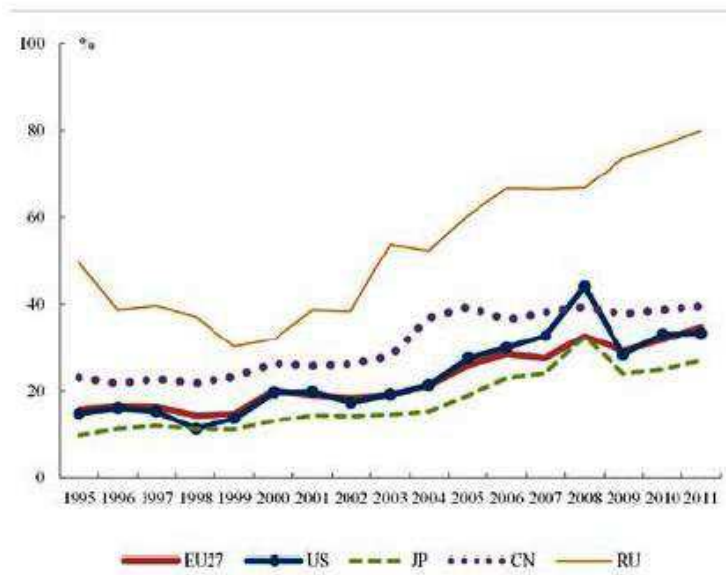
desde 2000 y similar al de Japón. Destaca el mejor indicador de China desde 2004 posiblemente debido a los bajos precios de transferencia interna del carbón nacional. El informe destaca que los indicadores de valor añadido de UE, US y Japón, en los años analizados son muy similares, pues sus economías industriales desarrolladas están orientadas hacia procesos y productos de alto valor añadido, en comparación con las economías de Rusia y China más orientadas a las producciones intensivas en energía y con menor valor añadido.

Gráfico 66. Real Unit Energy Costs valor bruto.



Fuente Energy Economic Developments

Gráfico 67. Real Unit Energy Costs como % de valor añadido



Fuente: Energy Economic Developments

Este nuevo enfoque, que tiene en cuenta no solamente los indicadores de la intensidad energética y los precios de la energía, sino también su relación con el valor bruto y el valor añadido de los productos industriales, permite a los empresarios y a las

autoridades energéticas y económicas de un país anticipar la estrategias industriales y de inversión en sectores de inversión de mayor valor añadido con bajos consumos y costos de energía, más aún en países de alta dependencia energética y en consonancia con precios de energía menos competitivos.⁶⁹²

64. Evolución de la Política en Energías Renovables EEG.

A partir de 1999, se pusieron en vigor una serie de leyes y reformas legislativas *EEG* que han servido como instrumento para el desarrollo de un cambio de modelo energético basado en una mayor y creciente participación de las energías renovables. Ya en 1999, se habían instalado en Alemania más de 4.400 MW, lo que suponía un tercio de la potencia instalada en todo el mundo, con tecnologías y con rentabilidades adecuadas y en línea con las inversiones en energía en general.

En conjunto las distintas leyes aprobadas, han tenido como razón de ser el facilitar un desarrollo sostenible de la energía en lucha contra el cambio climático producido por un calentamiento global como consecuencia del uso de los combustibles fósiles. Un camino emprendido en línea con las directrices de la UE y las recomendaciones de *UNPCC*, estableciendo objetivos de participación de las energías renovables que fueron y siguen siendo, en cada edición, más ambiciosos. Así en *EEG 2004* se consideró que la participación de las renovables debería alcanzar en 2010 un 12,5% del total de la electricidad y en 2020 un 20%, En la *EEG 2008* este objetivo 2020 se subió al 30%. Ya en *EEG 2012* el objetivo en el año 2020 era un 35%, en 2030 un 50%, en 2040 un 65% y en 2050 un 85%.

En todas las leyes *EEG* se ha regulado la prioridad de conexión a la red y se ha determinado la obligación de los operadores de la red de comprar y pagar las primas, transmitir y distribuir toda la generación de electricidad procedente de energías renovables, obligándoles a optimizar y expandir la red; con la condición de que ello sea económicamente razonable, soportando el operador de la red los costos de la instalación. Esta lógica limitación económica de la inversión en redes de transporte, nace siempre del hecho de que la capacidad de transporte de la nueva línea no se vea saturada, salvo que el generador compensase el déficit de peajes generado.

Para evitar posiciones de fuerza del operador de la red, *EEG 2008* estableció un plazo no superior a 8 semanas después de recibir del solicitante la información necesaria para esta conexión, con un calendario preciso que indicase el proceso a seguir y las

⁶⁹² Una política de optimización de los recursos energéticos no debería de facilitar instalaciones altamente consumidoras de energía y bajo valor añadido. Recientemente los precios dumping del acero proveniente de China ha puesto en situación de crisis al sector metalúrgico, que demanda el proteccionismo arancelario y la reducción del costo de la energía. Ciertas actividades altamente demandantes de energía eléctrica no se entienden en países con alta dependencia energética. Su modelo industrial ha de basarse en tecnologías y producciones de alto valor añadido que permita RCUE más bajos.

etapas de dicho proceso, y una información detallada de los costos estimados que incluyese solamente los costos técnicos asociados a la conexión y sin incluir los costos de uso de los terrenos de instalación de tendidos eléctricos. Este punto ha sido a menudo, y en todos los países, fuente de controversias entre el desarrollador de un proyecto y el titular de la red, incluso aunque el titular fuera una empresa pública. Una adecuada planificación de la red, acorde con los objetivos energéticos y la localización de las instalaciones de generación en función de los recursos naturales renovables, minimizan las disputas.

Los incentivos a las energías renovables, que permitían las inversiones planificadas, se articularon mediante un sistema *feed-in-tariff*, prima que supone un complemento al precio de la electricidad en el mercado, el mismo modelo seguido también por los tres estados miembros precursores del desarrollo de las energías renovables objeto de esta tesis, para cuyo cálculo se tenía en cuenta la inversión requerida⁶⁹³. En general, este mecanismo retributivo complementario ha estimulado la inversión en instalaciones de generación, pero no ha contribuido, en la medida necesaria, a una más acelerada reducción de los costos de los equipamientos e instalación; y en consecuencia a la progresiva y necesaria reducción del costo de energía, acorde con una política de desarrollo energético sostenible.

Como ya hemos comentado al hablar del proceso de liberalización coincidente con la puesta en marcha de *Energy Concept*, los precios de la energía eléctrica habían subido de tal forma que comenzaba una cierta reacción social y política que se desarrolla en el punto 64, Valoración Social de Energy Concept. Una justificación de este mayor precio ha sido derivado del cierre de siete centrales nucleares, con una potencia de 8.666 MW, y de la mayor participación de las energías renovables. Para estimular un desarrollo tecnológico que permitiese reducir los costos de electricidad, a partir de EEG 2012, se redujeron las primas y se establecieron mecanismos de regresión y de limitaciones temporales de las primas.

Pero junto a estas precisiones y circunstancias, es necesario reconocer que la política energética basada en un nuevo modelo de generación a partir de fuentes de energías renovables, nació de una visión muy anticipada a su tiempo y ha permitido a Alemania erigirse en líder tecnológico con la creación de importantes empresas de un alto valor añadido y de tecnologías exportables a muchos países. La solidez legislativa y la adecuación, en cada momento, de las distintas ediciones de EEG a los intereses de

⁶⁹³ El modelo financiero denominado "*project finance*" en el que la garantía del apalancamiento financiero es el propio proyecto, ha permitido acometer importantes inversiones con muy pequeña participación del capital privado. En momentos de liquidez bancaria se han visto operaciones con participación de capital privado, equity, del 15%, con lo que la rentabilidad al capital privado ha sido, en términos de retornos de inversión, superior al 15% TIR a 20 años. Hoy se considera que la TIR de proyecto a 15 años no debería superar el 7,5% con tarifas renovables competitivas.

los agentes energéticos y de los consumidores, así como la apuesta por un sistema de generación distribuida de los que muchos consumidores son propietarios o titulares, es un ejemplo a seguir por los reguladores de muchos países, que hasta ahora solo han mirado por los intereses de ciertos sectores económicos de la sociedad.

La crisis económica ha tenido también sus efectos en este sector; quizás por ello las tendencias actuales para el cumplimiento de los objetivos se han apartado en cierta manera de la ruta diseñada, como hemos podido ver en el apartado de indicadores de sostenibilidad energética.

65. Valoración social de Energy Concept 2050.

Los mayores costos de la energía que se han originado como consecuencia de la implantación de la estrategia *Energy Concept* y sus respectivas legislaciones *EEG*, han sido y siguen siendo muy discutidos tanto internamente en la República Federal como en general en los países del entorno de la UE.

Johanna Schmeller, en un artículo de prensa publicado por el grupo de comunicación DW en Agosto de 2013, destacó que la sensibilidad de la sociedad alemana en materia de preservación del medioambiente es muy elevada y que sus comportamientos son coherentes con dicha sensibilidad. En una encuesta realizada en enero de 2012, el 61% de los alemanes dijeron que estarían dispuestos a pagar más por la electricidad, si proviniese de recursos renovables. La energía nuclear solamente resultó ser aceptada por una pequeña minoría según datos de la misma encuesta. La autora del artículo indica que, tras la decisión del Gobierno Alemán de poner en marcha un adelanto del programa de paralización de las centrales nucleares al año 2022, decisión reforzada por el accidente nuclear de Fukushima, la revolución energética es algo asumido por los ciudadanos.

En el mismo medio, en un artículo de *Rayna Breuer*, se comenta la encuesta realizada por el Sindicato de Minería, Química y Energía (*IG-BCE*)⁶⁹⁴ a consumidores privados y a más de 250 empresas. Dos tercios de los consumidores, y el 61% de las compañías encuestadas, responden que la transición energética es buena o muy buena, destacando que se comparte el objetivo pero no su implementación, cuyos costos pueden generar problemas a muchas compañías.

⁶⁹⁴ El IG BCE fue creado en 1997 de la fusión de *IG Bergbau y Energie*, *IG Chemie-Papier-Keramik* y *Gewerkschaft Leder*. Participan en él trabajadores de industrias de la minería (especialmente de carbón), los productos químicos, gas natural, vidrio, caucho, cerámica, plásticos, cuero, gasolina (y productos relacionados), papel, reciclaje, y el agua. Con unos 675.000 miembros (2012), IG BCE representa, aproximadamente, una décima parte de todos los miembros de la confederación DGB (*Deutscher Gewerkschaftsbund*), y es el tercer mayor sindicato dentro de ella.

A pesar de que dos tercios de la población reconoce los beneficios de la política del Gobierno alemán para el desarrollo de las energías renovables, según una encuesta realizada por el instituto *FORSA* para la Organización de Defensa de los Consumidores, *VZBV*, el 40% de los encuestados está en desacuerdo con la forma en la que el gobierno ha manejado la transición a las energías renovables, siendo los precios de la energía la principal razón de su disconformidad, más aún cuando las empresas de alto consumo de energía y las que compiten en mercados globalizados, más de 2.000 empresas, están exentos del pago de los extracostos que supone esta transición, según indica la articulista.

En el informe del Deutsche Bank "*German Policy Watch*" de octubre de 2012, realizado por *Josef Auer*,⁶⁹⁵ se hacía un análisis de la política energética alemana *Energy Concept 2050* y se destacaba la inversión anual de 30.000 millones de euros necesarios para cumplir los objetivos en energías renovables, redes eléctricas, almacenamiento de energía, etc. Todo hacía prever que los precios de la electricidad en los hogares privados aumentasen en 2013 de una manera importante, ya que la asignación al programa había pasado de los 3,6 c€/kWh a los 5,3 c€/kWh, un incremento del 47 %. Y continuaba diciendo que, si la regulación de la política energética alemana no se ajustaba pronto, la asignación pasaría a 7 c€/kWh.

Como hemos analizado, este sobrecosto estaba soportado por las pequeñas empresas y los consumidores. El informe incidía en el compromiso de la Canciller Angela Merkel, en el sentido de que todos los consumidores deberían de asumir los extracostos del programa. De no ser así, los consumidores domésticos subvencionarían a las grandes empresas. Denunciaba la falta de rigor de las decisiones políticas y, en consecuencia, el alto nivel de incertidumbre para los inversionistas y los consumidores privados⁶⁹⁶.

El análisis del Deutsche Bank indicaba que los objetivos de la política energética hasta 2020 no se verían frenados por aspectos tecnológicos, pero sus costos pueden ser superiores a los que los políticos han pensado. Los costos del cambio de energía dependerán claramente del marco político y del grado de coordinación entre el gobierno alemán, los estados federados y los municipios. Y ponía como ejemplo, que si no hay conexión a la red, si la red no es capaz de transportar la energía eléctrica generada por la energía eólica en el Norte, no se podrá consumir en el Sur, aunque ya haya sido pagada por el mercado en virtud de la regulación *EEG 2012*. El calendario para la extensión de la red es muy ambicioso y requiere procesos legislativos urgentes. Una encuesta realizada por la Asociación de Energía Industrial de Alemania

⁶⁹⁵ AUER, J. (2012). *German Policy Watch*. *Deutsche Bank*.

⁶⁹⁶ Para el Ministro de Medio Ambiente, Peter Altmaier, el problema residía en la falta de coordinación entre los agentes del mercado eléctrico, pero descartó un debate político sobre los precios de la energía hasta pasadas las elecciones de septiembre de 2013.

puso de manifiesto que, en 2012, Alemania tenía el cuarto mayor precio de electricidad industrial del mundo y al menos un 50% más cara que en Estados Unidos y Rusia.

Se ha comentado en estas páginas la publicación del *Institut for Energy Research* de Washington, de Octubre de 2012 titulada *German Energy Policy. Man Made Crisis costs billions* en la que se analizó el extracosto que esta política alemana supondría para los consumidores doméstico. Una familia de tres hijos había visto incrementada su factura mensual de 40,60 euros en 2000 a 75,08 euros en 2012, un 85% de incremento, y se esperaban nuevos incrementos del precio de la electricidad del 30% al 50% en los próximos 10 años.

La Agencia Internacional de la Energía *IEA*, en mayo de 2013, recomendaba al Gobierno de Angela Merkel que mantuviese un equilibrio entre la sostenibilidad, asequibilidad y competitividad, al mismo tiempo que solicitaba un debate en el país acerca de los descuentos de las facturas a los grandes consumidores y los recargos a las pequeñas empresas y usuarios domésticos, de forma que los costos y beneficios se asignaran de una manera justa y transparente a todos los participantes del mercado. Por otro lado, contemplaba la necesidad de incrementar la potencia instalada en ciclos combinados de gas para mejorar la flexibilidad del servicio y cumplir con los planes de ampliación de las redes de transporte de energía eléctrica. Todas estas recomendaciones y opiniones se hicieron en el marco de la campaña para las elecciones legislativas de septiembre de 2013.

El 31 de Enero de 2014, un mes después de la conformación del nuevo gobierno surgido de la alianza entre el CDU y el SPD, el Ministro de Economía Sigmar Gabriel, en un discurso en el Bundestag, acerca de la política energética, argumentó, que aunque la transformación del sector energético alemán traería como consecuencia importantes beneficios económicos, medioambientales y sociales, no dejaba de entrañar ciertos riesgos derivados de los altos costos de energía, en un escenario de cierre de las centrales nucleares en 2022 y con un objetivo 2050 de generar el 80% de las necesidades de energía a partir de fuentes de energía renovables.

Anunció recortes en las subvenciones actuales pasando de los 17 c€/kWh a los 12 c€/kWh y la limitación de la potencia eólica *onshore* y fotovoltaica instalada a 2.500 MW por año y de la energía eólica marina a 6.500 MW instalables hasta el año 2020. Este nuevo cambio en la política energética, le ha acarreado las críticas de los Länder costeros y del sector de las energías renovables y, por supuesto, de los ecologistas que le acusaban de generar un movimiento orientado a la reducción de las energías renovables a favor de otras tecnologías sucias y contaminantes. Se anunciaba una nueva ley que reformase la *EEG* 2012. En agosto de 2014, entró en vigor la *EEG* 2014.

La consultora Boston Consulting Group, a finales del 2014, publicó en su boletín “bcg perspectives”⁶⁹⁷ un análisis crítico de la situación energética en Alemania, saliendo en defensa de los intereses de las grandes compañías de generación tradicionales.

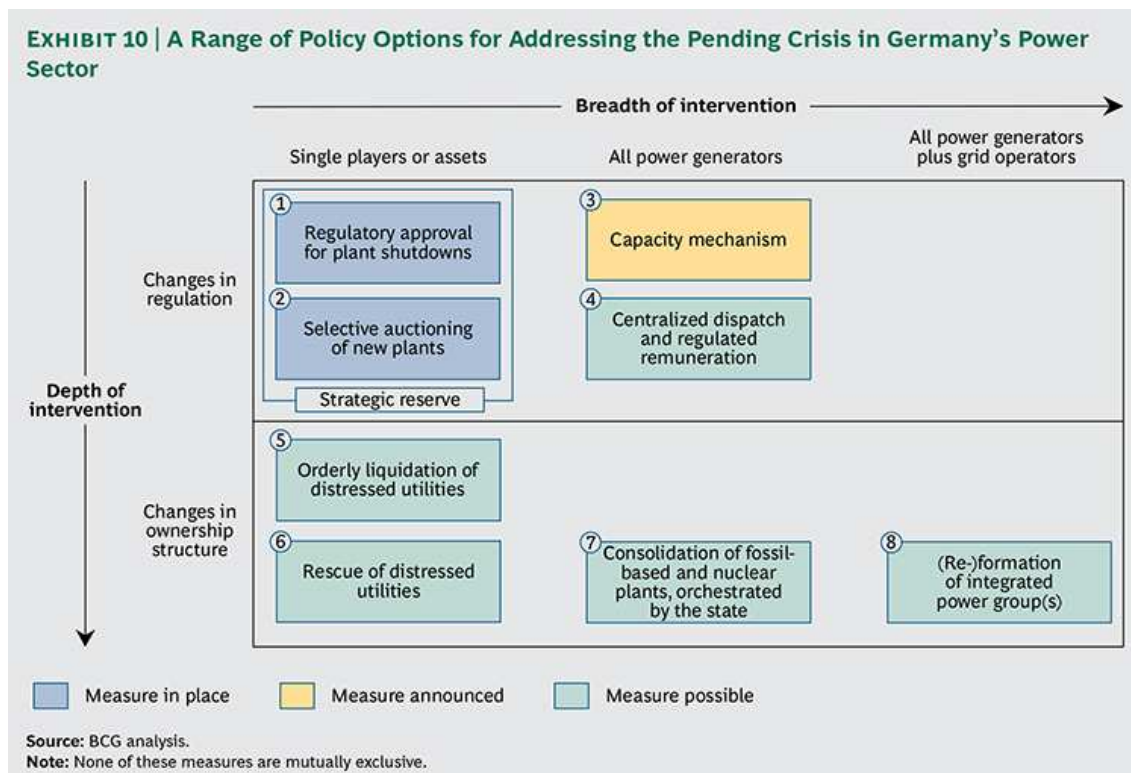
Hacia una exposición de la pérdida del negocio tradicional de las compañías generadoras, “utilities”, al encontrarse con un nuevo modelo energético basado en pequeñas instalaciones, de baja intensidad de financiación y con menores barreras de entrada, etc., en contra del modelo tradicional de activos a gran escala, grandes inversiones con ciclos de retorno largos y con barreras de entrada. Además, continuaba, el cierre de la generación nuclear, la inviabilidad económica de la explotación de centrales térmicas de carbón y la desagregación (liberalización) de las redes eléctricas, etc., dibujaban un panorama desolador, en el que se encontraban también con la competencia de pequeños generadores que vendían sus excedentes de electricidad a terceros, por lo que los márgenes de las compañías se reducen. En consecuencia su valor bursátil había caído entre un 55% y un 70%, desde 2008 hasta julio del 2014, al igual que les ocurre a otras compañías europeas.

Estas mismas grandes compañías alemanas tampoco tienen, según BCG, la capacidad de invertir en energías renovables, ante la más agresiva competencia de nuevos agentes particulares, agricultores, como promotores y desarrolladores de proyectos, con lo que las inversiones en energías renovables de estas grandes compañías solo alcanzan un 12% del total de renovables. En consecuencia solicitan al Gobierno alemán ocho medidas para solucionar este problema que afecta a estas grandes compañías, en cursiva, medidas que sucintamente comento en letra redonda.

El Gráfico 67 siguiente recoge las medidas solicitadas por el Sector.

⁶⁹⁷ BCG (2014). “Germany’s Energiewende: The End of Power Market Liberalization? Perspectives”.

Gráfico 67. Opciones Políticas Crisis Sector de Generación



Fuente: Boston Consulting Group

Cambios propuestos en la regulación:

- Ampliación de la aprobación regulatoria para el cierre de plantas más allá de 2017. En la actualidad las autoridades pueden no aprobar el cierre de una planta y compensar a su propietario con el reembolso de los costos fijos. Muy probablemente el Gobierno no quiere que la capacidad instalada disminuya hasta que la generación a partir de renovables compense la producción perdida.
- Subastas de nueva potencia. El gobierno haría licitaciones de nuevas plantas, en regiones específicas, que se consideren necesarias para la seguridad del suministro de energía, pero, de acuerdo con la estrategia Energy Concept, favorecería instalaciones de alta eficiencia o con base a las energías renovables.
- Desarrollo de un mecanismo de pagos por capacidad.
- Despacho centralizado de energía acompañado por remuneración regulada. Supone un cambio de la propia operación del mercado en donde la mayoría de las operaciones son *over the counter*.

Cambios propuestos en la estructura de propiedad:

- Liquidación ordenada de plantas en dificultades financieras. Se proponen como medidas la nacionalización, municipalización, o la adquisición de este tipo de

plantas por otras utilidades. Se propone, como solución alternativa, la refinanciación por el Estado.

- Consolidación orquestada por el Estado de las plantas térmicas y nucleares. La propuesta de los sindicatos es que el Estado crease una corporación nacional propietaria de las plantas de carbón, en un nuevo intento de nacionalización.
- Formación de un Grupo o Grupos integrados para operación de las plantas, la red y la comercialización.

El informe *BCG* concluye que, en la formulación actual del mercado eléctrico se envían señales de precio que no estimulan la inversión en nueva capacidad de generación convencional o renovable, lo que en la práctica lleva a que no se cumpla con la garantía de suministro. Por otro lado se observa un incremento de la regulación del mercado de energía que afecta a la mitad de la capacidad instalada, (nuclear y renovables) tendencia, que en opinión de *BCG*, continuará.

La entidad consultora *Deloitte* publicó en 2015 un documento titulado *European Energy market reform. Germany*, orientado a hacer un análisis de la situación de la energía en Alemania en cuanto a capacidad de generación y mercado de electricidad para, seguidamente, hacer una proyección hacia los objetivos 2020 y 2030 en energías renovables, eficiencia energética y emisiones de CO₂. Este estudio, parte de la misma situación que el estudio de *BCG*, pero con enfoques y sobre todo objetivos distintos. No entra en valoraciones sino que se limita a recoger los datos del sector. Tampoco hace mención a los obstáculos importantes en el desarrollo de la estrategia, más allá de las dificultades inherentes a un proceso de tal magnitud.

Las cuatro grandes compañías energéticas de Alemania *E.On*, *RWE*, *Vattenfall* y *EnBW* reconocen en sus informes anuales de 2014 que el mercado de energía en Alemania, y en general en Europa (estas compañías tiene actividades en muchos países de la UE), está experimentando un cambio fundamental a partir de las políticas energéticas para hacer frente al cambio climático y a la consiguiente mayor participación en la generación de las energías renovables, cada vez más competitivas. A ello se une una reducción de la demanda por efecto de la crisis económica y por la sensibilidad de la sociedad hacia un uso eficiente de la energía.

66. Energy Concept 2050. Visión del sector energético

Las compañías energéticas han visto aparecer el fenómeno de la descentralización de la energía, del que no se esperaba tomase carta de naturaleza tan pronto. Estas compañías han operado grandes centrales que generan energía para atender a sus clientes, cuando ahora es habitual que estos consumidores se generen su propia energía y vendan sus excedentes a la red pública. Todo ello ha tenido un efecto combinado que tiene su reflejo en los precios de la electricidad, no tanto en el gas, y

que hace que los resultados de estas empresas se resientan. En 2012 las grandes compañías producían el 73 % de la electricidad consumida en Alemania.

Todos ellas hacen en sus memorias anuales un ejercicio de aceptación de la realidad surgida del cambio de paradigma energético, y expresan su decisión de afrontar esta nueva situación identificando oportunidades de crecimiento, mediante la mayor orientación al cliente, las inversiones en renovables en especial en eólica marina y en el mercado de clientes finales.

La realidad es que este cambio de modelo energético ha sorprendido en Europa a las grandes empresas cuyos movimientos suelen ser seguros, pero lentos. Pero, la experiencia en otros países también nos hace ver que las energías renovables no han sido tenidas en consideración por las grandes compañías, porque no se ajustaban a sus propios modelos de negocio, ni a los patrones tradicionales de inversión de grandes instalaciones y larga vida útil. Cuando lo han hecho, ha sido siguiendo los esquemas propios de las utilities, con fuertes inversiones, en la medida que las primas permitieran una alta rentabilidad de las inversiones. Pero ha sido más por tener un cierto control del negocio de la electricidad, que por el apoyo a un nuevo modelo energético, al que se enfrentan con todas sus armas, que son muchas, ya que les hace perder sus posiciones dominantes. La consecuencia, en la realidad, es que los consumidores y pequeños inversionistas están sustituyendo a las grandes compañías creando un modelo de generación distribuida que va extenderse con facilidad.

Lo que no resulta razonable es que una administración que se ha embarcado en la puesta en marcha de un nuevo modelo energético con unos ambiciosos objetivos, atienda a unos planteamientos como los expuestos por BCG que representan intereses muy concretos y poderosos y en el fondo son una involución hacia posiciones oligopólicas no sostenibles en los momentos en que vive el mundo de la energía.

El Jefe de la Política del Consumidor de la Federación Alemana de Organizaciones de Consumidores (VZBV), *Ingmar Streese*, en una entrevista realizada por la revista “*Moving Ahead*” de la empresa *EnBW*, considera que habría sido mejor para las empresas energéticas empezar antes el desarrollo de las energías renovables; pero, por el contrario, los consumidores han sido los primeros en invertir en energías en estas tecnologías y, hoy en día, el 50% de las instalaciones son propiedad de los consumidores- no de la potencia- de forma que se puede decir que los ciudadanos son un sujeto activo en el desarrollo de *Energiewende* y lo siguen siendo a pesar de la reducción de las subvenciones a las energías renovables. Esto demuestra que apoyan el nuevo modelo aceptando que los precios sean más altos, con la condición de que los costos se distribuyan equitativamente; pero en general se considera que aún hay margen para la reducción de precios.

CAPITULO V. CONCLUSIONES.

67. Política Energética en Alemania

Un análisis de la Política Energética en Alemania, en el marco de la Política Energética Europea, requiere tener presente el momento histórico de la reunificación de Alemania en 1990, que supuso la integración de la extinta Alemania del Este con una economía deprimida e industrialmente abandonada, a la que hubo que aportar ingentes recursos económicos. Su modelo energético se basaba en la utilización como energía primaria del gas importado de la URSS y el lignito, un combustible con baja eficiencia energética, del que se poseen grandes reservas. Las infraestructuras de generación, de transmisión y distribución eran obsoletas y las medidas de eficiencia energética, inexistentes. Todo ello se incorporó al sistema energético de un país unificado; sus emisiones de SO₂ y de gases de efecto invernadero formaron ya parte de las estadísticas de emisiones de la Alemania reunificada ante la UE.

68. Sostenibilidad Eneológica

El concepto de Sostenibilidad Energética engloba múltiples aspectos relacionados con la economía, la sociedad, la ciencia y tecnología, el medioambiente y el cambio climático, e incluso los modos de vida de los ciudadanos.

Por ello cuando hablamos de política energética sostenible se está poniendo distancia, desde un plano de mayor nivel, de una forma de actuar que ofrece tan solo una visión puntual del mundo de la energía prescindiendo de una amplia visión estratégica de conjunto. Estamos hablando de la interrelación entre los aspectos citados y sus efectos; y por tanto, de una visión estratégica, de una mayor dimensión que la estrictamente regulatoria carente de proyección a largo plazo.

Alemania, un país con una importante dimensión geográfica, demográfica, económica y social, ha abordado el presente y futuro de la energía con una amplia visión en un horizonte temporal de largo plazo, afrontando las amenazas presagiadas por un cambio climático cuyo origen demostrado es el uso creciente de combustibles fósiles en tan solo estos dos últimos siglos.

Y esta visión estratégica, como la que encierra *Energy Concept 2050*, aporta el análisis de la situación, los pronósticos de la evolución del mundo de la energía, las medidas correctoras y los indicadores que permiten el grado de avance hacia los objetivos, no solo estrictamente en los planos energéticos y climáticos, sino también en los aspectos tecnológicos, económicos y sociales.

La sostenibilidad energética, en línea con la visión energética de la Unión Europea, ha sido considerada por Alemania como un objetivo fundamental para reducir su elevada dependencia del suministro de energía de terceros países, cercana al 70% del

consumo total de energía, haciendo un menor uso de las fuentes de energías convencionales derivadas del petróleo. La reducción de los combustibles fósiles en la generación de electricidad, calor y en el transporte, incide decisivamente en la disminución de las emisiones responsables del calentamiento global y del cambio climático.

69. La liberalización del sector energético.

Las primeras acciones de cierta entidad, en torno a lo que conocemos por Sostenibilidad Energética, tuvieron lugar fuera aún de las perspectivas estratégicas y centradas más en el desarrollo de las energías renovables. La ley de energías renovables Str/EG de 1991, contempló la necesidad de incentivar las inversiones en estas tecnologías energéticas, no solamente como medida en la lucha contra el cambio climático, sino también en el aspecto de reducción de su elevada dependencia energética.

El proceso de liberalización del mercado energético sentó las bases de una nueva estructuración del sector energético en línea con la Directiva 96/92 UE. La Ley *ENWG* de 1998, primera de un conjunto legislativo de este proceso, obligó a la separación efectiva de empresas con actividades eléctricas de generación, transmisión y distribución y, en el caso de que las empresas formasen parte de un mismo grupo, con estados financieros distintos por cada actividad.

En este conjunto de leyes, hasta la *EnWG 2012*, se liberalizó el sector con un paquete de medidas estableciéndose que las empresas promotoras de proyectos de generación de energía eléctrica no debían de ser discriminadas, siempre que acreditaran su eficiencia técnica, su capacidad económica y la competitividad en el mercado de energía. Se crea la obligatoriedad de que las empresas de transmisión compren la electricidad generada por instalaciones autorizadas. También se estableció un principio de no discriminación a la construcción de las redes de distribución de electricidad y gas, con el fin de garantizar una competencia efectiva del suministro y un funcionamiento fiable de las redes eléctricas.

70. Efectos del proceso de liberalización.

La liberalización del sector energético bajo el impulso de la legislación de la Unión Europea, creó un marco propicio para el desarrollo de las energías renovables. El carácter oligopólico de un sector muy consolidado, acomodado a una ausencia real de una competencia activa, se resistía a impulsar un nuevo modelo energético que era interpretado como una amenaza, más que una oportunidad. En este sentido, la liberalización del sector abrió las puertas a nuevas dinámicas empresariales, que también afectaron al propio sector, y facilitó el acceso de nuevos inversores al mundo energético, particularmente en el campo de la generación a partir de fuentes de energías renovables.

Pero, como he comentado, no siempre un modelo energético liberalizado es la única vía para que la eficiencia en la inversión, operación y obtención de costos reducidos se produzca. Noruega entendió que los consumidores preferían que el sector tuviese un carácter público y en esa línea configuró un modelo energético con empresas públicas eficientes y bien gestionadas. De hecho, en muchos países, no solo de la UE, se asiste en estos momentos a un debate sobre la conveniencia de la renacionalización de ciertas actividades del sector energético, ante los retos climáticos que hay que abordar y frente a la oposición de ciertas compañías energéticas.

En sus comienzos, el proceso de liberalización no cumplió con las expectativas depositadas en la reestructuración del sector. Alemania, dentro del marco normativo recogido en las Directivas de la UE, se inclinó hacia el sistema *Negotiated Third Party Access* al considerar que la supresión de los *cartels* y la negociación con las empresas del sector facilitarían el proceso, aunque ello supusiera el pago de *Stranded Costs* como ocurrió en España. Pero las empresas mantuvieron sus posiciones, lo que llevó a las autoridades energéticas a adoptar en 2003 el modelo *Regulated Third Party Access*, que era el más extendido en la UE y con el que más rápidamente se acometió la liberalización del sector.

La realidad fue que el sector continuaba dominado por empresas integradas verticalmente, manteniendo intereses en generación, transmisión y distribución, controlando el funcionamiento de las redes de transmisión, y con áreas de control y de balance separadas, en lugar de tener un única área de balance como en otros países europeos.

La liberalización del sector produjo un efecto de concentración de empresas, dando como resultado que, en 2013, cuatro importantes compañías controlasen aproximadamente el 67% de la capacidad de generación y el 74% de la producción de electricidad, transmisión. En el sector energético en manos de los municipios se produjo una cierta concentración: 900 empresas municipales existentes en 1998 se redujeron a 700 empresas en 2005. En consecuencia, se produjo una reducción de empleo, que distintos autores estimaron en 64.000 trabajadores en el periodo entre 1997 y 2000.

La perspectiva que se percibe de la liberalización del sector no arroja, no solamente en Alemania, los beneficios hacia los consumidores que podrían suponerse de un libre mercado de la energía. Las autoridades reguladoras se ven con frecuencia sometidas a los criterios de las empresas que se rigen por una economía de mercado y maximización de los beneficios, en un servicio de carácter público en el que el Estado asume la garantía de suministro y precios asequibles a los consumidores sin contar con una regulación eficiente para asumir ese compromiso. Hay por tanto una cierta disfunción en el sistema energético en una materia como la energía, que tanto impacto tiene en el país desde el punto de vista económico, social y ambiental. Y como consecuencia de ello se debate, con creciente frecuencia, si el modelo de

liberalización del sector da respuesta a las necesidades de la sociedad o se tiene que reequilibrar con una mayor presencia del Estado en el sector.

71. Leyes para el desarrollo de las energías renovables.

En este marco legislativo se contemplaron medidas específicas en materia de energías renovables, dándose los pasos para la actualización de los mecanismos de incentivos que favoreciesen su implantación. Esta organización del sector energético permitió que nuevas empresas, e incluso capitales privados, apoyados por el marco de incentivos, invirtieran en energías renovables minando el carácter oligopólico de veteranas empresas del sector defensoras del *statu quo*, con más recursos pero con menos visión estratégica.

La ley *EEG* 2000 reguló la prioridad de acceso a la red de las energías renovables y creó mecanismos para la implementación de opciones de prioridad de subvenciones a las energías renovables en línea con la Directiva Europea. Las primas a pagar por la energía se centraron exclusivamente en la energía procedente de fuentes renovables tales como hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, geotermia, gas de vertederos, plantas de tratamiento de residuos, minas o biomasa bajo determinadas condiciones técnicas. Pero cada tecnología accedía a una prima distinta cuyo objetivo era incentivar la instalación y hacer rentable la explotación. El operador de la red más próxima estaba obligado a comprar y a pagar la prima establecida.

Las leyes siguientes modificaban los objetivos de instalación y adecuaban las primas en función de la eficacia de los equipos y de la operación, estableciéndose criterios de reducción de primas. Fue especialmente destacable que la *EEG* 2008 fijase un objetivo de alcanzar, en 2030, una participación de las energías renovables del 30%. Sin embargo, tan solo 4 años más tarde, los objetivos que planteaba la *EEG* 2012 eran más agresivos, ya que se planificaba una participación de las renovables del 35% en 2020, un 50% antes del 2030, un 65% antes del 2040 y un 80% antes del 2050 siempre en términos de energía final, aun cuando se definió también el objetivo en energía primaria: el 18% del total del consumo de energía en 2020.

Las instalaciones de generación de electricidad de fuentes de energías renovables aumentaron en número y en producción de electricidad en un entorno de demanda más reducido, en parte por la crisis económica del 2008, y en parte también por el efecto de las medidas de eficiencia energética. En estas circunstancias se vio la conveniencia de regular su crecimiento, sus localizaciones y tecnologías, creando mecanismos de reducción, regresión y duración de los incentivos, manteniéndose el criterio de que las inversiones debían tener una rentabilidad razonable, a lo que contribuía la reducción de costos de generación de los nuevos diseños de equipos e instalaciones.

En el invierno 2011/2012 se produjo una situación de falta de abastecimiento de energía como consecuencia del cierre en 2011 de siete centrales nucleares por decisión estratégica derivada de un cambio de política energética del Gobierno. La situación se agravó por la falta de planificación del cierre de las plantas de generación y porque algunos operadores tenían contratos de interrumpibilidad de suministro, que les obligarían a indemnizar a sus clientes. La ley *EnWG* 2012 contempló medidas temporales, entre las cuales se definió la obligación de notificar con 12 meses de anticipación la intención de cerrar una planta de energía y la prohibición de cerrar la planta antes del final de estos 12 meses, así como el establecimiento de un pago por mantener en operación las plantas de energía que son vitales para el sistema.

Surgen las primeras interpretaciones y críticas sobre la carencia de flexibilidad del sistema para atender la demanda en situaciones críticas, originada bien por una generación reducida de las energías renovables o por una demanda superior a la estimada.

La ley *EEG* 2012 impulsó la producción del biogás procedente de fermentación anaerobia de biomasa y del biometano procedente del procesado del biogás para su inyección en la red de gas, viéndose necesario el almacenamiento de gas producido por electricidad de fuentes de energía renovables, que en definitiva es un almacenamiento intermedio de electricidad generada por energías renovables.

72. Energy Concept 2050

La estrategia energética *Energy Concept 2050*, cuya puesta en escena se hizo en 2010, inspirada en el documento *Energía 2050* de la CE, supuso la proyección de un modelo energético a largo plazo y un impulso adicional a la política energética sostenible, tomando como principios la seguridad del suministro, el incremento de la eficiencia energética y el total suministro de electricidad procedente de fuentes de energías renovables.

Energy Concept 2050, parte del análisis de la situación, los pronósticos de la evolución del mundo de la energía, las medidas correctoras y los indicadores que permiten el grado de avance hacia los objetivos; no solo estrictamente en los planos energéticos y climáticos, sino también en los aspectos tecnológicos, económicos y sociales.

La sostenibilidad energética ha sido considerada por Alemania como un objetivo fundamental para reducir su elevada dependencia del suministro de energía de terceros países, cercana al 70% del consumo total de energía, haciendo un menor uso de las fuentes de energías convencionales derivadas del petróleo. La reducción de los combustibles fósiles en la generación de electricidad, calor y en el transporte, incide decisivamente en la disminución de las emisiones responsables del calentamiento global y del cambio climático.

73. Efectos de las leyes EEG en el desarrollo de las energías renovables.

El desarrollo de las energías renovables estaba dando lugar a un debate acerca de la viabilidad del modelo energético y sus consecuencias en la flexibilidad de las infraestructuras de transmisión y en la capacidad de la generación para atender la demanda en cada momento. Un aspecto importante, que ha suscitado muchas reacciones desde distintos frentes, ha sido el efecto de las energías renovables en el incremento de los precios; un debate habitualmente desacoplado de la necesidad de un modelo energético que redujese la dependencia y las emisiones de GHG.

También fue objeto de debate la naturaleza de los incentivos para el desarrollo de las energías renovables en un mercado liberalizado, ya que estas ayudas no se rigen por mecanismos de mercado como ocurre con los certificados verdes, sino que están reguladas por las autoridades energéticas.

El camino emprendido no ha estado exento de momentos de dificultad. La decisión política de cierre de ocho centrales nucleares cuya construcción fue anterior a 1980, eliminándose una potencia instalada de 8.336 MW, un 6,4% de la potencia total instalada en el país, seguida de la decisión del cierre definitivo de todo el parque nuclear en el año 2022, generó grandes tensiones entre los distintos grupos políticos, ecologistas, y ciudadanos. Las grandes compañías propietarias de las centrales demandaron al Gobierno por la aplicación de tasas por alargamiento de la vida útil de las plantas.

Es a partir del año 2020 cuando se proyecta una reducción más intensiva de energía primaria procedente de los combustibles fósiles. Como ya he comentado, los objetivos previstos en EEG 2012 de generación de la electricidad renovable sobre el total de la electricidad para el año 2020 se fijaron un 35%. En el año 2015 la generación de electricidad en Alemania fue de 647.000 GWh de cuya cantidad 194.100 GWh fueron producidos por energías renovables, lo que significa un 28,7 % del total de generación y hace pensar que el objetivo del 35% en el 2020 es alcanzable. Para 2030 el objetivo es del 50%, en 2040 un 65%, y en 2050 un 85%.

El Gobierno de Coalición de 2014 CDU/SPD hizo público un documento en el que expresaba su intención de modificar la ley EEG 2012, El propósito de la modificación fue permitir el suministro sostenible de energía, teniendo en cuenta el cambio climático y la protección del medio ambiente, reducir los costos de la electricidad, conservar los recursos energéticos fósiles y promover el desarrollo de tecnologías para generar electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Además se planteaba limitar la garantía del *feed in tariff* a ciertas tecnologías, haciendo un cambio importante en la estructura de primas. Se consideraba que la rápida expansión de las energías renovables dio como resultado un incremento del precio de la energía, y que a su vez se había generado un problema en la estabilidad de las redes eléctricas y en la seguridad de suministro energético.

No obstante, esta ley EEG 2014 aumentó el grado de participación de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en 2050, al menos el 80 por ciento del consumo bruto de electricidad, con una senda de crecimiento constante y rentable de forma que, en 2025, la electricidad renovable suponga un 40%-45% y un 55%-60% en 2035. El objetivo de consumo de electricidad en 2020 significa un 18% de la energía primaria consumida. Este desarrollo de las energías renovables tenía como principios básicos principales, entre otros, el enfoque de las ayudas hacia tecnologías de bajo costo de energía y la realización de subastas de electricidad renovable.

74. Indicadores de Sostenibilidad Energética

En el estudio que he realizado de los indicadores de sostenibilidad se puede observar una tendencia generalizada a la mejora de todos ellos, con la salvedad preocupante de que el peso de las energías renovables en la energía primaria es aún muy pequeño, lo que hace pensar que aún hay mucho por hacer, particularmente en el sector del transporte y calefacción de edificios. Pero lo cierto es que, como hemos podemos deducir del estudio de *Fraunhofer IWES*, la reducción de la participación de los combustibles fósiles es progresiva hasta 2050, y el dato del año 2015 se corresponde ya con los objetivos de sostenibilidad.

Se han analizado los indicadores de eficiencia energética resultantes de los planes de eficiencia desde 1997 a 2016 y se observa que los objetivos específicos se han alcanzado, no siendo necesarias medidas complementarias. Destacan el sector de la vivienda residencial y el de servicios. Se podría pensar que la industria ha alcanzado el punto en que las inversiones necesarias no se justifican debido a su difícil retorno o que no hay tecnologías adecuadas para ello, ya que en el periodo 2007 a 2016 tan solo ha conseguido un 11,4 % de los ahorros totales desde 1995.

El peor resultado en el cumplimiento de los objetivos de eficiencia energética lo da el sector del transporte, con un ahorro energético inferior al obtenido por la edificación en términos absolutos. *Energy Concept 2050* prevé una reducción en el consumo final de energía en el sector transporte, con respecto al año 2005, de un 10% en 2020 y de un 40% de 2050, lo que sin duda ha de provenir de la incorporación de vehículos eléctricos en el transporte personal y de biocombustibles en transporte de mercancías. Pero se necesitarán políticas de sensibilización en el uso del automóvil y en la necesidad de incentivar la reducción del transporte de mercancías de productos agrarios e industriales proveniente de localidades o países distantes, siempre que estos productos que puedan obtenerse o fabricarse en localidades más cercanas.

75. Desarrollo Tecnológico. Energy Concept 2050.

Es muy destacable el papel de la investigación y desarrollo dentro de un sistema eficiente de ciencia–tecnología–empresa. Muchas de las actividades están centradas en la acumulación de energía; como por ejemplo mediante la obtención de metano a

partir del CO₂ e hidrógeno, un camino para la reducción de las emisiones que permite el desarrollo de sistemas de acumulación de energía como almacenamientos de gas o su inyección directa a la red de consumo. La vía electroquímica por medio de las baterías de alto rendimiento está presente también en los programas de investigación y desarrollo. En este sentido, *Energy Concept 2050* dedica especial atención a la acumulación de energía, mediante el desarrollo de los vectores químicos, para la acumulación a largo plazo de energías renovables, y la utilización de los excedentes de electricidad convertida en hidrógeno o metano para su uso en el transporte o electricidad.

También se han abierto líneas de investigación para el desarrollo de los vehículos híbridos y eléctricos que favorezcan una movilidad sostenible al mismo tiempo que sus baterías sirven de acumulación de energía en momentos de bajo demanda de electricidad.

La política de obtención de biocombustibles a partir de biomasa alimentaria ha sido cuestionada por su impacto, y no se contemplan desarrollos en estas tecnologías. Los esfuerzos se orientan al desarrollo de vehículos eléctricos híbridos o simplemente eléctricos. La tecnología de gasificación y síntesis de *Fischer Tropsch*, utilizando biomasa residual o cultivos energéticos no alimentarios, para la obtención de combustibles para aviación, transporte terrestre y marítimo de mercancías, ofrece un campo de desarrollo muy a tener en cuenta.

Todo ello ha conllevado a un desarrollo tecnológico avanzado, surgido de una potente y numerosa red, altamente especializada, de Centros Tecnológicos, Universidades y empresas que han actuado coordinadamente bajo la tutela de las autoridades energéticas, y que ha hecho posible un modelo energético con constante reducción de los costos de energía, que sitúan a Alemania en el líder tecnológico mundial en energías renovables.

76. Oposición a la Estrategia *Energy Concept 2050*.

En 2012 se generó un movimiento promovido por las compañías eléctricas de transporte de energía, propietarias de las redes, que consideraban que una política basada en energías renovables afectaba a los resultados de sus empresas, por cuanto el nuevo modelo energético de generación distribuida con pequeñas plantas generadoras a nivel local, por un lado, y la poca flexibilidad de las energías renovables, les obligaba a la inversión y al mantenimiento de unas redes eléctricas costosas y poco utilizadas. En base a este argumento, apoyados en informes de importantes consultoras, preconizaron la necesidad de creación de un mercado de capacidad.

Ha habido una corriente de opinión en el sentido de que la garantía de suministro de electricidad se vería comprometida si no se contemplaba un esquema de incrementar

la capacidad de generación. El argumento, en el que se sustentó esta visión, se centraba en la nula flexibilidad de las energías renovables para acomodarse a una demanda que podía variar sobre lo planificado, creando puntas de consumo críticas.

El Gobierno se vio obligado a la realización de un Libro Verde en 2014, en el que se puso de manifiesto tanto la posición de crear un mercado de capacidad con ampliación de instalaciones de generación y un sistema de pago por capacidad, como la de un mercado en línea con el modelo existente, con creciente participación de las energías renovables, que diese garantía de suministro a los consumidores incrementando la flexibilidad, potenciando las infraestructuras, la acumulación de energía y la eficiencia energética.

El consiguiente Libro Blanco en 2015, recogiendo la información del Libro Verde, manifiesta la opinión del Gobierno que ha considerado que el modelo a seguir es el actual modelo del mercado eléctrico 2.0.

Es cuando menos sorprendente que las compañías eléctricas hagan en sus memorias anuales un ejercicio de aceptación de la realidad surgida del cambio de modelo energético, y expresan su decisión de afrontar esta nueva situación, identificando oportunidades de crecimiento mediante la mayor orientación al cliente, las inversiones en renovables, en especial en eólica marina y en el mercado de clientes finales. En definitiva, ante un negocio con incertidumbres, tratan legítimamente de defender su modelo ofreciendo a sus clientes una mayor atención y mejores condiciones.

77. Consideración de la energía como factor de competitividad.

Se entendía que el modelo energético no era sostenible con elevados precios de gas y electricidad. Lo que hacía que el país perdiese competitividad ante otros mercados en los que el precio de la energía era más reducido. Y se argumentaba que, a pesar de que la intensidad energética en los principales sectores de la actividad era menor en Alemania, los altos precios de la energía anulaban el efecto de este menor consumo de energía en relación al PIB, sufriendo, en consecuencia, una pérdida de competitividad. Las presiones hacia el Gobierno para que afrontase una reforma del modelo procedían tanto del sector energético, la academia, la industria, consumidores y de las organizaciones sindicales. Y no solamente desde dentro del país. Destacados institutos criticaron con dureza el rumbo de Alemania en su política energética, que algunos medios de comunicación internacionales calificaban de “política insostenible”.

Se admite como un axioma que la energía es un factor crítico de la competitividad. La forma de medir el impacto energético en la economía de un país es a través del indicador de intensidad energética que relaciona el consumo de energía por unidad de Producto Industrial Bruto. Pero es cierto que el propio indicador PIB oculta la realidad de la economía de un país. El PIB puede ser muy elevado por diferentes caminos de la economía. Bien elaborando gran cantidad de productos de bajo valor añadido o, por el

contrario fabricando productos específicos de alta tecnología, de alto valor añadido. Dos modelos económicos diferentes que en la práctica suponen una distinción entre los países avanzados, o no.

En consecuencia parece más razonable identificar el modelo económico para interpretar el peso de la energía en el valor añadido. La Dirección General de Asuntos Económicos y Financieros de la CE, publicó en 2014 el informe “*Energy Economic Developments in Europe 2014*” y de que introducían el factor del precio de la energía en un nuevo indicador *Real Costs Unit Energy* (RCUE) relacionado con el valor bruto y el valor añadido, por el que se llega a la conclusión de que los precios de la energía no son *per se* un factor de competitividad.

Es entendible que haya sectores de alto nivel tecnológico, con alto valor añadido y bajos consumos de energía, a los que los precios de la energía no les afectan en la misma medida que, por ejemplo, a los productos metalúrgicos de alto consumo energético y bajo valor añadido; más aún si estos se producen en países con una alta dependencia energética. Es sensato por tanto decir que la energía no es un factor de competitividad de una economía; el elemento crítico de competitividad reside en el conocimiento avanzado.

La lección que surge de esta reflexión, es que un nuevo modelo energético sostenible no solo ha de apoyarse en las políticas energéticas avanzadas, con sistemas de generación distribuida, flexibilidad en la operación, desarrollo de interconexiones, acumulación de la energía y de la electricidad, eficiencia energética, etc., sino también ha de contemplar, desde el lado de la demanda, qué modelo económico e industrial es el más adecuado y aporta más valor añadido al país, con un menor consumo de energía.

Aquellos países que tienen una alta capacidad de producir energía renovable a costos reducidos, serán obviamente los que mejores condiciones ofrezcan para actividades de alto consumo energético. Y la propia evolución hacia una generación renovable con menores costos hará atractiva la reintroducción progresiva en el país de actividades de mayor consumo energético, si otros factores económicos o circunstancias sociales lo permiten.

Lo que ocurre es que, aun formando parte de la UE, se mantiene el paradigma de los estados nación que históricamente han y siguen defendido sus posiciones de autonomía como tales, incorporando todas aquellas actividades que consideraron estratégicas para defenderse de las amenazas comerciales y expansionistas de otros. En el mundo global en el que el liberalismo nos ha introducido sin demandarlo, ese paradigma se difumina. Pero es que además la defensa de esas posiciones implica un mayor consumo de energía del que se dispone, teniendo que recurrir a terceros países para obtener este vector estratégico que es la energía. Lo que por sí mismo significa una contradicción con los postulados autárquicos.

78. Pobreza Energética.

No puedo dejar de mencionar que Alemania, al igual que otros muchos Estados Europeos, ha primado los precios a los grandes consumidores industriales, acerías, metalurgia, cemento, industria química pesada, etc., en detrimento de los pequeños consumidores domésticos a los que se penaliza. Hemos visto que el sector doméstico de menor consumo, con sus tarifas más elevadas, está subvencionando los precios industriales por la no aplicación de los recargos EEG. Empresas, que en algunos casos, son altamente consumidores de energía, pero con productos de bajo valor añadido.

Esta reducción de recargos no es compatible con el hecho de que el salario mínimo es de 1.473 €/año, que el paro en menores de 25 años alcanza el 7,7% y que haya más de 2 millones de jóvenes junto a un 1 millón de jubilados que trabajan con salarios minijobs inferiores a 450 € mes.

Los indicadores de pobreza energética miden el porcentaje de hogares que tienen dificultades o retrasos en el pago de la energía. Los datos de Diciembre de 2015, publicados por la página de información *Global Energiewende*, indican que hubo 351.802 hogares a los que les fue cortada la energía por no pagar la factura en 2014, de un total de hogares de cerca 44 millones de hogares en Alemania, lo que significa un 0,8 % aproximadamente de hogares. Pero este dato estadístico no es un indicador socialmente aceptable, por muy bajo que sea el porcentaje de hogares afectados. La realidad es que cerca de 800.000 personas en Alemania no disponen de los recursos para tener energía eléctrica.

El Fondo de Asistencia de Energía, equivalente al Bono Social de otros Estados miembros, evita las desconexiones y los costos de la reconexión con pagos aplazados sin interés, pero esta medida es insuficiente y no aporta una solución al problema de fondo. Es interesante conocer el importe de las facturas no pagadas en relación a la factura energética de Alemania. Una primera aproximación indica que el impago de todos los hogares supone 252 millones de euros año, un 0,28% de la factura energética total anual de Alemania.

La energía ha de entenderse y ser, en cualquier país del mundo, un vector de cohesión y desarrollo social, más aún si esta energía procede de fuentes de energía renovables. El Estado debe de atender las necesidades sociales básicas y el nuevo modelo energético debe de contemplar también estos aspectos, sobre todo si nos formulamos la pregunta: ¿quién es el propietario de estos recursos naturales? En este sentido no se puede considerar que una política energética sea sostenible si, aun cumpliendo los indicadores económicos y medioambientales, no se atiende socialmente a los consumidores más desfavorecidos.

79. La energía en Alemania en 2050.

Desde la visión más detallada que aporta un estudio de esta naturaleza, es razonable poder decir que Alemania está en la senda del cumplimiento de sus ambiciosos objetivos de sostenibilidad energética para el año 2050.

La estrategia *Energy Concept 2050* se inspira y fundamenta en unos principios generales, que puede resumirse en:

- Una elevada dependencia energética es un lastre para el desarrollo social y económico de un país.
- El desarrollo social y económico no está necesariamente vinculado a un alto consumo de energía.
- El desarrollo del conocimiento en nuevas tecnologías y sistemas energéticos, conlleva un positivo impacto económico en la sociedad.
- En un mundo amenazado por el cambio climático no es admisible un modelo energético sustentado en combustibles fósiles.
- La energía nuclear, pese a no generar emisiones GHG, no forma parte de un modelo energético, seguro, sostenible y de bajos costos internos y externos.

A partir de estos principios generales, tácitamente recogidos en la estrategia *Energy Concept 2015*, es necesaria la conjunción de varios factores, que no suelen darse en todos los países, que han hecho posible la implantación de este nuevo modelo, tales como:

- la aceptación por la sociedad de la necesidad de un menor consumo de energía y de un cambio hacia un modelo energético avanzado, aceptando asumir mayores precios de energía, por el que desaparece la energía nuclear en 2022 y en el que las energías renovables se proyectan como la fuente casi exclusiva de energía primaria en 2050.
- la voluntad política y coherencia en los planteamientos que han permitido alcanzar acuerdos parlamentarios, superando las diferencias ideológicas y a pesar de los sucesivos cambios de gobierno de la Unión Demócrata Cristiana CDU, o del Partido Socialdemócrata y sus coaliciones.
- la adopción del nuevo modelo por las empresas energéticas y grupos de inversión, pese a sus iniciales resistencias.

A estos factores coadyuvantes para la aplicación de un nuevo modelo energético se unen principios básicos que son considerados los fundamentos de cualquier política energética. En primer lugar se ha de hacer énfasis en demostrar, a través de la transparencia de las actuaciones del poder gobernante, de las instituciones públicas y organismos reguladores, que los intereses generales están siempre por encima de los intereses privados. Lo que se ha podido concluir, de los cerca de 40 años de reformas hasta la creación de un nuevo modelo con *Energy Concept 2050*, es que los poderes

públicos han actuado con un claro sentido de Estado en defensa de los intereses de la sociedad, atendiendo los problemas con anticipación y proponiendo soluciones estratégicas a largo plazo.

Alemania ha considerado que el desarrollo tecnológico en nuevas tecnologías energéticas es substancial para la implantación de un nuevo modelo energético de bajas emisiones, no dependiente y capaz de hacer frente al cambio climático. En esta materia la coordinación entre los agentes tecnológicos, la universidad y las empresas es fundamental en la aplicación del conocimiento y de la demostración en el desarrollo eficiente y oportuno de nuevas tecnologías. Hoy, Alemania es el líder tecnológico mundial en energías limpias y en la lucha contra la ineficiencia energética y el cambio climático.

Si la necesaria orientación social de la energía se alcanza, atendiendo a los más desfavorecidos, y los ritmos del desarrollo del nuevo modelo energético no se ven frenados por situaciones económicas o políticas adversas, Alemania contará en 2050 con un modelo energético 80% renovable y sostenible en toda su magnitud. Los Estados miembros de la UE deben estar muy atentos a esta *“revolución energética”* y aprender también de las dificultades y oportunidades del camino trazado por Alemania.

ANEXOS POLITICA ENERGETICA ALEMANIA.

ANEXO I

Primas a las energías renovables EEG 2004.

Hidráulica.

- < 500 kW: 9,67 c€/kWh.
- >500 kW hasta 5 MW: 6,65 c€/kWh.

En el caso de plantas de > 5 MW hasta 150 MW solo tienen derecho a primas si se han realizado una modernización en un periodo de tiempo determinado en la ley y si esta modernización ha supuesto una inversión de al menos 15% del valor de la planta y si esta modernización demuestra que el mantenimiento del status ecológico o su mejora con respecto a su estado anterior. Estas primas serán vigentes durante 30 años desde la fecha de puesta en marcha.

Las primas de la energía hidráulica en el caso de la realización de modificaciones de incremento de la potencia nominal de la planta oscilan entre

- < 500 kW, 7,67 c€/kWh
- 500 kW <> 50.000 kW 3,70 c€/kWh

Estas primas serán vigentes durante 15 años desde la fecha de puesta en marcha

Gas de minas, vertederos y depuradoras de aguas

- < 500 kW 7,67 c€/kWh
- 500 kW <> 50.000 kW: 6,65 c€/kWh.

Se consideran incrementos de 2 c€/kWh en el caso de instalaciones en las que el gas ha sido procesado hasta alcanzar la calidad de gas natural, si la electricidad procede de células de combustible, turbinas de gas, ciclos de Rankine, ciclo Kalina o motores Stirling. Estas primas serán vigentes durante 20 años desde la fecha de puesta en marcha de la planta.

Biomasa

Primas para plantas de biomasa de una potencia entre 500 kW hasta 20 MW en el caso de que solamente utilicen biomasa para producción de electricidad.

- < 150 kW 11,5 c€/kWh
- < 500 kW 9,9 c€/kWh
- < 5 MW 8,9 c€/kWh
- > 5 MW 8,4 c€/kWh

Estas cantidades podrán ser aumentadas en 6 c€/kWh para potencias inferiores a 500 kW, si la biomasa procede de plantas o parte de plantas, residuos agrarios y de jardinería sin que hayan sido tratados más que por los propios procesos de recolección y conservación de la biomasa.

En el caso de residuos forestales de madera la prima se incrementará a 8,5 c€/kWh. Además se consideran otras distintas primas para diferentes materias primas y procesos. A destacar una prima adicional de 2 c€/kWh para los procesos de generación de electricidad con gas procedente de biomasa fermentada o de gasificación termoquímica. Todas las primas mínimas según las distintas potencias se reducirán anualmente para plantas puestas en marcha a partir de la fecha de publicación de la Ley en un 1,5%. Estas primas serán vigentes durante 20 años desde la fecha de puesta en marcha de la planta

Geotermia

Primas para la energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía geotérmica:

- < 5 MW 15,00 c€/kWh
- < 10 MW 14,00 c€/kWh
- < 20 MW 8,95 c€/kWh
- > 20 MW 7,16 c€/kWh

En el caso de nuevas plantas puestas en marcha después de la fecha de publicación de la Ley las primas se reducirán en un 1% anual. Estas primas serán vigentes durante 20 años desde la fecha de puesta en marcha de la planta

Energía Eólica

Los primas que se pagarán en instalación en tierra (on shore) será de al menos 5.5 c€/kWh. Esta prima se incrementa en 3,2 c€/kWh en los 5 primeros años desde la puesta en marcha de la planta siempre que en este periodo de tiempo se hubiese alcanzado el 150 % del rendimiento de referencia calculado. Para las plantas que no alcancen este rendimiento el periodo de pago de 5 años de la prima de 5,5 c€/kWh se alargará dos meses por cada 0,75% de incremento de rendimiento de referencia. Estas primas serán vigentes durante 20 años desde la fecha de puesta en marcha de la planta⁶⁹⁸

Por rendimiento de referencia⁶⁹⁹ se entiende la relación entre la cantidad real de energía suministrada por el parque eólico con respecto a la cantidad teórica de energía calculada teniendo en cuenta la curva de potencia de los aerogeneradores instalados en un emplazamiento de referencia con una velocidad media de 5,5 m/s a una altura de 30 metros sobre el nivel del suelo y con unas condiciones de cizalladura y rugosidad determinada.

En el caso de la eólica marina (*off-shore*) se determina el criterio de emplazamiento de los aerogeneradores a una distancia de al menos 3 millas mar adentro de la línea de costa. La prima de energía es de 6,19 /c€/kWh⁷⁰⁰.

Energía solar fotovoltaica

La prima mínima general para instalaciones fotovoltaicas será de 45,7 c€/kWh. Si la instalación es una cubierta de un edificio o pared aislante de ruidos entonces la prima mínima a percibir es en función de la potencia instalada.

- < 30 kW 57.4 c€/kWh

⁶⁹⁸ Este criterio de incremento de las primas con respecto al rendimiento de referencia es aplicable en el caso de reemplazo modernización de instalaciones existentes en los distritos rurales landkreis que hubiesen sido puestas en marcha antes de Diciembre de 1995. En el caso de repowering (repotenciación de la planta) al triple de la capacidad inicial instalada se alargarán dos meses por cada 0,65% de incremento del rendimiento de referencia.

⁶⁹⁹ Se entiende por curva de potencia del aerogenerador la potencia eléctrica que se genera por la máquina a distintas velocidades de viento, lo que determina en un parque la potencia nominal en terminas de energía eléctrica producible. Estas curvas de potencia han der ser realizadas por institutos o centro especializados, con medición del viento y la energía producida y bajo normativa ISO, IEA y con criterios MEASNET.

⁷⁰⁰ Los parques eólicos marinos cuya puesta en marcha se realizara no más tarde del 31 de Diciembre del 2010 recibirían una prima complementaria de 2,01 c€/kWh durante un periodo de 20 años. A los parques situados en aguas más allá de las 12 millas náuticas de la línea de costa y con una profundidad sobre el nivel del mar de más de 20 metros, se les extiende el periodo de 20 años en 0,5 meses por cada milla náutica de alejamiento de la costa y por cada metro de profundidad del agua.

- 30 kW <> 100 kW 54,6 c€/kWh
- <100 kW 54,0 c€/kWh

Las plantas de ambas tipologías puestas en marcha a partir del 1 de Enero de 2005 tendrán una reducción anual de sus prima del 5%. Para las plantas sujetas a prima mínima general construidas a partir de Enero de 2006 la reducción anual se elevará al 6,5%. Estas primas serán vigentes durante 20 años desde la fecha de puesta en marcha de la planta. Con esta política de primas el gobierno alemán primaba claramente las instalaciones fotovoltaicas de pequeño tamaño, hasta 100 kW, en detrimento de las grandes plantas en suelo. La prima general podía incrementarse en 5,0 c€/kWh si la planta si formase parte substancial de un edificio.

Las instalaciones citadas que se hubiesen contratado antes del 1 de Septiembre de 2003 solo podrían ser acreedoras a las primas de compensación por el operador de la red si se encontrasen dentro de un plan de desarrollo local en proceso de elaboración o modificación si se encontrasen en terrenos incluidos en dicho plan, o terrenos procedentes de procesos de recalificación económica o militar, o en zonas verdes procedentes de tierras de cultivo.

ANEXO II

Primas a las energías renovables EEG 2008.

Las primas aplicables a partir de la entrada en vigor de la Ley EEG 2008 para nuevas instalaciones son:

Hidroeléctrica.

- Las primas para plantas de menos de 5 MW son
- 12,67 c€/kWh para la producción del primer tramo de 500 kW de potencia
- 8,65 c€/kWh para la producción el tramo de potencia entre 500 kW y 2.000 kW
- 7,65 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre 2.000 kW y 5000 kW

En el caso de que la planta hubiese sido puesta en marcha antes del 1 de Enero del 2009 o modernizada antes de 31 de Diciembre de 2008 las primas son:

- 11,67 c€/kWh para la producción del primer tramo de 500 kW de potencia
- 8,65 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre 500 kW y 5.000 kW
- Estas primas estarán vigentes durante un periodo de 20 años

Para plantas con una potencia instalada superior a 5 MW

- 7,29 c€/kWh para la producción del primer tramo de 500 kW de potencia
- 6,32 c€/kWh para la producción el tramo de potencia entre 500 kW y 10 MW
- 5,80 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre 10 MW y 20 MW
- 4,34 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre 20 MW y 50 MW
- 3,50 c€/kWh para la producción del tramo de potencia de más de 50 MW

Estas primas aplican solamente en el caso de instalaciones hidroeléctricas denominadas fluyentes es decir que no embalsan el agua sino que utilizan una parte del flujo del río. Aplican también en el caso de modernización de instalaciones que acometan reformas para mejorar las condiciones ecológicas que vienen definidas en la Ley tales como mejora de la capacidad de gestión del almacenamiento, conexiones biológicas, los mínimos ecológicos de cauce, etc.

Gas de Vertederos

Las primas a pagar por la electricidad procedente del gas de vertederos son:

- 9,00 c€/kWh para la producción de los primeros 500 kW
- 6,16 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre los 500 kW y los 5.000 kW

Aguas Residuales

Las primas a pagar por la electricidad procedente del gas de tratamientos de depuración aguas residuales son:

- 7,11 c€/kWh para la producción de los primeros 500 kW
- 6,16 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre los 500 kW y los 5.000 kW

Gas de Minas

Las primas a pagar por la electricidad procedente del gas de minas son:

- 7,16 c€/kWh para la producción hasta 1 MW
- 5,16 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre 1 MW y 5 MW
- 4,16 c€/kWh para la producción del tramo de potencia superior a 5 MW

Biomasa

Las primas a pagar por la energía eléctrica producida a partir de biomasa son:

- 11,67 c€/kWh para la producción del primer tramo de 150 kW de potencia
- 9,18 c€/kWh para la producción el tramo de potencia entre 150 kW y 500 kW
- 8,25 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre 500 kW y 5 MW
- 7,79 c€/kWh para la producción del tramo de potencia entre 5 MW y 20 MW.

Es importante destacar la regulación que se contempla en evitación del uso abusivo de gas natural de red en la generación de energía. Para la electricidad generada por instalaciones que utilizan gas producido a partir de la fermentación anaeróbica (biogás), las primas indicadas se incrementaron en un 1,0 por ciento de kilowatt-hora..

Geotermia

Las primas a pagar por la energía eléctrica producida a partir de energía geotérmica son:

- 16,00 c€/kWh para la producción hasta 10 MW
- 10,15 c€/kWh para la producción con potencias de más de 10 MW

Estas primas se incrementaron en 4 c€/kWh de electricidad para instalaciones puestas en marcha antes de 1 de Enero de 2016. También se incrementaron en 3,0 c€/kWh cuando se combinaba la generación de electricidad con el uso del calor y si se utilizaban en la explotación geotérmica tecnologías utilizadas en petroquímica.

Energía Eólica.

La prima básica a pagar para la electricidad generada por la energía eólica fue de 5,02 c€/kWh. Durante los 5 primeros años a partir de la fecha de puesta en marcha la prima se elevaba a 9,20 c€/kWh.

En el caso de instalaciones de repotenciación (*repowering*) de instalaciones existentes que habían sido puestas en marcha al menos 10 años antes del inicio de la operación de repotenciación y cuya capacidad se incrementase al menos 2 veces, y como máximo 5 veces la potencia de la instalación que se reemplaza, la prima básica se incrementaría en 0,5 c€/kWh en instalaciones repotenciadas en el mismo emplazamiento original.

En las instalaciones de Eólica marina la prima básica a pagar era de 3,5 c€/kWh. Durante los 12 primeros años desde de la puesta en marcha la prima sería de 13,0 c€/kWh. Para instalaciones cuya puesta en marcha fuese anterior al 1 de Enero de 2016 la prima se incrementaría en 2,0 c€/kWh.

Solar Fotovoltaica.

La prima a pagar por la electricidad generada por instalaciones solares de radiación, fotovoltaica, era de 31,94 c€/kWh. Las primas a pagar por la electricidad generada por instalaciones de radiación solar situadas exclusivamente en los tejados o en paredes de protección de ruidos fueron.

- 43.01 c€/kWh para los primeros 30 kW de potencia instalada
- 40,91 c€/kWh para potencia entre 30 kW and 100 kW
- 39,58 c€/kWh para potencia entre 100 kW and 1 MW
- 33,00 c€/kWh para potencia superior a 1 MW
- Las primas indicadas se reducirían a:
 - 16,38 c€/kWh para al energía que no exceda el 30 % de la electricidad generada por la instalación.
 - 12 c€/kWh para la energía que exceda del 30 % de la electricidad generada por la instalación.

ANEXO III.

Reducción de Primas a las Energías Renovables EEG 2012.

- energía hidroeléctrica a partir del año 2013: 1,0 %
- gas de relleno sanitario a partir del año 2013: 1,5 %
- gas de tratamiento de aguas residuales a partir del año 2013: 1,5 %
- gas de las minas a partir del año 2013: 1,5 %
- biomasa a partir del año 2013: 2,0 %
- energía geotérmica a partir del año 2018 en adelante: 5,0 %
- energía eólica:
 - off shore desde el año 2018 en adelante: 7,0 %
 - otras instalaciones desde el año 2013: 1,5 %

Primas a las Energías Renovables EEG 2012.

Energía Hidráulica

- Las primas a pagar por la electricidad generada por energía hidráulica son:
 - 12,7 c€/kWh para los primeros 500 kW de ratio de potencia promedio anual
 - 8,3 c€/kWh para potencias entre 500 kW y 2 MW
 - 6,3 c€/kWh para potencias entre 2 MW y 5 MW
 - 5,5 c€/kWh para potencias entre 5 MW y 10 MW
 - 5.3 c€/kWh para potencias entre 10 MW y 20 MW
 - 4,2 c€/kWh para potencias entre 20 MW y 50 MW
 - 3,4 c€/kWh para potencias superiores a 50 MW

El derecho al pago de estas primas aplicaba a las instalaciones puestas en marcha antes de 1 de Junio de 2009 y después de 31 de Diciembre de 2011, si:

- i. se incrementaba la potencia instalada en cuyo caso la prima se aplicaba sobre la potencia incrementada en instalaciones de más de 5 MW o

- ii. la instalación había sido dotada de sistemas remotos de reducción de producción de energía.

Los derechos al pago de estas primas aplicaban durante un periodo de 20 años. Las primas se reducían en 1,0 % a partir del año 2013

Gas de vertederos

Las primas a pagar por la electricidad generada por el gas de vertedero eran;

- 8,60 c€/kWh para los primeros 500 kW de ratio de potencia promedio anual
- 5,89 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 500 kW y 5 MW

Estas primas se reducían en 1,5% a partir del año 2013.

Gas de depuradoras de aguas residuales.

Las primas a pagar por la electricidad generada por el gas de depuradoras de aguas residuales eran

- 6,79 c€/kWh para los primeros 500 kW de ratio de potencia promedio anual
- 5,89 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 500 kW y 5 MW

Estas primas se reducían en 1,5% a partir del año 2013.

Gas de Minas.

Las primas a pagar por la electricidad generada por el gas de minas eran

- 6,84 c€/kWh para los primeros 1.000 kW de ratio de potencia promedio anual
- 4,93 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 1 MW y 5 MW
- 3,98 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual de más de 5 MW

Estas primas se reducen en 1,5% a partir del año 2013

Biomasa

1. Las primas a pagar por la electricidad generada por Biomasa, de acuerdo a la ordenanza de biomasa (Biomasseverordnung), eran:

- 14,3 c€/kWh para los primeros 150 kW de ratio de potencia promedio anual
- 12,3 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 150 kW y 500 kW
- 11,0 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 500 kW y 5 MW
- 6,0 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 5 MW y 20 MW

2. Cuando la electricidad se generase a partir de sustancias recogidas en el Anexo 2 de la Ordenanza de Biomasa (sustancias prima clase I) y de acuerdo con la tabla del rendimiento energético (ver anexo II) las primas se incrementaban en :

- 6,0 c€/kWh para los primeros 500 kW de ratio de potencia promedio anual
- 5,0 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 500 kW y 750 kW
- 4,0 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 750 kW y 5 MW
- 6,0 c€/kWh para el ratio de potencia promedio anual entre 5 MW y 20 MW

3. En el caso de electricidad generada de corteza o residuos de madera la prima se incrementaba en;

- 2,5 c€/kWh en el caso de los primeros 5 MW de ratio de potencia promedio anual derogándose las primas anteriores aplicadas a las biomásas del Anexo 2

4. Cuando la electricidad era generada por sustancias listadas en el Anexo 3 de la Ordenanza de Biomasa y de acuerdo con el rendimiento energético de la tabla, las primas son:

- 8,0 c€/kWh para los primeros 5.000 kW de ratio de potencia promedio anual

5. En el caso de estiércol comprendido en la listas del Anexo 3

- 8,0 c€/kWh para los primeros 500 kW de ratio de potencia promedio anual
- 6,0 c€/kWh para las potencias comprendidas entre 500 kW y 5 MW

Todas las primas se reducían, de acuerdo, en un 2,0 % a partir del año 2013

Energía Eólica.

La prima básica general para la electricidad generada por instalaciones de energía eólica fue de 4,87 c€/kWh. En los 5 primeros años desde la fecha de puesta en marcha la prima inicial fue de 8,93 c€/kWh. Este periodo podía extender dos meses más por cada incremento de 0,75% del rendimiento de referencia hasta alcanzar el rendimiento de 150.

En el caso de instalaciones en las que se hubiesen realizado una repotenciación (*repowering*) la prima inicial se incrementará en 0,5 c€/kWh cuando las instalaciones reemplazadas hubieran sido puestas en marcha antes del 1 de Enero de 2002 y cuando la nueva potencia instalada fuese al menos dos veces mayor potencia que la instalación original.

En el caso de la energía eólica marina off shore la prima básica general fue de 3,5 c€/kWh.

La ley aportó modificaciones substanciales con respecto a la ley anterior. Durante los 12 primeros años desde la puesta en marcha la prima inicial fue de 15 c€/kWh. Este periodo de 15 años podía extenderse en 0,5 años por cada milla náutica más allá de las 12 millas náuticas desde la línea de costa y en 1,7 años por metro de profundidad más allá de los 20 metros. Si la instalación fuese puesta en funcionamiento antes del 1 de Enero de 2018 y la solicitud de conexión a la red hubiera sido realizada con anterioridad a la puesta en marcha, el operador recibía una prima inicial de 19,0 c€/kWh durante los 8 primeros años, manteniendo a partir de los 8 años la prima inicial de 15 c€/kWh. Estas primas se reducirían en un 7% anual a partir del año 2018.

Las primas citadas no se aplicaron en instalaciones que hubiesen sido puestas en marcha después del 31 de diciembre de 2004 en un área de la zona económica exclusiva o en aguas costeras que habían sido declaradas como zonas medioambientalmente protegidas.

Radiación Solar.

Las primas a pagar por la electricidad generada por instalaciones de radiación solar, solar fotovoltaica, eran de 21,11 c€/kWh siempre que la instalación estuviese adosada o en el techo de un edificio no dedicado a la generación de energía solar. La prima se incrementó a 22,07 c€/kWh si la instalación estaba construida dentro de un plan local de desarrollo.

En las instalaciones ya existentes que habían tenido que ser reemplazadas por defectos técnicos daños o robos, se consideró, a los efectos de aplicación de las primas, que la fecha de puesta en marcha era la fecha en la que se había reiniciado la producción de energía.

Estas primas se reducirían para las instalaciones puestas en marcha a partir 31 de Diciembre de 2011, a partir del 1 de Enero de cada año a partir del año 2012 en un 9 % de la prima

aplicada el 1 de Enero del año anterior. En función del incremento de la capacidad instalada y registrada en los doce meses anteriores al 30 de Septiembre del año en curso, a la reducción del 9% se añadiría la siguiente una reducción adicional que variaba entre 3% para 3.500 MW y 15% para 7.500 MW. Por el contrario, si la potencia instalada y registrada en los doce meses anteriores al 30 de Septiembre del año en curso disminuye, entonces la reducción del 9% se aminoró entre un 2.5% y un 7,5% para potencias instaladas inferiores a 2.500 MW y 1.500 MW

En el caso de instalaciones con una potencia máxima instalada de 500 kW, el operador de la instalación tenía el derecho a percibir una prima cuando el operador de la instalación o una tercera parte, usase la electricidad para su propio consumo en la inmediata vecindad de la instalación, siempre que lo pudiese demostrar y que la electricidad no fuese transmitida por el sistema de red. En tal supuesto las primas indicadas se reducían en:

- 16,38 c€/kWh por la venta de energía que no exceda el 30% de la electricidad generada en un año
- 12,00 c€/kWh por la venta de energía que exceda el 30% de la electricidad generada en un año

ANEXO IV.

Reducciones anuales de las Primas EEG 2014.

A partir del 1 de enero de 2016 los valores de las ayudas económicas para la electricidad se reducirán anualmente o trimestralmente en los siguientes porcentajes para las tecnologías siguientes:

Hidráulica	0,5 % anualmente
Gas de vertederos	1,5 % anualmente
Gas de minas	1,5 % anualmente
Geotermia	5,0 % anualmente a partir de 2018
Biomasa y Fermentación	0,5 % trimestralmente <100 MW año> 1,27%
Eólica terrestre	0,4 % trimestral <2.500 MW año instalados

Si se supera el objetivo en

- < 200 MW: 0,5 % trimestre
- > 200 MW: 0,6 % trimestre
- > 400 MW: 0,8 % trimestre
- > 600 MW: 1,0 % trimestre
- > 800 MW: 1,2 % trimestre

Si el objetivo no se alcanza la reducción disminuye y queda en:

- < 200 MW: 0,3% trimestre
- > 200 MW: 0,2% trimestre
- > 400 MW: 0,0 %

Si la potencia neta instalada no alcanza el objetivo de la ley se disminuye la reducción

- > 600 MW: 0,2 %
- > 800 MW: 0,4 %

Reducción gradual Eólica marina

Para instalaciones cuya puesta en marcha se realice antes de Enero de 2012

0,5 c€/kWh desde el año 2018
1,0 c€/kWh desde el año 2020
0,5 c€/kWh anual desde el año 2021

Para instalaciones cuya puesta en marcha sea antes del 1 de Enero de 2020 pero que aun habiendo perdido la ayuda económica de 19,40 c€/kWh se les reconoce la ayuda de 15,40 c€/kWh.

1,0 c€/kWh desde enero de 2018.

Reducción gradual Energía solar fotovoltaica

Si se cumplen los objetivos de potencia instalada entre 2.400 MW y 2.600 MW año
0,5 % reducción mensual desde el 1 de Septiembre de 2014

Si se exceden los objetivos de potencia neta instalada en

- < 900 MW reducción mensual del 1,0 %
- > 900 MW reducción mensual del 1,4 %
- > 1.900 MW: reducción mensual del 1,8 %
- > 2.900 MW: reducción mensual del 2,2 %

Si los objetivos de potencia instalada durante el periodo de referencia excede los objetivos

- < 900 MW reducción mensual del 0,25%
- > 900 MW reducción mensual 0%

La reducción gradual mensual de los valores que se aplicará se disminuirá en las cantidades indicadas si la nueva construcción bruta de instalaciones para generar electricidad a partir de energía de la radiación solar publicada supera los objetivos de la EEG durante el periodo de referencia:

- < 900 MW: 0,25 %
- > 900 MW: 0,00 %, (o en opción)
- > 1.400 MW: 0,00 %; los valores de las ayudas económicas se incrementaran el 1,50% en el primer día natural del trimestre respectivo por una sola vez de una sola vez por el 1,50 por ciento en el primer día natural del trimestre respectivo del periodo de referencia.

Cuando el total de la capacidad instalada de las instalaciones sujetas a ayudas económicas para generar electricidad a partir de energía de la radiación solar sea superior al valor de 52.000 megavatios, los valores de ayudas económicas que se aplicarán se reducirán a cero en el primer día natural del segundo calendario mes siguiente a la superación del valor.

Ayudas a las Energías Renovables EEG 2014.

Energía Hidráulica

Para electricidad procedente de hidráulica el valor aplicado durante 20 años sería

- 12,52 c€/kWh para instalaciones hasta 500 kW
- 8,25 c€/kWh para instalaciones hasta 2 MW
- 6,31 c€/kWh para instalaciones hasta 5 MW
- 5,54 c€/kWh para instalaciones hasta 10 MW
- 5,34 c€/kWh para instalaciones hasta 20 MW

- 4,28 c€/kWh para instalaciones hasta 50 MW
- 3,50 c€/kWh para instalaciones de más de 50 MW

El derecho a la ayuda financiera se extiende también a las instalaciones para la electricidad procedente de instalaciones que fueron puestas en marcha antes del 1 enero 2009, si después de 31 de julio 2014 se llevó a cabo a través de una medida de mejora permitida bajo la ley de aguas un aumento en la capacidad de la instalación, excepto si la capacidad se aumentó en más de un 10%⁷⁰¹.

Gas de vertederos

Para electricidad procedente de gas de vertedero el valor aplicado será

- 8,42 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de hasta 500 kW
- 5,83 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de hasta 5 MW

Tratamiento de residuos

Para electricidad procedente de gas de tratamiento de residuos el valor aplicado será

- 6,69 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de hasta 500 kW
- 5,83 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de hasta 5 MW

Gas de Minas

Para la electricidad a partir de gas de las minas activas o fuera de servicio el valor que se aplicará será

- 6,74 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 1 MW
- 4,30 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 5 MW

Biomasa

Para la electricidad a partir de biomasa en el sentido de que el gas de biomasa Ordenanza, el valor que se aplicará será

- 13,66 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 150 kW
- 11,78 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 500 kW
- 10,55 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 5 MW
- 5,85 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 20 MW.

Para obtener los derechos a las ayudas económicas a la generación de electricidad de biogás y biomasa, solidas o líquidas, es necesario que:

- La electricidad que se genera en instalaciones a partir de biogás con una capacidad instalada de más de 100 kilovatios, el derecho a la ayuda económica para la electricidad generada en un año natural en el 50 por ciento del valor de la capacidad total instalada. El derecho a la ayuda económica del resto de electricidad generada en el año natural, en la modalidad de venta directa se reducirá a cero y en el caso de la modalidad feed in tariff al precio mensual del mercado.

⁷⁰¹ El derecho a apoyo financiero de conformidad sólo será vinculante si la instalación de generación se ha erigido en una presa existente que se construyó para fines distintos de la generación de electricidad a partir de energía hidráulica o sin una estructura transversal completa.

- En el caso de electricidad generada por biomasa el operador de la instalación debe de mantener la documentación diaria de las entradas de biomasa y del gas o gas de minas, su origen, cantidad, tipo y almacenamiento. Lo mismo en el caso de biometano para generación de electricidad en instalaciones CHP y para la biocombustibles para ayuda a la combustión

Fermentación Anaeróbica de bio-residuos.

Para la electricidad procedente de instalaciones que utilizan biogás obtenido de la fermentación anaerobia de la biomasa con una proporción de bio-residuos, recogidos de forma selectiva, con un promedio de al menos 90 por ciento en masa, el valor que se aplicará será

- 15,26 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 500 kW
- 13,38 c€/kWh para instalaciones de capacidad instalada de 20 MW.

El derecho a la ayuda financiera existe sólo si los dispositivos para el proceso anaeróbico de fermentación del residuo biológico están conectados directamente a un dispositivo para la post descomposición de los residuos de fermentación sólidos y el material de los residuos de post descomposición es reciclado.

Fermentación del estiércol

Para la electricidad procedente de instalaciones que utilizan biogás que se obtiene de la fermentación anaeróbica de biomasa en el sentido de la Ordenanza de biomasa, el valor que deberá aplicarse será 23,73 c€/kWh si la electricidad se genera en el lugar de instalación de la generadora de biogás, si la capacidad instalada de la instalación de generación de biogás es como máximo de 75 kilovatios y se utiliza un estiércol de al menos 80 por ciento en masa.

Geotermia

El valor aplicable será de 25,20 c€/kWh

Eólica terrestre

La prima básica general para la electricidad generada por instalaciones de energía eólica terrestre es de 4,95 c€/kWh.(valor básico) En los 5 primeros años desde la fecha de puesta en marcha, la prima inicial será de 8,90 c€/kWh.(valor inicial) Este periodo podrá extenderse un mes más por cada incremento de 0,36% del rendimiento de referencia hasta alcanzar el rendimiento de 130% o del 0,48% si el rendimiento de referencia de la instalación está por debajo del 100% del rendimiento de referencia.

Eólica marina

La prima básica general para la electricidad generada por instalaciones de energía eólica marina es de 3,90 c€/kWh (valor básico) En los 12 primeros años desde la fecha de puesta en marcha, el valor inicial será de 15,40 c€/kWh (valor inicial) Este periodo podrá extenderse en 0,5 meses más por cada milla náutica más allá de doce millas náuticas de alejamiento de la costa y en 1,7 meses por cada metro de profundidad superior a 20 metros. Si la puesta en marcha de un instalación de energía eólica marina es anterior al 1 enero 2020 el valor aplicado asciende a 19,40 c€/kWh en los primeros 8 años desde la puesta en marcha de la instalación

Radiación Solar. Fotovoltaica

La electricidad generada a partir de energía de la radiación solar bien sea instalada en edificios o construcciones erigidas para fines distintos de generación de electricidad, o se corresponda con un Plan de Área Local en el marco del Código Federal de Edificación, el valor de la ayuda económica

- 13,15 c€/kWh para una capacidad instalada de hasta 10 kW
- 12,80 c€/kWh para una capacidad instalada de hasta 40 kW,
- 11,49 c€/kWh para una capacidad instalada de hasta 1 MW
- 9,23 c€/kWh para una capacidad instalada de hasta 10 MW

Cuarta Parte

POLITICA ENERGETICA EN ESPAÑA

INTRODUCCIÓN

La Parte I se ha ocupado de obtener una visión de la evolución de las estrategias y políticas energéticas en la Comunidad Europea y Unión Europea y de los instrumentos que las acompañan, desde una perspectiva puramente comunitaria, en la que los aspectos políticos y regulatorios se han ido adaptando a la propia evolución de la Unión Europea en la incorporación de nuevos Estados miembros con la vista puesta en la siempre cambiante situación energética internacional y en el enorme impacto de la utilización de combustibles fósiles en el fenómeno del cambio climático.

Esta Parte IV, Política Energética en España, sigue la línea de los análisis de las políticas energéticas de Dinamarca y Alemania, rigiéndose por los mismos postulados, aunque la escala es distinta. Es la escala de un país, con una economía de relevancia en el conjunto de la Unión Europea, que se incorporó como Estado miembro en 1986 tras largos años de dictadura y desconexión política social e institucional con Europa y, en consecuencia, con una política energética distante e inconsistente con las líneas estratégicas dimanadas de los criterios energéticos europeos. Este escenario se ve agravado por una muy alta dependencia energética, ante lo que no se ha tenido más visión que superar las dificultades económicas y políticas para atenderla. La incorporación de fuentes de energías renovables, alternativas a los combustibles contribuyen modestamente, todavía, a la reducción de esta dependencia energética.

El análisis de las políticas energéticas de los Estados miembros estudiados, Alemania, y Dinamarca, ha demostrado el compromiso con el desarrollo de las energías renovables y de la eficiencia energética que ha proporcionado importantes y positivos efectos económicos, sociales y medioambientales, a la par que tecnológicos. Pero como se analiza más adelante, a partir del año 2008, España se ha distanciado de esta senda de liderazgo compartido con Dinamarca y Alemania con unas consecuencias actuales y previsibles muy preocupantes en todos los planos citados, con ausencia de una eficiente planificación energética sometida a una catarsis regulatoria que hace difícil vislumbrar un escenario de una progresiva sostenibilidad energética.

Con el fin de valorar el discurrir energético en materia de sostenibilidad energética en España, he considerado necesario iniciar el análisis de la Política Energética de España en el momento en el que se pone en marcha el proceso de liberalización de la energía haciendo una breve referencia a la Ley de Conservación de la Energía de 1980 y en el Plan Energético Nacional de 1983-1992. Y ello permitirá obtener una visión del cambio de modelo energético impulsado por un gobierno progresista con la estabilidad parlamentaria suficiente, superados los convulsos inicios de la democracia.

La liberalización del sector eléctrico en 1997, y más tarde la del sector del gas, tuvo como consecuencias unos elevados costos de transición a la competencia y la creación de un mercado eléctrico marginalista que retribuye al mix energético participante con un mismo precio final para todas las tecnologías y que, como podremos ver, conlleva a un encarecimiento del precio medio de la energía en el mercado, sin que se emitan señales claras de una operación transparente.

Como recoge el informe anual del Consejo Económico y Social, 1997 fue un año en el que se produjo el mayor incremento del PIB mundial (4,1%). España creció un 3,4%, en un entorno europeo de recuperación de la crisis de 1996, aplicando una política monetaria más expansiva con reducción de los tipos de interés, acompañada de una menor fiscalidad, lo que dio como resultado un superávit del saldo por cuenta corriente de un 0,5 % del PIB. Los precios se mantuvieron en una tasa interanual del 2%, y registrándose unos tipos de interés de 1,2 puntos. Con una población de 40,0 millones las importaciones de energía, gas y petróleo, suponían un 77% del consumo energético lo que representaba un elevado peso en una balanza comercial deficitaria. El carbón era la principal fuente energética nacional; la energía hidráulica generaba un 20,8% del total de electricidad y se iniciaba el inicio de la energía eólica con un 0,43%. En una economía, con sectores como la construcción y el transporte, de elevada intensidad energética.

La metodología aplicada es coherente con la seguida en el resto de la tesis y estriba en la recogida y el análisis de las distintas disposiciones oficiales con preferencia de los aspectos de mayor contenido, calado político e incidencia económica y medioambiental y no tanto en los puramente administrativos. Se realizan anotaciones y comentarios puntuales y consideraciones, al hilo del desarrollo de los aspectos regulatorios, que permitan una amplia visión de su proyección y encaje en una política energética sostenible.

Aunque, en general, en todos los capítulos se estudia el conjunto del sector energético y las diferentes fuentes de energía primaria y de energía final, el sector de generación de electricidad es el que mayor dedicación ha requerido, tanto por su importancia y dimensión como vector energético, como por la complejidad regulatoria que le rodea; todas las fuentes de energía primaria contribuyen en mayor o menor grado en la generación de electricidad. En el sector de transporte y en el sector residencial, que tienen una dimensión energética y medioambiental significativa, el análisis de la sostenibilidad energética se hace desde la aplicación de los planes de eficiencia energética, más que desde sus propios marcos regulatorios.

El análisis en esta Parte IV se articula en nueve capítulos y unas conclusiones generales.

El Capítulo I está dedicado a los Planes Energéticos hasta la última Ley de Electricidad de 2013. Se estudia aquí el entorno legislativo en un período en el que se ha vivido la liberalización del sector energético y sus consecuencias e impacto social, económico y medioambiental y tecnológico, y se analizan en un apartado específico los efectos de mayor trascendencia en el sector energético y eléctrico, en especial en temas tan fundamentales como por ejemplo el funcionamiento del mercado y el déficit de tarifa. El Capítulo II analiza extenso el marco legislativo y normativo en el campo de las energías renovables hasta la entrada en vigor del último Plan de energías renovables 2011-2020.

Se dedica un Capítulo III al análisis de los efectos del proceso de liberalización energética en el sector eléctrico y gasista, dedicando un apartado específico a la regulación que ha puesto fin a la expansión de las energías renovables. A continuación, en el Capítulo IV, se analizan las políticas de eficiencia energética y las diferentes planificaciones y estrategias desde el año 2004 hasta el año 2020, recogiendo los aspectos más importantes de las mismas y analizando ciertos indicadores que permiten valorar lo acertado de los puntos de partida y los planteamientos estratégicos en la reducción efectiva del consumo de energía per cápita, de la intensidad y dependencia energética. Se continúa con el estudio de la operación del Sistema Eléctrico y Gas en el Capítulo V.

El Capítulo VI contempla las actividades de investigación y desarrollo en materia de energía sostenible y se esbozan las tendencias y necesidades en un escenario de sostenibilidad energética 2030, para dar paso en el Capítulo VII, a la Estrategia Energética 2020 y su proyección al 2030.

Finalmente el Capítulo VIII analiza toda la información procesada desde la perspectiva de la Sostenibilidad Energética, terminando con las conclusiones de esta Parte dedicada a España en el Capítulo IX.

En este tipo de estudios es necesario aportar diferentes puntos de vista que enriquecen el análisis y afectan a las conclusiones y defensa de la tesis planteada. Y para ello es necesario recurrir a las fuentes regulatorias, bibliográficas, documentales. En el caso de la Política Energética en España hay una abundante bibliografía, artículos en prensa y revistas, debates y opiniones, etc. pero es menos frecuente encontrar estudios y análisis con un carácter académico y riguroso e independiente, no subordinado a los intereses de las compañías del sector energético y que se puedan considerar independientes de las políticas de los partidos gobernantes en cada momento. A pesar de ello se ha consultado una importante bibliografía en cada tema, que considero aporta una amplia visión de la situación energética. Pero en otros casos no he encontrado más camino que aportar mi propia visión de las cosas desde mi experiencia profesional.

En la mayoría de los temas que se abordan en este capítulo se comparan los enunciados políticos, los planes y sus objetivos con la realidad, manejando indicadores económicos y energéticos, habituales en el sector, que permiten una valoración no subjetiva de las políticas internas y de su visión estratégica, así como la comparación con las políticas y estrategias energéticas de la UE.

En un sector en el que los cambios y modificaciones normativas son tan frecuentes, he considerado necesario poner como límite al alcance del estudio el año 2015, con las puntuales incursiones en 2016 y 2017 que se requieran en temas de gran impacto regulatorio, social o climático.

CAPITULO I. PLANES ENERGÉTICOS.

80. Situación Energética 1977-1991

Las Planificaciones Energéticas fueron la forma mediante la que los poderes públicos desarrollaron las Políticas Energéticas. Con carácter de obligado cumplimiento, y partiendo de distintos modelos de escenarios demográficos y económicos, se calcularon diferentes hipótesis de crecimiento de demanda de energía, tomando como referencia la Política Energética de la Unión Europea. Los primeros planes energéticos nacieron en un entorno social y económico totalmente regulado, muy distinto al actual. En aquellos momentos los agentes del sector energético tenían la misión de generar y distribuir la energía, sin que sobre el papel tuviesen capacidad para influir en las decisiones estratégicas, aunque de hecho influían en ellas.

El primer plan energético, realizado en 1975 en el ocaso de la dictadura franquista, era tributario de las crisis del petróleo de 1973 y orientado hacia la garantía de suministro a largo plazo mediante el desarrollo de la energía hidráulica y principalmente en el desarrollo de la energía nuclear a corto plazo⁷⁰² con unas previsiones de crecimiento de producción de energía eléctrica desde un 7,1% a un 56 %; un planteamiento irreal. Esta planificación se inspiraba en la tendencia en Europa hacia la utilización de la energía nuclear, como forma de para contener la dependencia energética de los países de medio Oriente. Los resultados previstos por el PEN-75 suponían una reducción considerable del suministro de petróleo, que pasaba de tener una cuota en el consumo de energía primaria del 66,9% en 1973 a un 48% en 1985⁷⁰³.

La Ley de Conservación de la Energía promulgada por el Gobierno de la UCD en 1980, supondría el primer paso en el futuro desarrollo de la fuentes de energías alternativas, o renovables, coincidente en el tiempo con la publicación por la CEE de "La Política Energética Común para 1985", que puso de manifiesto la preocupación por la vulnerabilidad de la economía europea a las restricciones energéticas y a las subidas de los precios, resaltando la necesidad de incidir en políticas de desarrollo tecnológico de nuevas fuentes de energías a corto y medio plazo.

⁷⁰² Las primeras centrales nucleares, dentro del conjunto de las denominadas de primera generación, fueron Zorita en Guadalajara, del tipo PWR (*pressure power reactor*) con una potencia de 150 MW cuya puesta en explotación fue en 1968, se cerró en Abril de 2006 y está en proceso de desmantelamiento; Vandellos I en Tarragona con una potencia de 480 MW de y cuya puesta en marcha 1972 y cerrada en 1989 debido a un incendio en la zona de turbinas, y Garoña, en Santa María de Garoña, Burgos, del tipo GE- BWR 3 (*boiling water reactor*) con una potencia de 460 MW, puesta en marcha en 1970 y cuya actividad terminaba en 2012 aunque la sociedad titular está tramitando la segunda prórroga de funcionamiento. La mayoría de las centrales nucleares en explotación fueron puestas en marcha en la década de los años 80.

⁷⁰³ MIR, M.C. (1999), "Evaluación de los planes energéticos nacionales en España (1975-1998)". *Revista de historia industrial*, (15), 161-178.

Los objetivos eran claros. Por un lado disminuir la dependencia energética a través de la eficiencia energética en los sistemas productivos, de la reducción de pérdidas de energía en la red de transporte y de la regularización de la instalación de nuevas plantas industriales de gran consumo de energía. Y por otro lado, el desarrollo de las fuentes de energías renovables y residuales, y el establecimiento de un nuevo marco de relaciones entre autogeneradores y las compañías distribuidoras.

Con la llegada al poder de los socialistas, se elabora el PEN 1983-1992; poco más tarde de que la Segunda Crisis del petróleo de 1979 hubiese incrementado la preocupación en Europa por el suministro de energía y que ocasionase una subida del precio del barril hasta 45 dólares. Estos mayores precios⁷⁰⁴ no se trasladaron por el Gobierno de UCD a los consumidores realizando de hecho una política de subvención de precio que no facilitó el ahorro energético y que supuso una sobrecarga económica en la balanza comercial.⁷⁰⁵

En 1982, la situación energética en España era muy crítica, porque, a pesar de las previsiones de los planes anteriores de reforzar la producción de electricidad mediante una mayor participación de las centrales de carbón y nucleares y la autoproducción, la demanda había caído en torno a 8 puntos como consecuencia de la crisis económica, y la dependencia energética en energía primaria había ascendido al 66%.

En este Plan 1983 se aboga por la reducción de la demanda por la vía de la eficiencia energética, reducción que se estimaba en 10 millones de tec⁷⁰⁶ en 1992, aplicando una política de precios que reflejasen los costos reales de autoabastecimiento, creando incentivos fiscales al ahorro energético y con reformas institucionales importantes entre las que se cuenta la creación del Instituto de Ahorro y Eficiencia Energética,

⁷⁰⁴ El 26 de marzo de 1980, el diario El País recogía en un artículo titulado "Fuerte incremento del déficit comercial español en 1979" en el que decía: "las importaciones ascendieron a 178.722 millones de pesetas, y las exportaciones, a 138.740 millones de pesetas, con un déficit aparente de 39.982 millones de pesetas y un porcentaje de cobertura del 77,6 %. Un año antes, el porcentaje de cobertura estaba situado en el 91,2 %". Y añadía: "los incrementos interanuales de diciembre de 1979 se han debido fundamentalmente, en relación con las importaciones, a las compras de petróleo, un 146,8% más costosas que en diciembre de 1978"

Teniendo en cuenta la apreciación de la peseta, se ha pasado de un tipo medio de cambio de 71,39 pesetas/dólar a 66,52 pesetas/dólar; las cifras de evolución de importación, exportación y déficit diciembre 1979-diciembre 1978 varían sensiblemente al alza. El incremento del déficit comercial se situaría en el 321,5%, considerado en dólares. Hemeroteca del País. 26 marzo 1980.

⁷⁰⁵ DOLADO, J. J., & VIÑALS, J. (1992), "El déficit exterior español: sostenibilidad y objetivo en el proceso de transición a la UEM". *Papeles de Economía Española*, n.º 52/53,1992.

⁷⁰⁶ tec = tonelada equivalente de carbón. Es una unidad que actualmente no se utiliza.

IDAE⁷⁰⁷ y la reforma de la Junta de Energía Nuclear, convirtiéndose en el Centro Investigación Energética y Medio Ambiental CIEMAT.

Gráfico 68 Intensidad Energética.

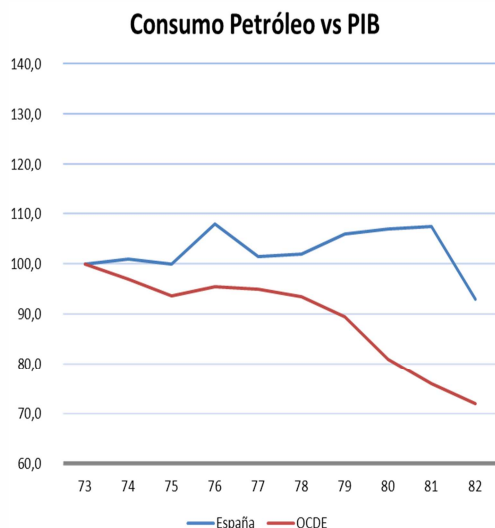
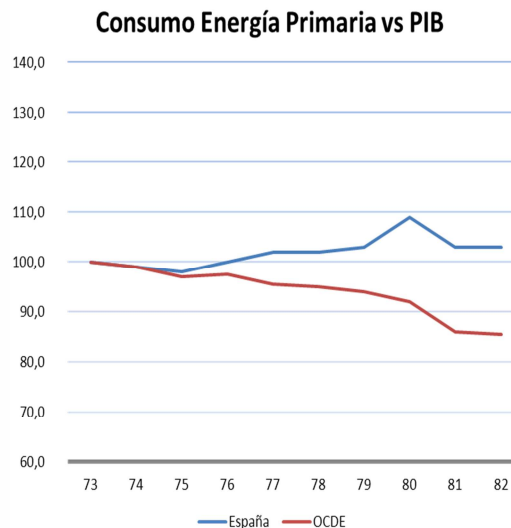


Grafico 69 Energía Primaria vs PIB



Fuente OCDE. Elaboración Propia.

La sustitución de combustibles derivados del petróleo por gas, como objetivo del Plan, suponía para el Gobierno una política arriesgada ya que en aquellos momentos no se sabía con seguridad si tanto la cantidad como el precio permitirían la aplicación de esta línea estratégica. El Plan 83 indicaba que el consumo objetivo de gas descansaba en una política de precios equivalentes a los de las energías sustituidas, en la financiación de las redes de transporte y distribución y la necesidad de una política comercial muy agresiva, cuestiones que no estaban suficientemente soportadas.

Un aspecto crítico de la aplicación de una política energética, en la cual el gas jugase un papel importante, estuvo en la naturaleza de los contratos con los países productores del Norte de África de 1974⁷⁰⁸, que se hicieron con unas previsiones de consumo muy superiores a una demanda que no podía ser atendida por falta de infraestructuras y unos precios que triplicaron los inicialmente previstos.⁷⁰⁹ En 1985 un nuevo contrato para el suministro de 600.000 millones de termias de GNL, válido hasta

⁷⁰⁷ En 1974 se crea el Centro de Estudios de la Energía que tenía como misión la realización de estudios sectoriales, conservación de la energía, energías renovables. En 1984 toma el nombre actual con carácter de organismo autónomo, convirtiéndose en Sociedad Estatal.

⁷⁰⁸ PORTILLO, J.M. (2000), "El papel del gas natural en las relaciones hispano-argelinas (1970-1985)", *UNISCI/Universidad Complutense, Madrid*.

⁷⁰⁹ Los precios pasaron de 0,43 USD/10⁶ BTU a 1,30 USD/10⁶ BTU debido a alza de precios acordado en la Conferencia de la OPEC de junio de 1980.

el año 2004, con precios de mercado europeo revisables de acuerdo a una fórmula acordada. Igualmente este nuevo contrato estuvo sujeto a la cláusula “*take or pay*”:

El Gobierno puso en práctica la moratoria nuclear, mediante la Orden Ministerial del 14 de octubre de 1983. Pero para entonces, el debate nuclear estaba ya abierto con una confrontación de valoraciones en muchas ocasiones carentes de argumentos o con argumentos de escaso rigor técnico y científico⁷¹⁰. A este debate nuclear contribuyó, desde sus inicios, la escasa información –que más bien se podría llamar oscurantismo–, que tanto la administración como las propias compañías eléctricas facilitaban a la sociedad en un tema con alta complejidad tecnológica, sujeto a una importante discusión internacional y que conllevaba un enorme impacto social.⁷¹¹

El Gobierno socialista cumplió sus compromisos electorales por medio del Plan Energético 1983 por el que se redujo la dimensión del proyecto de desarrollo de la energía nuclear, quizás movidos por razones ideológicas en materia de energía, pero que más se debieron a la situación financiera insostenible de las compañías eléctricas, situación que se caracterizaba por la enorme magnitud de los inmovilizados en curso, originados por los retrasos en los planes de construcción y por el alza de los costos derivados por la depreciación de la peseta y de prácticas financieras desacertadas. Juan Manuel Eguiagaray, Ministro de Industria, llegó a decir que “*el Sector Público hubo de rescatar financieramente a las eléctricas, que se habían embarcado en un proceso de inversión faraónico derivado de una planificación delirante, en total contradicción con las necesidades de la demanda*”

De la Torre y Rubio (2014), en su estudio sobre “El estado y desarrollo de la Energía nuclear en España, 1950-1985”⁷¹², defendían el mismo razonamiento: “*La transición política de la dictadura a la democracia marcó la toma de decisiones desde el Estado, al mismo tiempo que emergía el debate público sobre el expediente nuclear y la crisis económica se agudizaba. Los últimos gobiernos franquistas y los primeros de la democracia intentaron sostener la expansión nuclear hasta que las dudas sobre su*

⁷¹⁰ Los que vivimos aquellos momentos, recordamos el desbordante entusiasmo de las compañías eléctricas y las autoridades energéticas por la apuesta nuclear, capaz de nublar cualquier posibilidad de un análisis serio de contingencia de riesgos económicos y sociales.

⁷¹¹ En febrero de 2016, tras años de cuatro años de paralización, el Consejo de Seguridad Nuclear emitió un dictamen favorable, a solicitud de la titular Nuclenor, a la reapertura de la central nuclear de Garoña, abriendo el camino para que el Gobierno adjudique la licencia de reapertura. Todo hace indicar que los criterios de Alemania con su política nuclear, *phase out*, no han servido de ejemplo. Está claro que las razones económicas pesan mucho, dada la sobrerretribución que se paga a la energía nuclear e hidráulica en el mercado mayorista spot. La cuestión está en saber si los números de la inversión se justificarían con unos precios de electricidad nuclear con precios ajustados a una rentabilidad razonable y si se repercutieran los costos externos.

⁷¹² DE LA TORRE, J. & RUBIO, M. (2014), “Nuclear Power for a Dictatorship: State and Business involvement in the Spanish Atomic Program”. *Journal of Contemporary History* 2016, Vol. 51(2) 385–411.

viabilidad económica y financiera condujeron a la moratoria de 1983 y a nuevos instrumentos de regulación”

Nunca se sabrá si en la decisión de hacer una moratoria nuclear pesaron los problemas financieros del sector eléctrico, el clima de oposición generalizado a la instalación de centrales nucleares, una particular visión política del partido gobernante, o la suma de todo ello. Sería justo pensar que los tres aspectos fueron componentes a considerar en la toma de estas decisiones. El Plan Energético de 1983 diseñó una moratoria nuclear de aquellas instalaciones que estaban en fase de proyecto o en proceso de construcción; de los siete proyectos en curso, se vieron afectados por la moratoria las centrales de Lemoniz I y II, Valdecaballeros I y II y Trillo I.⁷¹³

Los inmovilizados en curso de estos proyectos ascendían a 729.000 millones de pesetas. En 1996 se titularizó la deuda⁷¹⁴ (Tamames R. y Rueda A. 1997) y se estableció un mecanismo de compensación que consistía en la aplicación de un 0,02% sobre la factura eléctrica, durante 25 años, aunque posteriormente hubo un proceso de reajuste del porcentaje en el tiempo debido al incremento de la demanda eléctrica.

Que la situación del Sector Eléctrico en aquellos años era crítica se pone de manifiesto en la publicación sobre el Marco Legal Estable⁷¹⁵ de Red Eléctrica Española REE, de 2006, en el que se hace un resumen histórico de la política energética en el decenio 1988-1998. Se reconoce que el sector eléctrico en la década de los 80 se enfrentaba a graves problemas estructurales y financieros, debidos a múltiples razones, entre las que se destacaba: 1) un inadecuado dimensionamiento del parque de generación con un elevado inmovilizado en curso debido a los retrasos en la puesta en funcionamiento de las centrales nucleares; 2) un momento de contracción de la demanda y pérdida de ingresos que hacía imposible las amortizaciones y 3) el pago de una deuda que crecía como consecuencia de la paridad de la moneda con respecto al dólar.

Pedro Rivero (1993)⁷¹⁶ justificaba la mala situación financiera de las compañías eléctricas por la realización de importantes inversiones para sustituir la generación de energía eléctrica con petróleo como fuente de energía primaria, por otras fuentes y tecnologías distintas (entre las que mayor peso tuvieron fue la energía nuclear) cuya

⁷¹³ En el momento de escribir esta tesis los países desarrollados no contemplan nuevas inversiones en centrales nucleares. España contempla la posibilidad de alargar la vida útil de la central de Garoña hasta los 60 años, 17 años más de la vida útil prevista inicialmente.

⁷¹⁴ TAMAMES, R. & RUEDA, A. (1977), *Estructura Económica de España*. Alianza Editorial.

⁷¹⁵ Red Eléctrica de España. REE. Marco Legal Estable. Informe. Economía del sector eléctrico español 1988-1997.

⁷¹⁶ RIVERO, P. (1993), “El sector eléctrico español en el entorno europeo”. *Cuadernos de Relaciones Laborales*, 2, 131.

financiación que procedían de recursos ajenos que alcanzaban el 75 % de la financiación total.

Antes de la liberalización del sector eléctrico y de la creación de un sistema de mercado mayorista, las tarifas eléctricas venían determinadas por el Gobierno y su formulación atendía a criterios políticos, económicos y sociales de cada momento. Este nuevo modelo conocido como el Marco Legal Estable (MLE), tenía como objetivo reducir el volumen de endeudamiento del sector en un plazo no superior a cinco años, adaptando las inversiones al crecimiento de la demanda.

Algunos autores,⁷¹⁷ como Arocena, P., Blázquez, L & Griffel, E. (2007) se han cuestionado si el sistema de regulación por incentivos del marco Legal Estable MLE contribuía a la eficiencia de costos de generación de las empresas al estar retribuidas en base a los costos estándares y no por los costos incurridos, interpretando que esto estimulase a las empresas a reducir sus costos y en consecuencia mejorar más sus márgenes.

Comparto la opinión de Claude Crampes y Jean Jacques Laffont (1995)⁷¹⁸, en el sentido de que el interés de las empresas no estuvo tanto en la disminución de sus costes reales, lo que hubiese sido socialmente deseable, sino en obtener mejores precios mediante la negociación de sus costes estándares reconocidos, costos por otro lado muy difíciles de determinar por la Administración. En consecuencia las empresas obtuvieron costos estándares altos y aplicaron criterios de eficiencia en reducir los costos de generación, con el fin de incrementar sus beneficios⁷¹⁹. Una práctica, que como hemos comentado, era habitual en distintos países europeos antes de abordar los procesos de liberalización. Y esta situación tendría su reflejo posterior en 1996 a la hora de negociar los Costos de Transición a la Competencia.

81. Plan Energético Nacional 1991-2000.

En la mitad de la tercera legislatura y estando aún vigente el Plan anterior, el Gobierno del partido socialista consideró la necesidad de establecer mecanismos de regulación en determinadas actividades energéticas en orden a mantener los criterios de eficiencia energética, seguridad de suministro y protección del usuario, para lo que se requería de una planificación a largo plazo. En 1991, la situación de partida en España

⁷¹⁷ AROCENA, P., BLÁZQUEZ, L & GRIFFEL, E. (2007), *“La liberalización del sector eléctrico y sus consecuencias: productividad, precios y beneficios empresariales”* Universidad Pública de Navarra.

⁷¹⁸ CRAMPES, C., & LAFFONT, J. J. (1995), “Transfers and incentives in the Spanish electricity sector”. *Revista española de Economía*, 12(1), 117-140. Vid: DE LA DEHESA, G. (1995). “El sector exterior de la economía española, 1994-1995”. *Anuario internacional CIDOB*, 41-48.

⁷¹⁹ Este mecanismo de fijación de costos también se aplicaba en varios países de la UE. En el caso de Dinamarca precipitó el proceso de liberalización del Sector.

para el PEN 1991 se refleja en los datos e indicadores energéticos en relación con los de la CEE.

Cuadro 32. Indicadores Energéticos 1991.

INDICADORES ENERGETICOS 1991		España	Alemania	Dinamarca	CEE
Población	millones hab.	39,1	79,8	5,2	478,7
PIB	millones USD	749.260,0	2.329.460,0	189.790,0	10.180.000,0
PIB per capita	USD/hab	19.172,5	29.191,2	36.498,0	21.266,4
Total Energía primaria	Mtoe	93,4	344,2	19,3	941,1
TPS por habitante	Mtoe	2,39	4,31	3,74	1,97
TPES importación	Mtoe	63,2	181,2	8,2	761,2
Dependencia energética	%	67,7%	52,7%	42,8%	80,9%
Consumo electricidad	TWh	140,6	525,3	32,1	2.485,0
TWH habitante	TWh /hab	3,60	6,58	6,22	5,19
Intensidad Energética	TPES/ 1000 USD	0,12	0,15	0,10	0,09
CO2 por habitante	T CO2/capita	5,45	11,6	11,8	8,45

Fuente EIA. OCDE. Datos 1991. Elaboración propia.

En este cuadro 32, se puede observar un mal indicador de dependencia energética de España con respecto a los países de su entorno, que superaba en unos 15/20 puntos a los de los países más industrializados. La intensidad energética en España se situaba cercana a la media de la CEE⁷²⁰ posiblemente debido a la preponderancia de la actividad del sector servicios, menor consumidor de energía, y a un menor de desarrollo industrial reflejado en el PIB per cápita.

81.1. Situación energética internacional.

En un primer apartado se hacía un análisis de la situación internacional, para la que se pronosticaba una tendencia moderada de subida en los precios energéticos debido a que las dos crisis del petróleo habían tenido el efecto de hacer ver a las productoras y a los países compradores que un escenario de estabilidad era la garantía necesaria para el mantenimiento del desarrollo económico. Nuevos actores energéticos hacían

⁷²⁰ MARRERO, G., & RAMOS-REAL, F. (2008), "La intensidad energética en los sectores productivos en la UE-15 durante 1991 y 2005: ¿Es el caso español diferente?". *Estudios Económicos FEDEA*, 08-08.

presencia en el mercado de gas⁷²¹ y petróleo, con precios acordes a un escenario de estabilidad.

Para entonces, la CE había previsto un fuerte incremento del consumo de gas de hasta un 12% en el año 2000, tanto por razones de diversificación de la dependencia energética como por razones de eficiencia y menor generación, y en consecuencia de emisiones de gases y partículas. El proyecto del nuevo gasoducto entre Argelia y España a través de Marruecos y la conexión con Lac en Francia permitían una mayor seguridad de abastecimiento. Como indica Francisco Bustelo⁷²², en 1991 se firmó un acuerdo entre Argelia, España y Marruecos para la construcción de un gasoducto que desde Argelia, que pasando por Marruecos llegara a España, complementando al transporte de gas licuado a los puertos de Barcelona, Cartagena y Huelva, evitando las interrupciones de suministro a causa de temporales en el Mediterráneo.

La CEE frenó los programas de construcción de nuevas centrales nucleares,⁷²³ aunque se siguiese apostando firmemente por la investigación en materia de energía nuclear de fusión con el proyecto JET “*Joint European Torus*”, en UK, que tuvo continuación en la instalación internacional del ITER de Cadarache, en la Provenza francesa, a partir de 2004. Y este cambio de estrategia de la CEE tuvo su reflejo en el PEN 1991 de forma que la participación de la energía nuclear en el mix se reduciría del 36,7% al 23%.

81.2. Demanda y oferta de energía.

La estructura de la demanda, contemplada en el Plan, se soportaba en la mayor utilización del gas desde el lado de la eficiencia energética y su consiguiente reducción de la dependencia exterior, así como por la generación con recursos propios especialmente por medio de las energías renovables manteniendo el uso de carbón dentro de unos límites ajustados a los precios y emisiones, aunque ello supusiera establecer o renovar los mecanismos de ayudas al sector y el pago de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Se consideraban líneas básicas de este ahorro de energía la mejora de la eficiencia de la generación de energía, principalmente a partir de la generación de electricidad en plantas de ciclos combinados, lo que se denominaba el ahorro inercial, así como por la reducción de actividades industriales de alto consumo de energía y reducido impacto en el PIB. Los objetivos planteados en demanda energética final suponían la reducción

⁷²¹ El consumo de gas en Europa en 1990 fue $376,3 \times 10^9 \text{ m}^3$ y en 2000 de $504,1 \times 10^9 \text{ m}^3$, un incremento de un 34%, en línea con la estrategia de eficiencia energética y reducción de GHG. Fuente Sedigaz. Informe anual 2012.

⁷²² BUSTELO, F. (1994), *Historia económica: introducción a la historia económica mundial: historia económica de España en los siglos XIX y XX*. Editorial Complutense. Madrid.

⁷²³ Ver Parte I, “Las políticas energéticas y estrategias tecnológicas 1986-1992.

del 7,6 % de la demanda tendencial en el año 2000, lo que equivalía a 6,3 millones de toe, con un crecimiento medio de la demanda del 2,4% por aumento de la actividad industrial y de transporte.

Por sectores, la reducción objetivo en la industria era de un 7,0%, de un 9,6% en el transporte y un 5,0% en los demás sectores, vivienda, servicios, etc. Por tipos de energía la disminución del consumo previsto fue del 22,5% en carbón, 11,4% en productos petrolíferos y 5,9 % en electricidad. En cuanto a la oferta se contemplaba el incremento de la generación y consumo térmico del gas en un 22,6% y la introducción de 499 ktoe de energías renovables.

Los objetivos de energías en la demanda final contemplaban sustituir 0,6 Mtoe de Carbón, 2,1 Mtoe de petróleo y derivados y 150 ktoe de electricidad, por medio de:

- Programa de Energías Renovables. Instalaciones de solar térmica, biomasa y geotermia en un total de 150 ktoe de carbón y 349 ktoe de productos del petróleo.
- Programa de Sustitución. 15 ktoe de electricidad. 1.256 ktoe de productos petrolíferos y 397 ktoe de carbón. Todo ello por sustitución por Gas Natural
- Programa de Cogeneración. Sustituye a 58 ktoe de carbón y 497 de productos petrolíferos.

Se previó un crecimiento de la demanda de electricidad del 3,5% anual, llegando a la conclusión de que el parque eléctrico de generación se consideraba insuficiente para el abastecimiento. Aun teniendo en cuenta que las previsiones de que la autogeneración aportase un 10% de la electricidad en el año 2000, se estimaron unas necesidades de potencia a instalar en el sistema peninsular de 902 MW de hidráulica, 1.338 MW de carbón nacional, 550 MW de carbón de importación, 1.835 MW de ciclos combinados de gas y 300 MW de turbinas de gas a ciclo abierto, a lo que habría que añadir el equivalente a 1.000 MW de energía importada. En total 4.925 MW de nueva potencia instalada frente al cierre previsto de seis grupos de fuel y uno de carbón, con una potencia de 417 MW.

En resumen, 4.508 MW de nueva potencia añadida al parque de generación lo que supondría una inversión de 950.000 millones de pesetas. Nada se comentó de la huella de CO₂ que suponía este nuevo parque de generación, en su mayoría con combustibles fósiles, en un mercado cuya demanda máxima horaria era de 39.963 MWh, lo que significa que las instalaciones solo tenían una utilización efectiva de 9,4 horas al día.

81.3. Anexo. Plan de Acción en Eficiencia Energética

El Plan 1991 incluía un anexo, denominado Plan de Acción en Eficiencia Energética 1993⁷²⁴. La razón de dicha inclusión era coherente con el Plan 1983, que abogaba por la reducción de la demanda mediante el uso eficiente de la energía.

Atendiendo a lo indicado por la CEE en el Acta Única Europea de 1986, el Plan preveía que la planificación energética solamente debía darse en aspectos imperativos en materia de eficiencia energética, reducción de riesgos, o protección del usuario. Se consideró al mercado como el mecanismo fundamental de la asignación de recursos manteniendo la planificación estratégica en los sectores gasísticos y eléctrico. En cualquier caso la orientación de este Plan, a diferencia de los anteriores, tenía un carácter indicativo a modo de programa marco, respetando la libertad de empresa en sus estrategias y acciones.

Como ya hemos tenido oportunidad de ver en el Plan Energético 1991-2000, también aquí se tiene en cuenta el seguimiento y participación que se hace de las políticas energéticas de la CEE, en particular en esta materia en la participación en los Programas Europeos de Eficiencia Energética, tales como *THERMIE*, *SAVE Y VALOREN*, y de los derivados de los programas de desarrollo con los fondos europeos de desarrollo regional, fondos FEDER.

La política europea de eficiencia energética se vio afectada por una reducción de precios energéticos, como consecuencia de una ralentización de la economía,⁷²⁵ lo que frenó los programas que tenían como objetivo una reducción de la intensidad energética del 20% en el periodo entre 1985 y 1995. El Plan preveía el desarrollo de la infraestructura gasista, en consonancia con su apoyo por esta tecnología de generación; en particular contemplaba el desarrollo del mallado de gasoductos, la construcción de almacenamientos de reserva, el desarrollo de puertos metaneros y el almacenamiento subterráneo, proyectos que ascendían a 500.000 millones de pesetas.

Aunque tendremos oportunidad de comentarlo más adelante, esta tendencia liberalizadora impulsada por la CEE, sin un mayor control del Estado en cuanto a la planificación de la oferta, se rigió por razones de mercado y no dio los resultados esperados y exigibles a un sector energético que había sido capaz de instalar un parque de generación, cuya potencia, 102.395 MW, es hoy dos veces más de la necesaria.

⁷²⁴ Un segundo anexo trataba de los Residuos Radiactivos

⁷²⁵ Ver Parte I, Capítulo II. 3 y 4. Estrategia Comunitaria de Emisiones de CO₂ y Eficiencia Energética 1990, y Programas Tecnológicos y Eficiencia Energética 1990-1995.

Cuadro 33. Objetivos PAEE de Demanda de Energía Final.

Objetivos de Demanda de Energía Final			
Sectores	Demanda Tendencia 2000	Objetivos PAEE	Objetivos PAEE sobre tendencial 2000
Industria	32.104	-2.261	-7,0%
Transporte	32.696	-3.136	-9,6%
Servicios	18.598	-927	-5,0%
Total	83.398	-6.324	-7,6%
Energías	Demanda Tendencia 2000	Objetivos PAEE	Objetivos PAEE sobre tendencial 2000
Carbón	4.687	-1.058	-22,6%
P. Petrolíferos	56.221	-6.405	-11,4%
Gas Natural	6.069	1.610	26,5%
Electricidad	16.421	-970	-5,9%
Renovables		499	
Total	83.398	-6.324	-7,6%

.Fuente PAEE. Elaboración propia. Unidad Ktoe

81.4. Resultados del Plan Energético 1991-2000.

Como ya hemos comentado, a pesar de que las Planificaciones Energéticas habían sido de obligado cumplimiento, el hecho de estar sometidas a variables macroeconómicas internacionales y nacionales de difícil predicción, hacía que no pasaran de tener un valor indicativo, aunque en cualquier caso siempre fuesen necesarias para un muy verticalizado sector energético y hacia las que el Estado ejercía un mayor control de sus actividades.

La realidad es que el Plan 1991-2000 no cumplió con los objetivos marcados; pero como se dice con frecuencia más vale un Plan que nada. No se puede, sin embargo, negar la voluntad del Gobierno socialista en tener una visión más realista de la situación energética, más alineada con la Política Energética Europea, poniendo el énfasis en aspectos muy críticos en el panorama energético español.

Como ya he comentado, en el año 1993, España se vio inmersa en una profunda crisis económica, reflejo de la crisis internacional que tuvo su origen en el colapso financiero generado por el sector inmobiliario de Japón en 1990 y la escalada del precio del petróleo por la Guerra del Golfo Pérsico, tras la invasión de Kuwait por Irak. Esta crisis internacional tuvo un especial impacto en España que contaba con una elevada deuda debida, entre otras causas, de las enormes inversiones en infraestructuras tras la entrada en la CE, a pesar de las importantes aportaciones de capital de los fondos de

cohesión europeos. Técnicamente se entró en recesión al no haber crecimiento del PIB en los dos primeros trimestres de 1993.

En 1994, la tasa de paro alcanzó el 24,1%. Esta crisis obligó al Gobierno Socialista a devaluar la peseta en un 5% en 1992 y en un 8% en 1993, lo que supuso un encarecimiento real en la compra de los productos petrolíferos. La crisis internacional y la propia de España finalizaron en 1996, justo antes de la llegada al poder del Partido Popular en diciembre.

La crisis no tuvo los efectos esperables en términos de los indicadores energéticos, por cuanto el consumo de energía primaria subió un 30,43 % en el periodo comprendido entre el año 1990 y 2001, por encima del crecimiento del PIB que fue del 28,54%. Por otro lado, y pese a las medidas contempladas en el PAEE en cuanto a reducción del consumo energético como estrategia para la disminución de la dependencia energética del exterior, hubo un importante crecimiento de la dependencia con un indicador que superó el 82%. Igualmente sucedió con el consumo de electricidad por habitante, a pesar de la introducción del gas natural, en línea con el objetivo de reducción del consumo de electricidad. En consecuencia, la intensidad energética subió más de 1,46%, cuando en Alemania se redujo en un 15,2%, y un 24,1 % en Dinamarca.

Cuadro 34. Indicadores Energéticos 2000.

INDICADORES ENERGETICOS 2000									
		España		Alemania		Dinamarca		CE	
		2000	vs	2000	vs	2000	vs	2000	vs
		1990	1990	1990	1990	1990	1990	1990	1990
		%		%		%		%	
Población	millones hab.	40,3	3,0	82,2	3,0	5,3	3,7	487,4	1,8
PIB	millones USD	963.130	28,5	2.685.200	15,3	242.100	27,6	12.582.830	23,6
PIB per capita	USD/hab	23.923	24,8	32.671	11,9	45.337	24,2	25.814	21,4
Total Energía primaria	Mtoe	121,9	30,4	336,4	- 2,3	18,6	- 3,2	1.692,7	79,9
TPS por habitante	Mtoe	3,0	26,6	4,1	- 5,1	3,5	- 6,7	3,5	76,6
TPES importación	Mtoe	100,2	58,4	205,7	13,5	- 7,5	-190,8	826,1	8,5
Dependencia energética %		0,8	21,5	0,6	16,1	- 0,4	-193,8	0,5	-39,7
Consumo electricidad	TWh	209,7	49,1	545,5	3,9	34,6	8,0	2.843,3	14,4
TWH habitante	TWh /hab	5,2	44,8	6,6	0,8	6,5	4,1	5,8	12,4
Intensidad Energética	TPES/ 1000 USD	0,13	1,5	0,13	- 15,2	0,08	- 24,1	0,13	45,5
CO2 por habitante	T CO2/capita	7,1	29,4	10,0	- 13,8	9,5	- 19,3	7,9	- 6,5

Fuente IEA. Datos 2000. Elaboración Propia

La demanda de energía primaria, como vemos en este cuadro con datos de la IEA, no se ajustó a las previsiones del Plan Energético ni a las expectativas de eficiencia energética del PAEE. Por tipos de energía, la demanda final se comportó de la siguiente forma:

Cuadro 35. Objetivos PAEE 1991.

ENERGIA PRIMARIA Año 2000			
	PAEE 1991	Real	Variación
Carbón	4.687,0	22.137,0	372,31%
Petroleo	56.221,0	64.663,0	15,02%
Gas Natural	6.069,0	15.223,0	150,83%
Renovables	499,0	2.943,0	489,78%
Nuclear	16.421,0	16.211,0	-1,28%
TOTAL ktep	83.897,0	121.177,0	44,44%

Fuente Ministerio Industria y Energía. Elaboración propia.

Lo más destacado de esta Cuadro 35 es la fuerte desviación de la demanda real total versus lo planificado, especialmente, y en términos absolutos, en carbón. Esta desviación puso en cuestión la validez de estas planificaciones en situaciones económicas tanto de crisis como de crecimiento de lo que se pueden obtener lecturas aprovechables en momentos como los vividos actualmente en Europa y en España.⁷²⁶

81.5. Demanda de Carbón como Energía Primaria. Plan 1991-2000.

Por su especial incidencia energética en estos años y por su alto impacto económico y efectos sociales, en cuanto a ayudas y subvenciones que aún hoy en día siguen produciéndose, me voy a permitir hacer una incursión en este punto con más detalle de lo que sería coherente con el tratamiento general.

Como hemos visto, dentro de la mayor demanda de energía primaria sorprende el elevado crecimiento en el uso del carbón, justamente en la fuente de energía donde se había planificado un conjunto de acciones para disminuir su consumo. Si bien es cierto que la demanda tiró de todas las fuentes de energía primaria, es en el carbón donde se daban las mejores condiciones para una mayor utilización de este combustible.

Las importaciones de carbón térmico para la generación de energía en el periodo del Plan Nacional siguieron manteniéndose debido, por un lado, a la mejor calidad de los carbones con menores contenido de azufre y mayor poder calorífico que los nacionales; y por otra parte, a que los precios de los carbones importados eran hasta

⁷²⁶ Se observan discordancias entre los datos aportado por las fuentes IEA y del propio Ministerio de Industria y Energía.

un 62% más reducidos, según cita Jesús Sánchez Melado⁷²⁷. Estos bajos precios del carbón se debieron a la estabilización de los precios del petróleo en el mercado internacional que condujo a una reducción de la demanda de carbón y a la caída de los precios en origen de los grandes productores internacionales. Además, la política de sostenibilidad energética condujo en la CEE a una progresiva sustitución del carbón por combustibles líquidos y gas lo que empujó la bajada de precios⁷²⁸.

El escenario internacional y europeo tuvo un gran efecto en la producción de carbón térmico en las cuencas mineras de Asturias, León, Teruel, etc., que forzaron al Gobierno a poner en marcha tres Planes de Reordenación del Sector del Carbón 1990-1993, 1994-1997 y 1998-2005, con importantes ayudas al sector minero y al de generación de electricidad, ayudas que tuvieron sus orígenes en 1987 con el Nuevo Sistema de Contratación del Carbón Térmico suscrito por la asociación de extractores de carbón, Carbunión, y la de generadores de electricidad, Unesa, por la que “se oficializa la ayuda indiscriminada a las empresas públicas mineras”.⁷²⁹

Tras la entrada en la CEE, la Comisión forzó al Gobierno a reestructurar el sistema de ayudas, que tanto las empresas mineras como las eléctricas recibían a través de OFICO; ayudas condicionadas a que las empresas eléctricas diesen preferencia, salvo algunas excepciones, al carbón nacional. Ante esta situación de menores precios y mejor calidad del carbón importado, el Gobierno, en defensa de la producción nacional y en coherencia con los sucesivos planes, solo autorizaba la importación del carbón térmico que fuese necesario por falta de producción nacional mediante el mecanismo de autorizaciones administrativas. La compra de carbón nacional suponía un sobreprecio para las compañías eléctricas que era compensado parcialmente por el Gobierno, con mecanismos regulatorios y económicos que incidieron en el precio final de la energía.

⁷²⁷ SANCHEZ MELADO, J. (2006), “Crisis de la minería del carbón y transformación del espacio: el caso de las cuencas orientales leonesas”. Tesis Doctoral. Universidad de Valladolid. Departamento de Geografía.

En 1986, el precio CIF en puerto español del carbón energético importado resultaba ser un 22 por 100 más reducido que el coste de extracción a cielo abierto de la hulla y la antracita en España, y un 69 por 100 menor que ese mismo coste referido a la minería subterránea. El transporte de la hulla extranjera hasta los centros de consumo mejoraba algo esa situación, al incrementar en un 10 por 100 su precio en una central térmica próxima a la costa, y en un 22 por 100 en una central del interior peninsular. Aun así, el precio seguía siendo un 4,8 por 100 inferior al coste de extracción a cielo abierto, y un 62 por 100 más bajo que el coste de la minería de interior.

⁷²⁸ LÓPEZ, J. S. (2006), “Una historia atormentada: La energía en Europa. Información Comercial del carbón (1986-1993) “*ICE: Revista de economía*, (831), 285-296. *El nuevo código de ayudas a la industria*.

⁷²⁹ GONZÁLEZ RABANAL, N. (2005), “Importancia de los planes de reordenación en la reconversión del carbón en España”. *Pecunia. Universidad de León*.

Esta situación de eliminación progresiva de los derechos arancelarios dio lugar al Plan Nacional del Carbón 1990-1993, Plan que tenía como objetivos la reestructuración de personal, de las empresas y de la extracción de carbón, cuyas ayudas aprobadas por la Comisión Europea alcanzaron la cifra de 313.355 millones de pesetas⁷³⁰ especialmente destinadas a las empresas con contrato-programa. Se contemplaba la reducción de 1,5 millones de toneladas, equivalentes al 35% de la producción de las empresas mineras, que se acogían a las subvenciones en precio y la eliminación de 15.000 puestos de trabajo. En 1994, se suprimieron definitivamente los derechos aduaneros a la importación de carbones⁷³¹.

El Plan Nacional de Carbón 1994-1997, nuevamente impulsado por la Comisión Europea, tuvo en cuenta que la reestructuración de la industria del carbón generaría graves problemas sociales en las zonas mineras, en general muy deprimidas, por una nefasta y atávica política de las empresas de no reinversión de beneficios a favor de las regiones carboníferas y de la ausencia de una estrategia de diversificación económica e industrial. Cuando se vio la forzosa necesidad de reestructurar el sector, tuvieron que acudir nuevamente los poderes públicos estatales y europeos al quite.

La Decisión CECA 3632/93, consideraba la necesidad de establecer condiciones que asegurasen la distribución más racional posible de la producción de carbón, dentro de una política de explotación de los recursos naturales garantizando el establecimiento, el mantenimiento y la observancia de condiciones normales de competencia, haciendo que las ayudas estatales se concediesen en condiciones de transparencia y no se generasen distorsiones en ella. Se hacía un especial énfasis en que los sistemas de ayudas deberían permitir atenuar las consecuencias sociales y regionales de los cierres y que, a la vista de las experiencias de reconversión de algunas regiones carboníferas comunitarias, se aceptaba, que en caso de cierre anticipado de instalaciones carentes de viabilidad en el futuro, se destinasen ayudas a la reconversión industrial regional, en la medida en que el Estado miembro interesado lo juzgara necesario, ayudas supeditadas a su compatibilidad con los Tratados.

El Plan 1994-1997 incidía en la reducción de empleo de 7.800 empleados y en la reducción de la producción en 1.650.000 tm., además de la reducción de las subvenciones, la mejora de la productividad y consiguiente reducción de costos, así como en la creación de un programa para la reindustrialización de las regiones mineras que permitiese mantener el nivel de empleo. De nuevo, los mismos criterios y cantidades sobre el mismo problema sin resolver. El costo total del plan autorizado por

⁷³⁰ Fuente: Decisiones de la Comisión 91/599/CECA de 17 de diciembre de 1990 (DO L 324 de 26 de noviembre de 1991), 93/145/CECA de 23 de diciembre de 1992 (DO L 57 de 10 de marzo de 1993) y 93/146/CECA de 23 de diciembre de 1992 (DO L 057 de 10 de Marzo de 1993)

⁷³¹ Real Decreto 2552/1994, de 29 de diciembre.

la Comisión Europea fue de 665.000 millones de pesetas de cuya cantidad más del 21 % se destinaba a jubilaciones anticipadas y bajas incentivadas, y el 73% a cubrir las pérdidas de explotación⁷³² Para hacer frente a este costo, el Gobierno autorizó un impuesto del 0,5% de la facturación de energía.

El fracaso en el cumplimiento de los objetivos de reducción de la producción y en la creación de condiciones de rentabilidad suficiente, así como en el desarrollo de actividades industriales alternativas de los planes anteriores, aconsejó al Gobierno a poner en marcha un nuevo Plan Nacional del Carbón 1998-2005. La finalización del Tratado CECA en 2002, promovió las acciones de otros Estados miembros orientadas a la reducción de las ayudas al carbón⁷³³. Además, se había culminado en la UE un objetivo importante: las políticas de ámbito general en el desarrollo del mercado único, de la libre circulación de mercancías personas, servicios y capitales. Y, en consecuencia, se inicia la puesta en marcha del mercado interior de la energía plasmada en la Directiva 96/92/CE, que se ha comentado en la Parte I y de la volveremos sobre ella al hablar de la Ley 54/1997.

Esta Directiva supuso la liberalización del sector, que analizo más adelante, proceso en el que el papel del Estado queda, en teoría, reducido a la definición de las Políticas Energéticas y su Planificación y la aplicación del principio de subsidiaridad de forma que se asegurase que las compañías eléctricas cumplieren las normas de esta Directiva. A partir de su publicación las compañías eléctricas podían solicitar autorizaciones de generación⁷³⁴ al Estado, la red eléctrica es gestionada por un organismo independiente, gestor de red, y se produce la separación de las actividades de generación y distribución.

El mercado interior abría la puerta a la importación de hulla por las empresas consumidoras de carbón, en especial a las empresas eléctricas, lo que agravaba la situación de las explotaciones nacionales de carbón.

⁷³² Decisiones de la Comisión 94/1072/CECA, 96/591/CECA, 96/575/CECA, 98/636/CECA y 98/635/CECA.

⁷³³ LOPEZ J. S. (2006), "Una historia atormentada: Op. Cit. 569.

El nuevo código de ayudas a la industria del carbón (1986-1993) *El tratado CECA era muy rígido en cuanto a la prohibición explícita de cualquier tipo de ayuda. Pero la pérdida de competitividad del carbón nacional había obligado a aceptar regímenes excepcionales desde 1965. Las dos primeras decisiones, que regulaban el régimen de ayudas al carbón, atendían a motivaciones sociales y regionales, permitiendo la aprobación de ayudas encaminadas a paliar los efectos de las reestructuraciones. Sin embargo, la tercera decisión (1976-1985), aprobada en plena crisis energética, de manera acorde con los objetivos de política energética, perseguía el objetivo de mantener y, en su caso, incrementar las producciones europeas, con vistas a contribuir a la seguridad de aprovisionamiento, autorizando subsidios con este fin.*

⁷³⁴ Se contempló también la vía de las licitaciones públicas.

La Comisión, en Decisión de 3 de Junio de 1998⁷³⁵, expresó con claridad que las ayudas previstas no habían tenido el efecto esperado en alcanzar una mayor viabilidad económica, si se comparaba con los precios en los mercados internacionales. Las empresas no cumplieron con los planes anunciados de modernización, racionalización y reestructuración y adoptaron una serie de medidas contrarias a la obligación de reducir de forma progresiva su capacidad de producción mediante medidas de cierre total o parcial. Todo ello supuso un serio aviso de la Comisión sobre la eficacia necesaria y el papel de garante del Gobierno español⁷³⁶.

El Plan presentado seguía las líneas básicas de los anteriores y en consecuencia se centraba en los objetivos de modernización, racionalización y reestructuración. Lo que en la práctica significaba la inversión en tecnología, y el aumento de la productividad. Contemplaba ayudas por importe de 126.855 millones de pesetas, para cubrir las pérdidas de explotación de las empresas del carbón; 54.967 millones de pesetas en ayudas sociales a la reducción de personal, y finalmente 11.995 millones de pesetas para cubrir los costes técnicos del cierre de instalaciones de extracción derivados de las medidas de modernización, racionalización, reestructuración y reducción de actividad de la industria del carbón. En total una suma de 193.547 millones de pesetas. La producción se reduciría a 12.000 toneladas en el año 2004 y la reducción en la plantilla afectaría a otros 5.300 desempleados más, por jubilación o bajas.

La política del carbón, dimanada del Plan Energético 1991-2000 y del conjunto de estos tres planes simultáneos, tras un gasto de 1.171.902 millones de pesetas y la destrucción de 28.100 empleos, no consiguió los objetivos de mejora de la productividad, la consecuente reducción de costos y la transformación del sector y creación de actividades complementarias que absorbieran, al menos, la parte de trabajadores que no estaban en la edad de la jubilación anticipada⁷³⁷.

La reducción de producción de carbón de las distintas cuencas mineras, en torno al 30 % del total de la producción vendible, tampoco permitió una mejora de la competitividad en los precios⁷³⁸. La reducción de producción de hulla fue del 25% y de

⁷³⁵ DECISIÓN DE LA COMISIÓN de 3 de junio de 1998 relativa a la concesión de ayudas por parte de España a favor de la industria del carbón en 1998.

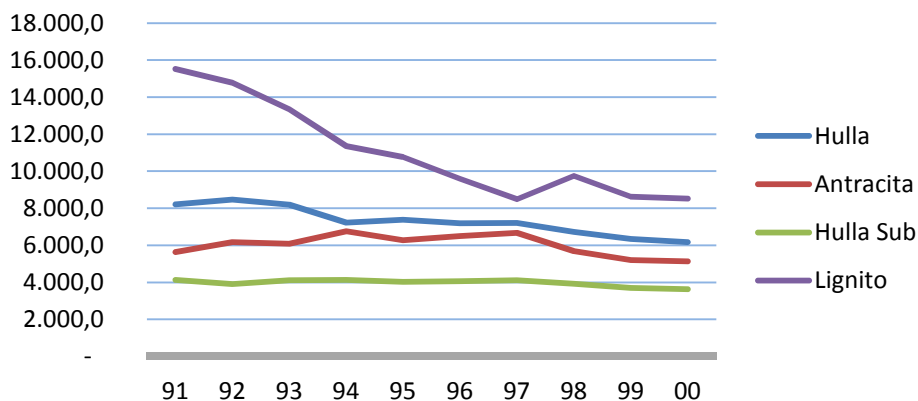
⁷³⁶ CRESPO, J. V. (2000), "La minero-siderúrgica de Ponferrada y el Plan del Carbón". 7º Congreso de Economía Regional de Castilla y León. Comunicaciones: Soria 23, 24 y 25 de noviembre 2000 (pp. 1650-1668). Consejería de Economía y Hacienda.

⁷³⁷ En 2013 empresas mineras de León (Carbones Arlanza, S.L.; Alto Bierzo, S.A.; Unión Minera del Norte, S.A.; Hullera Vasco-Leonesa, S.A.; Hijos de Baldomero García, S.A.; y Coto Minero Cantábrico, S.A.), además de 12 empresarios de estas sociedades, fueron imputadas por el Tribunal Superior de Justicia de Castilla y León por fraude en las subvenciones al carbón.

⁷³⁸ Fundación Estudios de la Energía (2008). *El futuro del Carbón en la Política Energética Española*. CNMC. Madrid.

antracita el 9%, y la mayor reducción 45% tuvo lugar en el lignito pardo. Pero aunque la reducción de producción no se hubiese dado, las necesidades de las térmicas de carbón, obligaban a la importación de más del 60% en el año 2000⁷³⁹.

Gráfico 70. Producción de carbón en España.



Fuente: Carbuni3n.

81.6. Demanda de Gas Natural como Energía Primaria

En el periodo de vigor del Plan Nacional 1990-2001 el consumo de gas, como fuente de energía primaria, se increment3 de forma importante pasando de 6.000 a 15.000 ktoe. Los gasoductos de conexi3n entre el norte de Áfríca y la península, así como las redes de distribuci3n internas, permitieron una mayor garantía de suministro. Este mayor consumo, que el planificado, sirvi3 como combustible alternativo a los productos derivados del petr3leo, particularmente en procesos industriales que remplazaron a procesos de generaci3n de calor con combustibles muy ineficientes y contaminantes, biomásas poco tipificadas o fuel oil, sustituyéndolos por sistemas de combusti3n de gas más sencillos de manejo y con mayor productividad.

Sin embargo el uso de gas, durante la vida del Plan, no tuvo aplicaci3n en la generaci3n de electricidad por medio de ciclos combinados de gas, y no se puso en marcha ninguna instalaci3n de ciclos combinados de gas⁷⁴⁰. Tampoco se utiliz3 como combustible alternativo en las grandes térmicas de carb3n, en momentos en que los precios del carb3n nacional se disparaban por efecto de los costos de explotaci3n y del peor rendimiento energético. La industria eléctrica apost3 por la importaci3n de carb3n de la UE y terceros países productores, apoyados por el Gobierno con medidas de desarme arancelario.

A partir del ańo 2000 los ciclos combinados de gas se constituyeron en la principal fuente de producci3n de electricidad. Una capacidad instalada excesiva para la

⁷³⁹ GREENPEACE. (2009), *El Carb3n. Un futuro negro*.

⁷⁴⁰ La central de San Roque, en Cádiz, fue la primera central de ciclo combinado inaugurada en el ańo 2002. Fuente Energiza y REE.

demanda actual que, aún hoy, está siendo fuente de grandes presiones ante las autoridades energéticas, como veremos más adelante. Por otra parte, y tras la decisión del Gobierno, de limitar el desarrollo de la Energía nuclear como fuente de generación de electricidad, que dio origen a la llamada moratoria nuclear, la potencia instalada se mantuvo constante⁷⁴¹.

Finalmente, en cuanto a la demanda de energía primaria, cabe decir que en este periodo se inició el despliegue de las energías renovables principalmente con instalaciones eólicas y mini hidráulicas, apoyadas por nuevas normativas que ampliaron la potencia mínima a instalar y regularon un escenario de tarifas atractivas para los excedentes de energía volcada a la red.

Cuadro 36. Evolucion Anual de Potencia Instalada.

EVOLUCION ANUAL POTENCIA INSTALADA						
MW	1990	1992	1994	1996	1998	2000
Regimen Ordinario	42.490	42.676	42.898	43.405	44.050	44.723
Hidráulica	16.634	16.691	16.913	16.993	16.963	17.151
Nuclear	7.337	7.400	7.400	7.417	7.632	7.799
Carbón	10.594	10.674	10.674	10.674	11.224	11.542
Fuel/gas	7.925	7.911	7.911	8.321	8.231	8.231
Ciclo combinado	-	-	-	-	-	-
Regimen Especial	754	1.107	1.640	3.247	4.985	7.619
Hidráulica	594	728	897	1.186	1.279	1.391
Eólica	1	30	39	146	634	1.829
Solar fotovoltaica	-	-	1	1	1	2
Solar termoelectrica	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable	-	15	21	80	115	181
Térmica no renovable. Cogeneración	159	334	682	1.834	2.956	4.216
TOTAL	43.244	43.783	44.538	46.652	49.035	52.342

Fuente REE. Elaboración Propia.

82. Liberalización Sector Eléctrico. Ley 54/1997

El Parlamento y el Consejo de la Unión Europea aprobaron, en Diciembre de 1996, la Directiva 96/92 EC, en la que se formularon las condiciones necesarias aplicables por los Estados miembros para el buen funcionamiento el mercado único interior, como paso previo al mercado único de la energía y paso importante para la racionalización de la generación, transmisión y la distribución de energía, la seguridad del suministro,

⁷⁴¹ La potencia de las centrales nucleares se incrementa levemente cada año por mayor eficiencia energética técnica de los reactores en la fisión del uranio.

el desarrollo de las infraestructuras de transporte, la competitividad y la defensa del medioambiente.

El Congreso aprobó en noviembre de 1997, justamente un año después, la Ley del Sector Eléctrico,⁷⁴² tomando como base la citada Directiva, realizando un giro legislativo hacia la liberalización del sector eléctrico, como más tarde ocurriría con el resto de los sectores energéticos y otros sectores estratégicos.

82.1. Alcance y Objetivos.

Este cambio legislativo, de aparente gran trascendencia, tuvo sus precedentes en el Protocolo suscrito entre el Ministerio de Industria y las compañías eléctricas en Diciembre de 1996, mediante el cual se diseñó la liberalización del sistema con la entrada en escena de organismos gestores de la red, de la configuración del mercado y de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico, terminando con la modificación de los sistemas retributivos y la creación de un mecanismo compensatorio a las empresas eléctricas en concepto de costos de la transición, *stranded costs*, costos que fueron incluidos en las tarifas eléctricas, como costos regulatorios a compensar en un periodo de tiempo definido⁷⁴³.

En el expositivo de la propia Ley se dice textualmente que *“La presente Ley, a diferencia de las anteriores, se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su costo no requiere más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone”,* y continua diciendo *“así, se abandona la noción de servicio público, tradicional en nuestro ordenamiento jurídico pese a su progresiva pérdida de trascendencia en la práctica, sustituyéndola por la expresa garantía de suministro a todos los consumidores demandantes...”*.

Lo cierto es que esta manifestación, tan expresamente realizada, da sentido y carácter al articulado de la Ley. El Estado abandona el concepto de servicio público en materia de electricidad (y gas), entendiendo que la única misión y razón de un servicio público energético es la garantía de suministro, lo que supone tener visión muy limitada de lo que significa servicio público, dejando de lado los precios y la calidad de servicio, la responsabilidad del Estado en los temas ambientales, etc. Maurice Hauriou⁷⁴⁴, Jurista y sociólogo francés definía el servicio público como *«actividad administrativa de prestación positiva, a través de un servicio técnico, regular y continuo, realizado para y*

⁷⁴² Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.

⁷⁴³ BEATO, P., & DELGADO, J. (2005) “La Liberalización Sector Eléctrico. ¿Un proceso incompleto o frustrado?” *75 Años de Política Económica Española, ICE*. Noviembre 2005, nº 82.

⁷⁴⁴ Citado en: CASSAGNE, J. C. (1996), “El resurgimiento del servicio público y su adaptación en los sistemas de economía de mercado (Hacia una nueva concepción)”. *Revista de administración pública*, (140), 95-110.; RIVERO, J. (1956), “Hauriou et l'avènement de la notion de service public”. *Sirey*.

frente al público por una organización pública “nomine proprio” o por delegación», concepto del que Villar Palasí⁷⁴⁵ separaba, con lógica, la dación de bienes materiales.

Es interesante la lectura del ensayo de Tomás Ramón Fernández (1999)⁷⁴⁶ en el que entiende que en relación al concepto de servicio público: *“El problema a resolver ha sido, ciertamente, y sigue siendo siempre el mismo: garantizar a todos la satisfacción regular y continua, esto es sin interrupciones y con un nivel de calidad determinado, de ciertas necesidades que se consideran imprescindibles para la vida. La forma de hacerlo, la técnica a emplear para conseguirlo, ha sido y es otra cuestión. Su elección ha dependido (y depende) de condicionantes ideológicos, económicos y tecnológicos.”...*

La propia Directiva 96/92 del mercado interior de la electricidad, en el Capítulo II. Artículo 3.2 cita textualmente el artículo 90 del tratado de la UE que dice *“Los Estados miembros podrán imponer a las compañías de electricidad obligaciones de servicio público de interés económico general, que podrán referirse a la seguridad, seguridad de abastecimiento, a la regularidad, a la calidad y al precio de suministro, así como a la protección del medioambiente; estas obligaciones de servicio público, así como su posible revisión serán publicadas y comunicadas sin demora a la Comisión por los Estado miembros”.*

Es frecuente encontrar en las directivas de la Comisión Europea alusiones al carácter de servicio público en el sector energético. Un ejemplo es la Directiva 72/2009/CE sobre el mercado interior de la energía. que en su consideración 46 dice: *“El cumplimiento de los requisitos de servicio público es una exigencia fundamental de la presente Directiva, y es importante que en ella se especifiquen normas mínimas comunes, respetadas por todos los Estados miembros, que tengan en cuenta los objetivos comunes de protección de los consumidores, seguridad del suministro, protección del medioambiente y niveles equivalentes de competencia en todos los Estados miembros. Es importante que los requisitos de servicio público puedan interpretarse en el ámbito nacional, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales y en el respeto del Derecho comunitario”.*

Parece claro que el concepto de servicio público manejado por el Gobierno quedaba lejos de los criterios de la propia definición de la CE y del tratado de la UE. El nuevo modelo consideró que la planificación energética debe de limitarse a las instalaciones de transporte, buscando posiblemente su imbricación en la planificación urbanística y en la ordenación del territorio, atendiendo a las expectativas de la política

⁷⁴⁵ VILLAR PALASÍ, J.L (1950), “La actividad industrial del Estado en el Derecho Administrativo”. *Revista de Administración Pública*, (3), 63.

⁷⁴⁶ FERNÁNDEZ, T. R. (1999), “Del servicio público a la liberalización desde 1950 hasta hoy”. *Revista de Administración Pública*, (150), 57-74.

liberalizadora del desarrollo urbano impulsado por un gobierno que otorgó competencias en la recalificación del suelo a los ayuntamientos. Se abandona la idea de que la planificación determinase las inversiones de las empresas eléctricas sustituyéndola por una planificación indicativa aunque la Garantía de Potencia y después los Pagos por Capacidad se apoyaban en los estudios de planificación del gobierno que las empresas entendieron como planificación vinculante a la hora de obtener incentivos para sus inversiones en generación.

El proceso liberalizador introduce cambios importantes en la regulación⁷⁴⁷ tanto en la generación, como en el transporte y en la retribución económica. Se reconoce el derecho a la libre instalación de plantas de generación mediante el sistema de autorizaciones administrativas, obviando el sistema de licitaciones paneuropeas⁷⁴⁸, proceso éste mucho más abierto y competitivo –también contemplado con mayor detalle por la Directiva 96/92 del mercado interior de la electricidad– que exige a ambos sistemas el cumplir con criterios de transparencia, objetividad y no discriminación. No cabe duda de que, envuelto en el espíritu liberalizador, existía en el fondo un proteccionismo a la industria eléctrica nacional al no recurrir al sistema de licitación pública intracomunitaria, proteccionismo más propio de un régimen monopolístico que de un sistema liberalizado.⁷⁴⁹

El transporte y la distribución se liberalizan generalizando el acceso de las redes a terceros, mientras que su retribución se determina administrativamente. Se adjudicó la gestión del sistema de explotación, la operación y la retribución económica en el mercado mayorista a sendas sociedades mercantiles privadas. Se estableció para las empresas eléctricas la separación jurídica de las actividades reguladas de las no reguladas y se liberalizó la comercialización de la electricidad. Para asegurar que el sector eléctrico liberalizado funcionase sin abusos ni posición de dominio se dota de competencias al ente regulador Comisión Nacional del Sistema Eléctrico⁷⁵⁰ como organismo autónomo en la defensa de la competencia y en la resolución de conflictos, aunque la Ley mantiene la adscripción de la Comisión al Ministerio de Industria. lo que generaba dudas razonables acerca de la independencia de dicho organismo.

⁷⁴⁷ RUIZ MOLINA, M.E. (2003), "Liberalización del Mercado Eléctrico y Elegibilidad: Consecuencias para el consumidor", *Revista de Treball, Economia i Societat*, (29). 23-35 Universidad Jaime I. Valencia.

⁷⁴⁸ Sobre los modelos de licitación en el sistema eléctrico, *vid.* FABRA, N., VON DER FEHR, N. H., & HARBORD, D. (2002), "Modeling electricity auctions". *The Electricity Journal*, 15(7), 72-81.

⁷⁴⁹ FERNÁNDEZ, A. N. (2010), *Regulación vs Liberalización: Evaluación de la Transición a la Competencia en el Sector Eléctrico. Aplicación práctica al caso español* (Doctoral dissertation, Doctoral thesis. Pontifical University Comillas.

⁷⁵⁰ La Comisión Nacional del Sector Eléctrico, organismo público con personalidad jurídica y patrimonio propio que en 2011 perdió su carácter integrándose en la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia.

El expositivo menciona que la Ley permite compatibilizar la liberalización del mercado con las estrategias de eficiencia energética, protección del medioambiente y el desarrollo de las energías renovables⁷⁵¹. En general este aspecto político-ideológico que inspira la exposición de motivos, no siempre se ve coherentemente desarrollado en el articulado, que paso ahora a comentar.

El objeto de la Ley, como literalmente se indica, es regular las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica (generación, transporte, distribución y comercialización) adecuándolas a las necesidades de los consumidores y racionalizándolas y optimizándolas bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia, reconociéndose la libre iniciativa empresarial y garantizando el suministro de electricidad a todos los consumidores demandantes del servicio⁷⁵². Se cambia el concepto de servicio público por el de servicio esencial.

Entre las competencias de la Administración General del Estado AGE se destacan:

- la planificación eléctrica (indicativa);
- regulación de la estructura de precios del suministro de energía eléctrica mediante la organización y funcionamiento del mercado eléctrico;
- regulación de los peajes por el uso de la redes de transporte y distribución;
- autorizaciones de instalaciones eléctricas cuando afecte a más de una Comunidad Autónoma.

82.2. Planificación Energética. Producción y Transporte de Energía Eléctrica.

La Planificación Energética indicativa analiza la previsión de la demanda, estimación de la potencia a instalar para cubrir la demanda, previsión de las necesidades de la red de transporte y distribución, la evolución del mercado en orden a la garantía de suministro y los criterios a seguir en aspectos medioambientales.⁷⁵³ Como su nombre indica, esta planificación no tiene efectos vinculantes que se trasladen a los agentes del sector eléctrico, si bien es una referencia importante para la toma de decisiones en materia de generación y transmisión de electricidad.

La Ley contempla únicamente el modelo de autorizaciones para la instalación de nuevas plantas de producción de energía, obviando el sistema de licitaciones. La construcción, explotación, modificación sustancial y cierre de cada instalación de producción debía someterse al régimen de autorización administrativa previa que

⁷⁵¹ PÉREZ ARRIAGA, J. I. (1998), "Visión global del cambio en la regulación". *Documento de trabajo Dt003/98 de la Comisión Nacional de Sistema Eléctrico*.

⁷⁵² AROCENA, P. KHÜN, K-U. & REGIBEAU, P. (1999), "Regulatory reform in the Spanish electricity industry: a missed opportunity for competition", *Energy Policy* 27, 387-399.

⁷⁵³ Esta Planificación indicativa evolucionó hacia el ejercicio de Prospectiva Energética a más largo plazo. En 2007, el Ministerio de Industria y Energía acometió un ejercicio de Prospectiva Energética 2030 del que fui miembro del Consejo Asesor.

tendrá carácter reglado. Los solicitantes debían acreditar las condiciones técnicas y de eficiencia energética, aspectos medioambientales y su capacidad legal, técnica y económica financiera.

La red de transporte era accesible para los sujetos que contemplan la Ley y los consumidores no cualificados, siempre que el Gestor de la Red entendiese que disponía de capacidad necesaria disponible. Este desacoplamiento entre el sector de generación y transporte ha tenido efectos importantes en la infraestructura eléctrica.

En consonancia con lo dispuesto en la Directiva 96/92, en cuanto al consumo de fuentes de energía primarias autóctonas, se podrán establecer incentivos para aquellas unidades de producción de electricidad que consuman carbón nacional para un máximo del 15% de su total producción. La Ley contempla una prima máxima de 1 peseta /kWh para la producción de electricidad obtenida con carbón nacional como energía primaria.

82.3. Mercado de Energía. Precios no regulados.

La producción y venta de energía se realiza en el régimen de libre competencia mediante el mecanismo de mercado de electricidad, mercado mayorista, al que asiste la oferta de energía generada por los productores y la demanda de los consumidores, distribuidores y comercializadores. En este mercado pueden participar agentes y sujetos comunitarios.

La producción de energía eléctrica se retribuía al precio obtenido en el mercado por la casación de la oferta y demanda de electricidad. En primer lugar entran en la casación las ofertas de las plantas de producción de menor costo hasta el límite de su cantidad de energía ofertada y posteriormente irán entrando las ofertas a mayor precio. El precio de la última planta de producción para cubrir la totalidad de la demanda, lo que se denomina precio marginal, es el que determina el precio de mercado para todas las unidades de producción. Este precio incluye los costos de las pérdidas incurridas en el transporte de energía. El mercado mayorista, o mercado *spot*, opera en 24 escenarios diarios, un escenario por cada hora, y seis periodos intradiarios que sirven para corregir las desviaciones de potencia disponible y en consecuencia ajustar los precios del mercado diario.

Se retribuye la garantía de potencia de cada planta de producción, determinándose su precio en función de la capacidad en espera necesaria, o capacidad rodante, dispuesta para su entrada en operación en caso necesario. La capacidad rodante, aquella que entra en funcionamiento cuando un generador falla en su previsiones de entrega de energía, se negocia por un mecanismo llamado Sistema de Ajuste, directamente entre el operador del mercado y los generadores que ofrezcan tal servicio.

De acuerdo con la Directiva de Mercado Interior de la Electricidad, el Gobierno se reservó la facultad de establecer procedimientos acordes con el mercado libre para incentivar la producción de electricidad a partir de fuentes primarias de recursos energéticos autóctonos, siempre y cuando no se superase el 15% del total de la energía primaria necesaria para la producción de electricidad. Los productores de energía en régimen especial, a partir de fuentes renovables, podían incorporar al sistema sus excedentes de energía sin entrar en el mecanismo del sistema de ofertas. Dichos productores de energía podían vender su producción al precio marginal de cada periodo de programación.

82.4. Precios regulados y tarifas eléctricas

La gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas. La retribución de las actividades de transporte, distribución y comercialización se establecen reglamentariamente y contemplan los costos de inversión, operación y mantenimiento así como los costos necesarios para desarrollar cada actividad. La comercialización de energía será una actividad liberalizada y se somete a los acuerdos y condiciones que se pacten entre las partes. Los costos de comercialización repercutidos a los usuarios cualificados serán pactados libremente con sus clientes.

Las tarifas eléctricas, excepto las determinadas libremente para los usuarios cualificados, estarán formadas por los precios regulados y el precio no regulado, el precio medio previsto de la energía en el mercado durante un periodo determinado. En la facturación de la energía, para los usuarios no cualificados, se incluye el término de potencia.

82.5. Intercambios intracomunitarios.

En línea con la Directiva del mercado interior de la electricidad, se considera que los intercambios intracomunitarios de electricidad se podrán realizar libremente, pudiéndose comprar y vender energía por productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados. Pero la propia Ley, que está inspirada en el concepto de la libre competencia, se ocupa de poner impedimentos más propios de un talante proteccionista.

Las compras de energía a otros estados de la UE podían hacerse, según la Ley 54/1997, siempre que existiera una capacidad de contratación equivalente en el Estado que vende la energía.⁷⁵⁴ Las ventas de energía a otros países comunitarios necesitan de la autorización del Ministerio de Industria, lo que de hecho supone una restricción a la libre competencia y de alguna forma al propio mercado interior de

⁷⁵⁴ No se encuentra en la Directiva 96/92 del mercado interior de la electricidad ninguna disposición sobre este requerimiento de reciprocidad para las compras planteado en la Ley. Más bien, por el contrario, todo indica que este requerimiento está en oposición a lo dispuesto en el artículo 20 de la citada Directiva.

energía. Además los exportadores de energía han de abonar los costos regulados y permanentes del sistema no solo por el concepto de transporte de energía. Por otro lado el régimen retributivo de estos intercambios queda regulado reglamentariamente respetando los principios de libre competencia y transparencia⁷⁵⁵.

Todo hace pensar que el Gobierno tenía muy poco o nulo interés real en estos intercambios intracomunitarios a pesar de que, ante la CE, se manifestara muy abiertamente la preocupación por la falta de infraestructuras de interconexión.

En 1997 el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, en sentencia del 23 de octubre de 1997, pronunciándose acerca de los sistemas de monopolio de electricidad y gas decía: *En España, la Ley nº 49/84 de 1984 dispone que el sistema eléctrico nacional de alta tensión, como servicio público, estará gestionado por una sociedad estatal, Red Eléctrica de España, S.A. La Comisión ha considerado que las normas nacionales podían restringir los intercambios entre Estados miembros, por lo que eran contrarias a los principios de la libre circulación de mercancías y al imperativo de adecuar los monopolios nacionales de carácter comercial, ejercidos directamente o cedidos a terceros, con el fin de eliminar cualquier discriminación entre los nacionales de los Estados miembros.*

Sostiene que los monopolios nacionales de importación impiden a los productores de los demás Estados miembros vender electricidad (y gas, en el caso de Francia), en territorio neerlandés, italiano, francés y español, a clientes distintos del titular del monopolio. Un cliente potencial que se encuentre en uno de estos Estados miembros no puede elegir libremente una fuente de abastecimiento procedente de otros Estados miembros. Respecto a los derechos exclusivos de exportación, la Comisión sostiene que el titular de los derechos exclusivos tiene la tendencia a guardar para el mercado nacional la producción nacional, proporcionando una ventaja al mercado interno, en detrimento de la oferta procedente de otros Estados miembros.

82.6. Régimen Especial.

Se considera producción en régimen especial, aquella que se obtiene de plantas, cuya potencia no sea superior 50 MW, que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de alto rendimiento energético, o energías renovables como fuente primaria de energía; también se incluyen en este epígrafe las que utilizan residuos no renovables o con residuos agrarios, siempre que su potencia no supera los 25 MW. La instalación de plantas de producción está sometida al régimen de autorización administrativa con los mismos condicionantes que las de régimen ordinario.

⁷⁵⁵ El Reglamento CE número 1228/2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, desarrolla el acceso a la red para los intercambios intracomunitarios transfronterizos y su remuneración.

Los productores en el régimen especial podían vender la energía excedentaria. Pero se consideró que, excepcionalmente, los productores que utilicen energías renovables como fuente primaria, podían incorporar al sistema la totalidad de su producción, aunque en determinados periodos horarios, la cantidad de energía a volcar a la red pueda ser limitada.

Se establece un sistema de primas, fijadas por el Gobierno, a la producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables y a las instalaciones hidráulicas de menos de 10 MW de potencia, por el que se retribuye la energía vendida en un precio comprendido entre el 80 y el 90% del precio medio de la energía en el mercado. Todo ello, teniendo en consideración los costos de inversión, el ahorro en energía primaria a fin de que dichas plantas obtengan una rentabilidad razonable con referencia al costo del dinero en el mercado de capitales. El Gobierno considera la posibilidad de determinar el derecho de percepción de una prima a las energías renovables que complementen el régimen retributivo indicado.

Pese a las disposiciones favorables al desarrollo de las energías renovables, la Ley no se acoge a la posibilidad o recomendación de la Directiva 96/92 de la facultad del Estado de imponer a su gestor de red la obligación de que, en la ordenación del funcionamiento de las instalaciones de generación, se diese preferencia a las instalaciones de generación que utilicen fuentes primarias de energías renovables o de residuos o que exploten un procedimiento de producción combinada de energía y calor.⁷⁵⁶

La Ley contempla el establecimiento de un Plan de Fomento a las Energías Renovables, con el objetivo de que este tipo de energía alcance, en 2010, un 12% del total de la demanda de energía.

82.7. Costos de Transición a la Competencia.

Se reconocía a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica la percepción de una retribución fija durante un periodo máximo de 10 años por una cantidad equivalente a la diferencia entre los ingresos medios obtenidos antes de la aplicación de la Ley y los ingresos por la retribución establecida en esta Ley 1997. Se calculó que el importe total de esta diferencia ascendía a 1.988.561 millones de pesetas, lo que significa en euros 2016 una cantidad cercana a 20.000 millones de euros. Si el costo medio de generación fuera superior a 6 pta/kWh, el exceso de costo se deducirá de esta cantidad.

⁷⁵⁶ La prioridad de despacho, junto con la prioridad de conexión y acceso, es uno de los derechos de los productores de energías renovables que tienen garantizados a través del Derecho Europeo, según consta en la Directiva 2009/28/CE.

82.8. Moratoria nuclear

Se actualiza el texto de la Ley 40/1994 en lo referente a la paralización de los proyectos en construcción de las centrales nucleares de Lemoniz, Valdecaballeros y Trillo II y la extinción definitiva de las autorizaciones.

Los titulares de los proyectos recibirían una compensación económica por las inversiones realizadas y los gastos de financiación durante un plazo máximo de 25 años, que tendrá el carácter de costos de diversificación y seguridad de abastecimiento, en cantidad equivalente al 3,54 % de la facturación por venta de electricidad⁷⁵⁷.

83. Ley del Sector Eléctrico 24/2013.

El Consejo de Europa en Lisboa, en Marzo de 2000, solicitó medidas urgentes para la puesta en marcha de la liberalización plena de los mercados de electricidad y de gas, entendiéndose que un pleno mercado abierto sería beneficioso para los consumidores que podrían elegir al suministrador y éste a sus clientes en el marco de la libre circulación de mercancías y servicios y establecimiento recogido en el Tratado de la UE, reconociendo que, en este orden, uno de los principales obstáculos era el acceso a la red no discriminatorio, transparente y a precios razonables.

La Directiva 2009/72/CE de mercado interior de la energía, que deroga la Directiva 2003/54/CE, dice en sus consideraciones: *“en la actualidad, existen obstáculos para la venta de electricidad en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja de ningún tipo en la Comunidad. En particular, no existe todavía un acceso a la red no discriminatorio ni tampoco un nivel igualmente efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro”*

El Gobierno introdujo en su marco regulatorio las modificaciones derivadas de la Directiva citada mediante la Ley 17/2007 de carácter transitorio. En su expositivo hace mención expresa a la coexistencia de distintas formas de organización del sistema eléctrico en los estados miembros y por ello la necesidad de garantizar la convergencia paulatina hacia un mercado interior de la energía.

El enfoque tanto de la Ley 54/1997 como de la Ley 17/2007, que la modifica, estuvo centrado en la propia casuística nacional, sin hacer el menor énfasis en el pretendido mercado eléctrico unificado europeo ni tampoco en lo relativo a las conexiones

⁷⁵⁷ COLLELL, C. (2008), “¿Renacimiento nuclear o aborto prematuro?: los múltiples interrogantes de la opción nuclear presagian su incierto futuro”. *Economía industrial*, (369), 147-160. *Vid:* DE LA TORRE, J. & RUBIO, M. (2014), “Nuclear Power for a Dictatorship: State and Business involvement in the Spanish Atomic Program”. *Journal of Contemporary History* 2016, Vol. 51(2) 385–411.

eléctricas que lo permitiera⁷⁵⁸, desaprovechando la oportunidad que ofreció la Directiva para impulsar las conexiones eléctricas superando las dificultades medioambientales entre Francia y España.

En el capítulo de los logros alcanzados por la Ley 54/1997, el legislador destaca que el proceso de liberalización se ha realizado antes de los plazos exigidos por la Comisión Europea. La puesta en funcionamiento de un mercado mayorista, el acceso indiscriminado a la red, el haber logrado una diversificación del mix energético, asegurando el nivel y calidad del suministro, etc., han contribuido, según se expone en la Ley, notablemente a los objetivos 2020 de la UE.

En mi opinión, la Ley 54/1997 tenía varios aspectos que incidieron negativamente en el proceso de liberalización ya fuese por su diseño o bien por su aplicación, aspectos que los sucesivos gobiernos socialistas no supieron, no pudieron o no quisieron vadear. Destacan entre ellos como ya he comentado, el déficit de competitividad del mecanismo de mercado y sus efectos en los precios de la energía, los costos de transición a la competencia y el concepto de garantía de potencia. Pero sin duda, el aspecto que mayores consecuencias negativas ha tenido, y tiene, en el funcionamiento del Sector Eléctrico es el denominado déficit de tarifa, ideado por los populares, y mantenido por los socialistas, que ha tenido un impacto económico abrumador. De todo ello haré un análisis puntual más adelante.

A la llegada al poder del Gobierno del Partido Popular en 2011 el sector eléctrico acusaba las consecuencias de las carencias de la propia Ley 54/1997 y sufría los efectos de la crisis económica internacional y, muy especialmente, de la particular crisis doméstica con su consecuente caída de la demanda. Lo que, obviamente, no significase que ciertos agentes del sector no se viesen muy beneficiados por esta situación.

83.1. Conexión con la Ley 57/1997.

Los gobiernos socialistas del periodo de 2004 al 2011 convivieron, en términos de política energética, con el desarrollo de la Ley de 1997 (que fue promulgada al poco tiempo de la entrada en el gobierno popular), dinamizando y aceptando el proceso liberalizador del sector eléctrico, haciendo énfasis en las corrientes y estrategias comunitarias que desembocaron en la Política Energética Europea 2007 y su apuesta por sostenibilidad energética en consonancia con el Libro Verde Energía para el futuro. Fuentes de Energías Renovables, 1997.

⁷⁵⁸ Directivas 2003/54/CE y 2003/55/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, ambas de 26 de junio de 2003, que derogaron a las anteriores. El Reglamento (CE) nº 1228/2003, de 26 de junio de 2003, "relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad", trata de estimular el comercio transfronterizo de electricidad mediante el establecimiento de un mecanismo de compensación por los flujos eléctricos transfronterizos.

En consecuencia, en este periodo de gobierno socialista se vivió un enorme desarrollo de las energías renovables impulsado por el RD 661/2000, no tan solo desde el punto de su participación en el mix energético, como mero usuarios de tecnologías, sino también porque se entendió como una oportunidad de desarrollo tecnológico y económico, y por supuesto medioambiental, de la máxima importancia para un país que pudo enorgullecerse de estar en primera línea de estas nuevas tecnologías.

83.2. Necesidad de un nuevo marco normativo.

En el expositivo de la Ley se hace referencia a las distintas causas y situaciones vividas desde el año 2008 con un enfoque en el análisis de los problemas realizado con un particular estilo, como si el origen de dichas ineficacias se debiera a causas naturales o externas y no a la imprudencia de los gobernantes. El legislador justifica la necesidad de este nuevo marco normativo por los cambios en el sector debidos a las elevadas inversiones en las redes de transporte y distribución, la elevada participación de las energías renovables en el mix energético, los desajustes del mercado mayorista y el exceso de capacidad de los ciclos combinados de gas. Señala los desequilibrios entre costos e ingresos del sector lo que ha producido un déficit, que como veremos denomina, a mi juicio indebidamente, como estructural.

Reconoce que el precio de la electricidad ha crecido por encima de la media, que los costos regulados han subido desde el año 2004 hasta el año 2012 en un 122%, y que los precios de la energía son insuficientes para cubrir los costos del sistema; lo que ha llevado a la situación en la que la “deuda acumulada” del sistema eléctrico superase los 26.000 millones de euros y el déficit estructural anual alcance la cifra de 10.000 millones de euros, lo que pone en riesgo de quiebra al sistema, siendo la Ley 54/1997 insuficiente para asegurar el equilibrio financiero del sistema, por su falta de flexibilidad en el sistema de retribución de las actividades reguladas.

Esta insostenibilidad económica y financiera del sistema ha obligado al legislador a adaptar la Ley 57/1997, mediante la aprobación de numerosas medidas urgentes bajo la forma de Real Decreto Ley, que comento en el punto siguiente, muchas de ellas centradas en las primas a las energías renovables, por el simple hecho de que estas primas se incluyesen en los costos regulados, en los que el Gobierno tiene la llave.

83.3. Alcances y objetivos generales de la Ley.

La Ley tiene como finalidad básica, como se indica en el expositivo, el establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

Se descarta la posibilidad de generación de nuevos déficits estableciendo un mecanismo de revisión automática de peajes y cargos, si se superan los umbrales por circunstancias coyunturales. Los desfases temporales serán financiados por los sujetos del sistema en función de los derechos de cobro que no podrán cederse al Fondo de Titulación del Déficit del Sistema.

En línea con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE y de acuerdo con la terminología generalmente usada en Europa, se consideran peajes los pagos realizados para atender los costos de transporte y distribución, y como cargos aquellos otros pagos relacionados con aspectos regulados del sistema. Las primas de las energías renovables se consideran cargos, así como los costos extra peninsulares, mecanismos de capacidad y anualidades del déficit del sistema eléctrico.

La Ley presta atención a los aspectos de integración de mercados eléctricos europeos de acuerdo con las normativas comunitarias transpuestas y en los intercambios transfronterizos determinados por el Reglamento CE 714/2009. En cuanto al mercado mayorista, hace referencia al Reglamento CE 1227/2011 sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de energía, que establece normas para evitar las prácticas abusivas de estos mercados.

Se considera necesario desarrollar la planificación estratégica de la red de transporte, en consonancia con la situación económica y la capacidad inversora, con el objetivo de evitar crecimientos innecesarios. En cuanto a las actividades reguladas se clarifica lo que se consideran como costos necesarios de una actividad empresarial eficiente y bien gestionada cuya retribución permita la obtención de rentabilidades adecuadas al riesgo de la actividad.

La Ley define el régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos, que tendrá como base permitir la necesaria participación de estas tecnologías en el mix energético, complementando los ingresos obtenidos en el mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Las inversiones en estas tecnologías seguirán estando protegidas y fomentadas en España por este nuevo marco normativo, que consagra el principio de rentabilidad razonable y establece el criterio de revisión de los parámetros retributivos cada seis años, para cumplir con el citado principio. Se contempla la posibilidad de establecer nuevos regímenes retributivos para favorecer las instalaciones en orden el cumplimiento de los objetivos energéticos de la UE o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior. La Ley define los criterios de prioridad de acceso y despacho para la electricidad de fuentes

de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, de acuerdo con lo establecido en las directivas comunitarias.

Se regulan los conceptos de acceso a las redes y derechos de conexión y los permisos de acceso y conexión, así como los procedimientos técnicos y operativos, y se introducen herramientas para adaptar las retribuciones de redes, energías renovables y cogeneración, en el marco del periodo regulatorio, que se fija en seis años, y en el que se ajustan las retribuciones a la situación cíclica de la economía. Nuevamente se penaliza a las energías renovables en su modalidad de autoconsumo creándoles la obligación de contribuir a los costos y servicios de los sistemas en la misma cuantía que el resto de consumidores.

Los aspectos más significativos del articulado de la Ley son:

83.4. Ámbito competencial.

La Administración General de Estado se reserva la autorización para las instalaciones eléctricas de generación que excedan de los 50 MW y para las líneas de evacuación y transporte que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma. También se reserva la autorización de instalaciones marítimas de producción. De la misma manera queda en el ámbito de las competencias de la AGE los acuerdos de suministros, en sistemas de generación de distribuida, entre Comunidades Autónomas, aspectos intracomunitarios, aspectos trasfronterizos.

83.5. Planificación Electricidad.

Nuevamente se contempla el ejercicio de Planificación Eléctrica, vinculante solamente en la red de transporte, como herramienta de gestión energética a medio plazo. En este ejercicio se tiene en cuenta la evolución de la demanda eléctrica en escenarios distintos, las necesidades de potencia instalada, bajo criterios de seguridad de suministro y competitividad, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medioambiente. En consecuencia se determinan las necesidades de la red de transporte y distribución. Los planes de desarrollo de la red de transporte deberán contemplar periodos de 6 años.

En materia de planificación de las energías renovables y eficiencia energética en el sector eléctrico, el Gobierno podrá realizar una planificación indicativa con objeto de favorecer el cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para España en estas materias, derivados de la pertenencia a la Unión Europea. La planificación eléctrica se realiza por la Administración General del Estado con la participación de las Comunidades Autónomas. Una novedad en esta Ley es la coordinación entre planificación eléctrica y los instrumentos de desarrollo urbanísticos contemplen las necesidades de conexiones y de espacio para la instalación de las infraestructuras.

83.6. Garantía de Suministro. Funcionamiento del sistema.

La Ley garantiza que todos los consumidores tendrán acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, pudiendo el Gobierno adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro en determinados supuestos, como desabastecimiento de energía primaria o reducciones importantes de la disponibilidad de las instalaciones de generación.

Un supuesto, especialmente llamativo, contemplado en esta Ley es el caso de instalaciones que se encuentren en una situación de la que se pueda derivar amenaza grave para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución. En tales supuestos el Gobierno puede llegar a realizar distintos tipos de acciones tales como modificaciones temporales del mercado de electricidad, la operación directa de las instalaciones, establecimiento de obligaciones especiales en existencias de seguridad de fuentes primarias de energía, etc.

La producción de energía eléctrica se desarrollará en régimen de libre competencia. El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

Los sujetos, definidos en el artículo 6, que actúen en el mercado de producción a que se refiere el párrafo anterior podrán pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos en la presente ley y en sus reglamentos de desarrollo.

83.7. Autoconsumo de energía eléctrica.

La figura de autoproducción, como tal, no se contempla como sujetos del sistema en esta Ley 24/2013 a diferencia de la Ley 54/1997. Por autoconsumo se entiende el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor, o a través de una línea directa de energía eléctrica entre un productor y un consumidor.

Se distingue entre a) el consumidor que tiene su propia instalación de producción destinada al consumo propio conectada en el interior de la red de su punto de suministro, b) el consumidor asociado a una instalación de producción inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción y conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Si la conexión se realiza a través del sistema eléctrico, tanto el productor como el generador están sujetos a las obligaciones y derechos de esta Ley. En este caso, todos los consumidores

conectados total o parcialmente al sistema eléctrico tienen la obligación de contribuir a los costos del sistema por la energía autoconsumida.

La redacción de este punto es ciertamente confusa y sujeta a múltiples interpretaciones. La interpretación más generalizada es que los autoconsumidores que tengan una instalación de producción y no estén conectados a la red, es decir sean autosuficientes, no se verán sujetos a contribuir a los costos del sistema. Una instalación aislada con células fotovoltaicas y baterías de acumulación no ha de pagar costos de peajes. Si la misma instalación está conectada a la red podrá volcar su energía excedente pero no obtendrá retribución por ello y se mantiene la obligación de pagar costos del sistema tanto por la energía consumida como por sus excedentes con la obligación de instalar un contador de medición.

Las instalaciones de producción con autoconsumo con instalaciones de producción registradas, podrán vender su energía a la red pero deberán de pagar los costos del sistema.

El argumento del Gobierno es que las inversiones infraestructuras de la red se contemplaron para una potencia determinada. La reducción de la potencia, como consecuencia de la instalación de renovables para autoconsumo, supone una merma de ingresos que no puede ser soportado por el resto de consumidores. Pero el Gobierno no se cuestiona que estas inversiones en la red se hicieron, al igual que el aumento de capacidad de generación, en plena expansión de la economía, sin un ejercicio de planificación y por una empresa como REE, que cotiza en la Bolsa, responsable como tal de sus actos.

Como puede fácilmente colegirse, la voluntad del legislador es obtener un beneficio impropio de este tipo de instalaciones, contribuyendo con ello al objetivo de reducción del déficit tarifario a costa de penalizar una actividad de generación renovable y su consumo, que responde una tendencia internacional dentro de lo que llamamos generación distribuida. La oposición de las empresas del sector y de sus asociaciones a este aspecto de la ley fue contundente, porque significaba una ruptura con el modelo de generación distribuido, en claro apoyo a la distribución convencional.

83.8. Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad.

La compra y la venta de electricidad en los mercados intracomunitarios a través de las conexiones con otros Estados miembros pueden ser realizados libremente por productores, comercializadores y consumidores directos en mercado. Las ventas podrán ser denegadas por el operador del sistema en el caso de riesgo para el suministro. Todos los intercambios estarán sometidos a autorización administrativa del Ministerio. Las operaciones de exportación habrán de abonar los costos del sistema lo que, aunque no se entienda, no rige para las operaciones de importación.

Un operador o consumidor directo en mercado podría realizar importaciones de energía y venderla en los mercados fronterizos. Muy probablemente el precio de esta energía estaría cercano al precio del mercado en España, precio de oportunidad. Pero también es cierto que si hay sobrecapacidad de generación en el sistema europeo cercano, el diferencial de precio puede ser atractivo. Por la misma razón, la capacidad ociosa o sobrecapacidad podría vender energía a precios marginales antes que estar paradas o puestas en hibernación, pero siempre que estas operaciones de venta de energía no formen parte del mecanismo de precios en el mercado spot para evitar un mayor costo a los consumidores nacionales⁷⁵⁹.

Todo conduce a pensar que hay un cierto desinterés por parte de los generadores de España en que se amplíen las conexiones con la UE. No obstante y como veremos más adelante, la reciente estrategia energética europea 2030, incide muy directamente en la necesidad de ampliar estas conexiones.

83.9. Sostenibilidad Económica y Financiera del Sistema.

La Ley contempla el equilibrio financiero entre la totalidad de los costos e ingresos del sistema eléctrico. Se entiende por costos del sistema las retribuciones correspondientes a atender a los siguientes conceptos:

1. El costo de la actividad de producción que atiende los siguientes conceptos principales.
 - La energía eléctrica negociada en el mercado mayorista al precio de equilibrio entre oferta y demanda.
 - La energía negociada mediante contratos bilaterales.
 - Los servicios de ajuste del sistema.
 - Los mecanismos de capacidad.
 - La retribución del mercado a las energías renovables.
2. Los costos regulados, costos fijos⁷⁶⁰, que se agrupan en:
 - Las actividades de transporte y distribución.
 - La generación a partir de fuentes de energías renovables.
 - Los extracostos del sistema extra-peninsular.
 - Los mecanismos de capacidad instalada que permita un margen de cobertura de potencia instalada acorde con la demanda.

⁷⁵⁹ Durante la parada por mantenimiento de centrales nucleares francesas en 2016, España ha exportado electricidad a Francia aprovechando la sobrecapacidad existente. Esta energía ha sido vendida en el mercado spot y ha elevado el precio de la electricidad en España.

⁷⁶⁰ El concepto de fijo se entiende en el sentido de que afectan al costo de la energía de una forma no directamente relacionada con la cantidad de energía producida. Es cierto que algunos costos fijos son también proporcionales a la producción y demanda de energía en especial aquellos en los que la tasa proviene de una distribución de costos a lo largo de un total de energía, como es el caso de los costos de la moratoria nuclear.

- Las primas a la producción de energía con fuentes primarias de energía autóctonas.
- Moratoria Nuclear derivada de la Ley 40/1994.
- Plan general de residuos radioactivos.
- Tasas de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y del Ministerio de Industria.
- Pérdidas asociadas al cierre de energía en el mercado.
- Anualidades del déficit de sistema eléctrico.
- Gestión Técnica y Económica del sistema.

Los ingresos del sistema han de contribuir exclusivamente a pagar los costos del sistema eléctrico y no pueden dedicarse a otros fines distintos.

83.10. Retribución de las actividades.

Se mantiene el sistema de mercado mayorista diario e intradiario para la compraventa de la energía eléctrica que se retribuirá sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada. La energía eléctrica negociada en los mercados de contratación bilateral o física o a plazo, (*over the counter*) se retribuirá de acuerdo con el precio convenido.

Se establece la obligación de los productores de energía eléctrica de efectuar ofertas económicas de venta de energía para cada período de programación, a través del operador del mercado, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas.

Se hace mención a la posibilidad de que el Gobierno, con carácter excepcional, pueda establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea, o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva, concurso o licitación, para obtención de un PPA (*power purchase agreement*) para la cuantía del régimen retributivo especial. Este régimen retributivo es adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción y estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra aquellos costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción

de dicha instalación tipo, lo que se asemeja al concepto de prima a las energías renovables establecido en Alemania y Dinamarca como *market premium*.

El régimen retributivo será compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13; estará limitado, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en la planificación en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia. Se pone así fin a la tónica dominante de que la iniciativa de promoción de las instalaciones de generación a partir de fuentes de energías renovables se hacía sin más referencia de planificación estratégica que los permisos de generación concedidos por las CCAA, por debajo del límite de los 50 MW, y las propias limitaciones de la red de transporte y/o distribución.

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán –para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada– los valores que resulten de considerar:

- Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- Los costes estándar de explotación.
- El valor estándar de la inversión inicial.

Se acude de nuevo al concepto, ya tenido en cuenta por la ley del sector eléctrico 54/1997, por el que el régimen retributivo debe estar basado en la obtención de una rentabilidad razonable y sin sobrepasar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Se considera una rentabilidad razonable el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

83.11. Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica.

Se considera un derecho de los productores de energía eléctrica la utilización de fuentes de energía primaria que consideren más adecuadas. Se mantiene la prioridad de acceso, conexión y despacho de la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, a igualdad de condiciones económicas en el mercado. Se entiende, aunque no se indica con claridad, que la igualdad de las condiciones económicas se da en cuanto a que estas energías participen en el mercado, sin perjuicio de la retribución adicional a la que se acojan este tipo de energías.

84. Sector Gasista. Liberalización

84.1. El escenario político de la UE.

Las razones para la puesta en marcha del proceso de la liberalización del sector del gas, están sustentadas, al igual que en el sector eléctrico, en el fortalecimiento del mercado interior de la energía de la Unión Europea de forma que desaparezcan los monopolios estatales y se creen compañías de gas natural que operen, al menos, una de las actividades siguientes: producción, conducción, distribución, suministro, compra o almacenamiento de gas la gestión e inversión y mantenimiento en infraestructuras, comercialización hasta el suministro de gas a los consumidores. Se garantiza el acceso libre y no discriminatorio a las redes gasistas.

La Directiva 98/30 del 22 de junio de 1998⁷⁶¹, considera que el mercado interior del gas natural debe realizarse progresivamente en apoyo de la industria eléctrica y desarrollando las infraestructuras de interconexión y la interoperabilidad de las redes, muy necesario en particular para algunos Estados miembros altamente dependientes de las importaciones. Al mismo tiempo considera que, en algunos Estados miembros, puede ser necesario imponer obligaciones de servicio público de interés económico general con el fin de garantizar la seguridad de suministro, la protección del consumidor y la protección del medioambiente; obligaciones que deberán regirse por la transparencia, la no discriminación y por ser controlables.

La Directiva establece normas comunes relativas a la organización del sector, y normas operativas referentes al transporte, almacenamiento, distribución y suministro de gas natural, y a la separación y transparencia de las cuentas de las compañías operadoras. Los Estados miembros asumen la responsabilidad de que se garantice el suministro de los clientes cualificados que, en su conjunto, deben de aportar un mercado no inferior al 20% alcanzando un volumen del mercado de un 33% diez años después de la entrada en vigor de la Directiva.

La Directiva 2003/55⁷⁶² que deroga la normativa anterior, considera las oportunidades de favorecer el mercado interior del gas, en el que entiende *“son necesarias medidas concretas para garantizar unas condiciones equitativas en el ámbito de la producción y para reducir el riesgo de que aparezcan posiciones dominantes y prácticas abusivas, garantizando así tarifas de transporte y distribución no discriminatorias, velando por la protección de los derechos de los pequeños clientes y de los clientes vulnerables”*. Tiene presente que el desarrollo de un mercado interior debe de permitir los

⁷⁶¹ DIRECTIVA 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

⁷⁶² DIRECTIVA 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

consumidores elegir libremente a sus suministradores y todos los suministradores abastecer libremente a sus clientes.

Es explícita en mantener el carácter de servicio público cuyo cumplimiento por los Estados miembros es una exigencia fundamental de esta Directiva, siendo importante que *“se especifiquen normas mínimas comunes, respetadas por todos los Estados miembros, que tengan en cuenta los objetivos de protección de los consumidores, seguridad del suministro, protección del medioambiente y niveles equivalentes de competencia en todos los Estados miembros”*

En el año 2009 la Directiva 2009/73/CE⁷⁶³, que deroga la Directiva 2003/55, considera que aún seguían existiendo obstáculos para la venta de gas en condiciones de igualdad y que no existe un acceso a la red no discriminatorio a falta de una separación efectiva de las redes de las actividades de producción y suministro; tampoco un nivel efectivo de supervisión reguladora en cada Estado miembro. Denuncia que la separación efectiva solo puede asegurarse mediante la eliminación del incentivo, que empuja a las empresas integradas verticalmente a discriminar a sus competidores en lo que se refiere a la red y a la inversión, y aconseja la separación patrimonial como la manera efectiva y estable de resolver el conflicto de intereses. De forma que establece la fecha límite del 3 de Septiembre de 2009 en la que los Estados miembros pueden optar por obligar a la separación patrimonial o por la creación de un gestor de redes o de transporte independientes del suministro y la producción.

84.2. El marco legislativo de España.

La transposición de la Directiva 98/30 se hizo por medio de la Ley 34/1998 del Sector Hidrocarburos⁷⁶⁴ que introduce en la disposición adicional undécima la creación de la Comisión Nacional de Energía como organismo para la regulación y mercado energético⁷⁶⁵.

En combustibles gaseosos incluye, además del gas natural, el gas licuado de petróleo. Aunque en la exposición de motivos se considera como objetivo de la Ley el que los poderes públicos salvaguarden los interés generales, se suprime la consideración de servicio público, entendiéndose que las actividades reguladas no requieren la presencia y responsabilidad del Estado para su desarrollo, manteniéndose el carácter de interés general, no acogiéndose a la posibilidad que la Directiva considera como facultad de los Estados miembros imponer obligaciones de servicio público.

⁷⁶³ DIRECTIVA 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

⁷⁶⁴ Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos

⁷⁶⁵ Vid: FAIÑA, A., GARCÍA LORENZO, A., & LÓPEZ-RODRÍGUEZ, J. (2003), “La liberalización del mercado del gas”. *Información Comercial Española, ICE*, 808, 35-53.

En definitiva, un esquema similar al de la liberalización del sector eléctrico por el que se reconoce el carácter esencial de los suministros haciendo que el Estado vele por la seguridad y continuidad de los suministros y al mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad⁷⁶⁶. En este sentido la Ley obliga a los transportistas, que inyecten gas al sistema, a mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes a distribuidores para el suministro a clientes en régimen de tarifas.⁷⁶⁷

La ley suprime la reserva en favor del Estado en materias de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, quedando el papel del Estado como regulador, y no como ejecutor de actividades industriales. Se liberaliza las actividades de refino, transporte y almacenamiento, distribución y comercialización. Como excepción, se mantiene la autorización de actividad para los operadores al por mayor que son responsables del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad. Igualmente, el suministro de gases licuados envasados se liberaliza, eliminándose la obligación de servicio a domicilio. Se extinguen definitivamente las concesiones del Monopolio de Petróleos para el suministro de gasolinas y gasóleos de automoción de Campsa, y al gasista de Gas Natural SDG.

Las tarifas de venta a los usuarios del gas natural, gases manufacturados y de los gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gas natural para los distribuidores y los precios del gas licuado envasado, son determinadas por el Ministerio de Industria y Energía, de acuerdo con la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Los costos de las actividades reguladas destinadas al suministro de combustibles gaseosos son retribuidos económicamente con cargo a las tarifas, peajes y cánones que se determinen por el Gobierno, al igual que los costos de acometidas, contadores y otros costos. Estas tarifas, peajes y cánones han de asegurar la recuperación de las inversiones, la obtención de una rentabilidad razonable de los recursos financieros invertidos, y la retribución de los costos de explotación. La Ley incorpora y define los Biocombustibles que pueden ser usados solo o en combinación con carburantes convencionales, tales como el alcohol etílico y metílico de origen vegetal, los aceites vegetales y sus modificados químicamente.

⁷⁶⁶ DE QUINTO, J. (2002), "La liberalización del mercado del gas natural". *Economistas*, Año Nº 20, Nº 91, 2002.

⁷⁶⁷ DE QUINTO, J. (2001), *En busca de un mercado competitivo de gas natural en España*, Ed. Comares, Madrid 2001.

La Ley 12/ 2007⁷⁶⁸, adecua la Ley anterior a la nueva Directiva 2003/55CE en relación a las obligaciones del Estado a las empresas del sector del gas natural en orden a la protección del interés económico general y al consumidor en lo que se refiere a la regularidad, la calidad y el precio, incluyendo medidas para alcanzar un mercado interior plenamente liberalizado. En general, la ley 12/2007 reforma la ley 34/1998 en aspectos de carácter administrativo para adecuarse a la Directiva. Contempla la separación jurídica, de las actividades de transporte, distribución, regasificación o almacenamiento –denominadas actividades de red–, de las actividades de producción o suministro de gas natural, eliminando, a su vez, la competencia entre distribuidores y comercializadores a través de la tarifa de último recurso.

Se determina que las sociedades mercantiles, que desarrollen alguna de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución, deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de dichas actividades reguladas, sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o comercialización, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades⁷⁶⁹. Los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural, deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte.

Se refuerza la independencia del Gestor Técnico del Sistema, modificando lo relativo a las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento, exigiendo la separación jurídica y funcional. Al mismo tiempo se revisan se revisan las obligaciones y derechos de los sujetos del sistema gasista que realizan las actividades de distribución y suministro de gas natural. Se adapta el régimen económico de forma que los comercializadores son los únicos agentes que realicen el suministro en condiciones de libre competencia, con las excepciones necesarias para el suministrador de último recurso. Como sucede en el sector eléctrico, queda la duda latente de si los costos del sistema, que sirven para el cálculo del precio de suministro y de los peajes y cánones, son costos razonables con beneficios razonables.

Se considera como tarifa de último recurso el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores que hayan sido designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, tengan derecho a acogerse a la misma. Esta tarifa está integrada por:

- el coste de la materia prima;

⁷⁶⁸ Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

⁷⁶⁹ DEL GUAYO, I. (2010), "Separación de actividades, competencia y garantía de suministro en el sector del Gas Natural", *Cuadernos de Energía* (nº 28), *Enerclub*.

- los peajes de acceso que correspondan;
- los costes de comercialización;
- los costes derivados de la seguridad de suministro.

CAPITULO II. ENERGIAS RENOVABLES.

85. Energías Renovables en España 1975-1984.

85.1. Inicios de las Energías Renovables en España

Probablemente, el desarrollo estructurado de la energías renovables en España se inició a partir de la Ley de Conservación de la Energía 82/1980⁷⁷⁰ que tenía como objeto el establecimiento de los principios básicos para sus fines, entre los que se encontraba, *“potenciar la adopción de fuentes de energía renovables reduciendo el consumo de hidrocarburos y en general la dependencia energética del exterior”*.

Las tecnologías existentes en aquellos años solo permitían aplicaciones muy puntuales, como el uso de biomasa residual en procesos de generación de calor mediante calderas que en general tenían un bajo rendimiento energético y elevadas emisiones de humos y partículas. Quizás la tecnología más desarrollada fuera la solar fotovoltaica, que se nutría de los avances en las misiones espaciales de la NASA y de EEA.

En 1981, y como desarrollo de la Ley de Conservación, el Gobierno impulsó mediante el RD 1217/1981⁷⁷¹ el desarrollo de las instalaciones hidroeléctricas hasta 5.000 MW, para autoconsumo y para venta de electricidad a la red, beneficiándose de los ayudas de la Ley de Conservación de Energía. En 1990, estaban instalados en España 100 aerogeneradores con una potencia instalada de 7,2 MW. El Plan Energético Nacional 1991-2000 proyectaba que en el periodo entre 1992-1993 se instalasen 40 MW. Ya en 1992, en Tarifa se instalaron dos parques eólicos con una potencia total de 30 MW. El mismo Plan proyectaba que la potencia instalada en el año 2000 fuese de 175,2 MW.

El Plan Energético 1991-2000⁷⁷² incluía entre sus prioridades aumentar la producción de energía eléctrica para el autoconsumo, producción basada mediante la cogeneración, que supone la generación simultánea de calor y de energía eléctrica aprovechada en las propias instalaciones del productor, o bien por el aprovechamiento de fuentes de energía primaria renovable, como la solar, hidráulica, la biomasa,

⁷⁷⁰ Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.

⁷⁷¹ Real Decreto 1217/1981, de 10 de abril, para el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales.

⁷⁷² Plan Energético Nacional 1991-2000. Ministerio de Industria y Comercio. Ed. Ciemat.

geotermia, etc. Comparto la valoración de B. Azcarate y A. Mingorance (1996)⁷⁷³, que entienden que este Plan Energético puede considerarse como el inicio de la participación de las energías renovables en la generación de electricidad con una aportación de 4.180 GWh año, consecuencia de una nueva potencia renovable de más de 1.500 MW.

Como era previsible, el desarrollo de las energías renovables, como fuente de generación de electricidad, generó preocupación en las compañías generadoras por las distorsiones que estas tecnologías generarían en el mercado nacional ante una política de mercado único de la UE que propiciaba el acceso a la venta de energía de otros países europeos con subvenciones. Quizás por ello toda la estrategia energética basada en las energías renovables estaba muy orientada hacia el autoconsumo, lo que daba paso al concepto de generación distribuida que aún hoy es la mayor amenaza percibida por las grandes compañías distribuidoras.

El RD 2366/1994⁷⁷⁴ actualiza el RD 907/1982, sobre el fomento de la autogeneración de energía eléctrica, el RD 1217/1981 para el fomento de la producción hidráulica en pequeñas centrales y el RD 1544/1982 sobre el fomento de centrales hidráulicas de menos de 5 MVA, y desarrolló normativamente las aspiraciones del Plan Energético. El RD 2366/1994 tuvo su principal impacto en la instalación de plantas de cogeneración, cuya potencia instalada en el año 2.000 era de 4.216 MW, lo que suponía un 8% de la potencia total instalada en España. En eólica, la potencia instalada en el año 2.000 era de 1.839 MW y de 1.391 MW en mini hidráulica.

85.2. Las Energías Renovables a partir del RD 2366/1994.

Como indicaba en la Parte I, Capítulo II, Política Energética en Europa 1992-2013, la Cumbre de Río de 1992 tuvo constancia científica del calentamiento global derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se organizó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en la que se marcaron los objetivos de estabilización de emisiones reforzados por el Protocolo de Kioto de 1997. En Europa, el Consejo de Energía y Medioambiente del 24 de octubre de 1990 decidió emprender acciones para estabilizar las emisiones de CO₂.

Como consecuencia de todo ello, Europa puso en marcha una serie de programas y acciones, también recogidas en el citado capítulo, que se inicia con el tercer Programa Marco 1990-1994, el programa THERMIE, el programa ALTENER I de septiembre de 1993 para la promoción de las energías renovables, y el programa SAVE para el

⁷⁷³ MINGORANCE, A. & AZCÁRATE, B. (1996), "La contribución de las energías renovables en la planificación energética española". *Espacio, Tiempo y Forma, Serie VI, Geografía*, t. 9, 1996, págs. 39-51.

⁷⁷⁴ Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

ahorro de energía. En este contexto tuvo lugar la publicación del RD 2366/1994, cuya aplicación se vio favorecida por los programas europeos.

En el año 1994, el desarrollo de las energías renovables, de su actividad tecnológica e industrial, y de la implantación de instalaciones, era muy embrionario tanto en España como en general en Europa⁷⁷⁵. Desde el punto de vista de las instituciones tecnológicas en el campo de la investigación de las energías renovables, destacaba el Instituto de Energía Renovables IER, del CIEMAT, que contaba con actividades en energía eólica, solar, fotovoltaica y arquitectura bioclimática y con un actividad en biomasa con importantes instalaciones de ensayo de Lubia (Soria). Dependiente del CIEMAT, se instala en 1977 en Tabernas la Plataforma Solar de Almería, que constituye en 1987 un consorcio con el *Deutsche Forschungsanstalt für Luft-und Raumfahrt, DLR*, en el marco de un Convenio Hispano Alemán siendo reconocida en 1990 por la Unión Europea como Gran Instalación Científica.⁷⁷⁶

En tecnologías fotovoltaicas destacaba el Instituto de Energía Solar de la Escuela de Ingenieros de Telecomunicaciones creado, y dirigido, durante muchos años por Antonio Luque, y que sirvió de fuente de desarrollo tecnológico para la creación de la empresa Isofotón en Málaga, que junto con BP Solar fueron las primeras empresas fabricantes de células y paneles solares en España.

85.3. Real Decreto 2818/1998

El RD 2818/1998⁷⁷⁷ estuvo orientado a actualizar y adecuar el funcionamiento del régimen especial mediante la creación de un nuevo marco que evitase entrar en situaciones discriminatorias, al mismo tiempo que establecía situaciones diferenciadas para los sistemas energéticos que mejor contribuyesen a los resultados esperados. A diferencia del RD 2366/1994, establece el límite de potencia para acogerse al régimen especial en 50 MW y se hace una clasificación más detallada de las instalaciones que pueden acogerse a él, definiendo parámetros específicos en cada tecnología. Se marcaron tres objetivos principales: 1) el desarrollo reglamentario del régimen especial y los procedimientos de inscripción en el Registro de régimen especial. 2) establecimiento de un régimen transitorio para las instalaciones acogidas al RD 2366/1994 y 3) la determinación de una prima para las instalaciones de más de 50 MW.

⁷⁷⁵ AZCÁRATE, B. & JIMÉNEZ, A. M. (1996), "La contribución de las energías renovables en la planificación energética española". *Espacio, tiempo y forma*. Serie VI, Geografía, (9), 39-52.

⁷⁷⁶ www.psa.es

⁷⁷⁷ Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración

El citado RD, determina los requisitos y procedimientos administrativos por los cuales las instalaciones pueden inscribirse en el régimen especial, así como las condiciones contractuales y técnicas de entrega de la energía eléctrica producida a la compañía distribuidora.

Se reconoce el derecho de los generadores inscritos en el régimen especial a conectarse a la red de la compañía eléctrica distribuidora, transferir la electricidad al sistema a través de la compañía distribuidora, siempre que su absorción por la red fuese técnicamente posible, y percibir por ello el precio de mercado mayorista más los incentivos previstos en el régimen económico de este Real Decreto. No se garantiza, sin embargo, el derecho de los productores del régimen especial al despacho preferente de la energía generada, aunque se contempla en el art. 22 que la energía eléctrica debe de ser adquirida por la compañía distribuidora más próxima.

Se abre la posibilidad tanto de negociar contratos bilaterales físicos, como acceder directamente al mercado mayorista. Los productores que optasen por acceder al sistema de ofertas percibirían las primas correspondientes por la energía vendida al mercado y percibir la retribución de la garantía de potencia y la de los servicios complementarios. Los productores, en cualquiera de las posibilidades, estaban obligados a atender los costos permanentes del sistema cuando se suministrase a otro centro de la misma empresa grupo o matriz. Se mantuvo la limitación, marcada por la Ley 54/1997 de incorporación de energía excedentaria a la red, (de las instalaciones de energía solar, eólica, geotermia, olas y mareas, hidroeléctricas de menos de hasta 50 MW), cuando el total de la energía inyectada a la red alcanzase el 12% de la demanda del sistema. Dos restricciones muy en oposición al concepto de generación distribuida inherente a un sistema con fuerte participación de energías renovables.

Se estableció el régimen económico para las distintos tipos de instalaciones. En el caso de las instalaciones inscritas en el régimen especial no existía la obligación de presentar ofertas en el mercado mayorista, aunque se dispuso el derecho de percibir el precio final horario medio del mercado mayorista por la venta de la energía producida o por los excedentes, más una prima de evacuación de los excedentes. Para los productores cuya potencia instalada excediera de 50 MW, o aquellos que hubiesen decidido presentar ofertas en el mercado, también se establecieron incentivos como cantidad adicional al precio marginal obtenido en cada franja horaria.

Esto supuso para los productores de electricidad a partir de energías renovables la adopción de sistemas de predicción de generación con modelos meteorológicos o estadísticos en los tramos horarios e intradiarios, sistemas que al principio de su desarrollo no eran muy precisos, por lo que estos generadores se vieron penalizados por los desvíos entre la producción estimada y al real.

Se definieron las primas y precios⁷⁷⁸ para las distintas tecnologías y potencias. Las modificaciones de primas y precios se revisarían cada 4 años, pero este RD 2818/1998 deja claro que se podrían revisar en función de la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda de energía eléctrica y su incidencia en la gestión técnica del sistema.

1.- Evolución del desarrollo de las energías renovables 1998 y 2004.

Los cuadros siguientes reflejan el fuerte impulso que supuso este Real Decreto 2818/1998 en el desarrollo de las energías renovables, al permitir tanto la entrada en el mercado a tarifa más prima como en el régimen especial⁷⁷⁹. Es cierto que hasta entonces la seguridad jurídica que dimanaba de estas regulaciones permitía la financiación de los proyectos sin mayores dificultades que las habituales en proyectos de infraestructuras, en los que el propio proyecto es la garantía de la financiación.

Entre 1998 y 2004, la potencia instalada en eólica se multiplicó por más de 12 veces lo que representaba cerca del 50% de la potencia instalada en 2004, el preludio del desarrollo posterior; la energía generada ascendió a 6,46 % del total de generación peninsular de un total de las energías renovables del 23,36 %.

En Fotovoltaica el crecimiento de instalaciones, desde 1999 al 2004, llevó a una potencia total de 37 MW, de los cuales 14 MW fueron de instalaciones aisladas; una potencia muy elevada para este tipo de instalaciones y que hacía pensar que el futuro de la energía solar fotovoltaica estaba más en instalaciones en techo aisladas que en suelo, siguiendo el patrón marcado por Alemania. Las mejores primas a las instalaciones de menos de 5 kW estaban orientadas a favorecer este esquema de pequeñas instalaciones. Pero como veremos más adelante la realidad del tamaño de las instalaciones finalmente fue bien distinta.

También hubo iniciativas de generación térmica de electricidad a partir de biomasa, destacando las plantas de generación que utilizaban paja como materia prima y otros residuos agrarios y forestales. En estas tecnologías, el cálculo de la rentabilidad de las plantas se hizo con los bajos precios de las biomásas como residuos agrarios y forestales pero, como era esperable, subieron con rapidez al convertirse la biomasa en una materia prima energética. El área de suministro en busca de mejores precios a veces superaba la distancia de 300 km de la planta generadora. Por otro lado la logística del suministro de materia prima no estaba aún desarrollada y en el sector forestal los costos logísticos, a los que se añadía la expectativa de materia energética, dificultaron las inversiones en esta tecnología.

⁷⁷⁸ RAGWITZ, M., & HUBER, C. (2005), "Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison". *Fraunhofer. Institute Systems and Innovation Research*.

⁷⁷⁹ DEL RÍO, P. & GUAL, M. (2007), "An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain". *Energy Policy*, 35(2), 994-1012.

En términos económicos la inversión realizada desde 1999 al 2004 ascendió a 5.804 millones de euros de los cuales 4.543 millones de euros lo fueron en energía eólica (78.2%).

Cuadro 37. Potencia instalada en energías renovable 1998-2004

Potencia instalada durante la vigencia del RD 2818/1998							
MW	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hidráulica <50 MW	1.279,31	1.332,00	1.390,68	1.473,00	1.512,33	1.567,00	1.629,91
Eólica	633,78	1.022,00	1.828,92	2.810,00	4.390,98	5.816,00	7.777,13
Solar fotovoltaica	0,55	0,76	3,14	4,00	8,96	13,00	23,00
Solar térmica	-	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable	114,73	129,00	181,30	229,00	341,29	433,00	451,08
Cogeneración y resto	2.956,50	3.611,00	4.216,42	4.969,00	5.377,33	5.372,00	5.987,43
TOTAL	4.985	6.095	7.620	9.485	11.631	13.201	15.869
% s Total Potencia Instalada	10,16%	12,09%	14,56%	17,48%	19,90%	12,89%	23,36%

Datos REE. Potencia Peninsular conectada a la red. Elaboración propia

Cuadro 38. Generación de electricidad renovables 1998-2004.

Generación Electricidad Renovable marco RD 2818/1998							
GWh/año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Hidráulica <50 MW	3.578	3.740	3.836	4.288	3.899	5.089	4.750
Eólica	1.237	2.474	4.462	6.594	9.259	11.720	15.754
Solar fotovoltaica*	22	22	23	23	28	40	54
Solar térmica	-	-	-	-	-	-	-
Térmica renovable	749	908	961	1.738	1.453	1.737	1.818
Total Régimen especial	5.586	7.144	9.282	12.643	14.640	18.586	22.376
Generación Total	172.237	182.260	195.457	206.289	213.189	229.254	243.610
% Regimen Especial	3,2%	3,9%	4,7%	6,1%	6,9%	8,1%	9,2%

* datos FV 2002,2003,2004 estimaciones

Datos REE. Generación Peninsular Elaboración propia.

86. Expansión de las Energías Renovables. 1999-2007

86.1. Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Este Plan⁷⁸⁰ surge de la Ley del Sector Eléctrico 57/1997 como instrumento de planificación necesario para el desarrollo de las energías renovables que ya habían iniciado su andadura y participación creciente en el mix de generación⁷⁸¹. Fue redactado por el Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía, IDEA, participando en él, asociaciones profesionales de distintas tecnologías renovables. El Plan tenía carácter indicativo.

Se dejaba claro el concepto de que las energías renovables, sin prácticamente costos externos sociales y medioambientales, tenían ventajas frente a las energías convencionales cuyos costos externos no estaban incorporados en el coste de energía, lo que en realidad disminuía el diferencial de costo de energía entre ambos tipos de tecnologías.⁷⁸² Con el paso de los años, las energías renovables iniciaron la senda de la competitividad en costo de energía, y la brecha real con relación a los costos externos de otras tecnologías convencionales se fue agrandando progresivamente ante la crítica situación medioambiental derivada del cambio climático de origen antropogénico.

El Plan contempla las tecnologías siguientes:

- Eólica. Sistemas aislado y conectados.
- Fotovoltaica: sistemas aislado y conectados.
- Biomasa: Residuos de biomasa (agraria, forestal, ganadera y agroalimentario), cultivos energéticos, biogás, biocombustibles (biodiesel y bioetanol), residuos sólidos urbanos.
- Solar térmica (activa y pasiva).
- Geotermia.
- Mini hidráulica: en diferentes niveles de potencia instalada, hasta 50 MW⁷⁸³
- Hidráulica: de más de 50 MW de potencia instalada (solo a efectos estadísticos).

⁷⁸⁰ Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999.

⁷⁸¹ DEL RÍO GONZÁLEZ, P. (2009), "La promoción de la electricidad renovable en España en el contexto europeo". *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía*, (847), 59-74.

⁷⁸² PÉREZ, Y. & RAMOS-REAL, F. J. (2009), "The public promotion of wind energy in Spain from the transaction costs perspective 1986–2007". *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(5), 1058-1066.

⁷⁸³ ESPEJO, C., GARCIA, M. & APARICIO, A. (2016), "La energía minihidráulica en los planes de fomento de energías renovables en España" en: VERA, J., OLCINA, J. y HERNANDEZ (eds.) *Paisaje, cultura territorial y vivencia de la geografía. Ed. Universidad de Alicante*.

En 1998, la potencia instalada en energía eólica no llegaba a los 700 MW—de los cuales el 70% fueron instalados en 1997 y 1998—y tan solo 8,5 MW fotovoltaicos. La potencia instalada en biomasa, tanto de residuos agrarios como de residuos urbanos era significativa, 190 MW, en comparación al potencial de las demás fuentes de energía renovable. En conjunto, el IDAE indicaba que se produjeron en este año algo más de 7.000 GWh de electricidad⁷⁸⁴ y de 3.500 ktoe térmicos. El enorme potencial energético eólico, solar y de biomasa condujo a considerar que el desarrollo de estas tecnologías permitiría una sensible disminución de la dependencia energética, como en efecto así ha sido.

El Plan consideraba un incremento de 11.500 MW de potencia instalada entre 1999 y 2010, de los cuales más del 70% procedería de las instalaciones de energía eólica⁷⁸⁵, y de 1.700 MW de las tecnologías de generación térmica de electricidad a partir de biomasa. En contraste, sorprendió el bajo incremento previsto para la solar fotovoltaica, que se estimó en 1,2%, aunque es cierto que, con respecto a la situación de partida en 1998, el crecimiento anual era del 28%.

1.- Ejes principales del Plan.

La motivación principal para la realización de este Plan se sustentaba en la necesidad y oportunidad de un desarrollo de las energías renovables cuya contribución como fuente de generación de energía eléctrica y térmica se centraba en tres aspectos principales:

- Dependencia energética y garantía de suministro.
En el marco de las directivas comunitarias que impulsan el mercado interior, la seguridad de suministro y la independencia energética, dentro del respeto al medioambiente, hacen de las fuentes de energía primarias renovables un nuevo modelo de generación óptimo para alcanzar los objetivos, más aún si se tiene en cuenta de que España tenía en 1998 una dependencia energética del 72 % del total de la energía primaria necesaria.
- Reducción del impacto medioambiental del sistema energético
Aunque en 1998, año de la redacción del Plan, los efectos medioambientales más percibidos fueron los relacionados con las emisiones de gases contaminantes—principalmente CO₂, SO₂, NO_x y partículas que generaban la acidificación de los suelos y la contaminación urbana—, la Convención Marco de las Naciones Unidas, en su 4ª Conferencia de Buenos Aires de 1998, acordó la creación de mecanismos flexibles que penalizasen la utilización de fuentes de energías primarias

⁷⁸⁴ En este dato se incluye la gran hidráulica de más de 50 MW de potencia instalada

⁷⁸⁵ PÉREZ, Y. & RAMOS-REAL, F. J. (2009), “ The public pomotion of wind energy.... *op.cit.* pp 602.

convencionales, basándose en el concepto de internalización de los costos ambientales, y estimulasen el uso de las energías renovables, con el fin de facilitar el alcanzar los límites indicados por la 3ª Conferencia Marco, conocida como Protocolo de Kioto. España tenía limitado el crecimiento de las emisiones de los GHG al 15%

- Desarrollo Tecnológico

Se resalta el grado de madurez de ciertas tecnologías de energías renovables, en especial la minihidráulica, los captadores solares para calentamiento y la combustión de biomasa; se incluye en este grupo de tecnologías con madurez tecnológica a la energía eólica si bien, desde la perspectiva de hoy, los aerogeneradores estaban aún lejos de incorporar sistemas de control electrónicos y aerodinámicos eficientes, tecnologías de mantenimiento avanzado, construcción de palas más ligeras, etc., con lo cual el coste de generación no compensaba los costos de energía, por lo que las primas eran necesariamente elevadas.

2.- Desarrollo Tecnológico Energías Renovables. Estado del arte.

Un capítulo del Plan se dedicaba a analizar de qué manera el previsto y anticipado desarrollo tecnológico contribuiría a alcanzar los objetivos indicativos del 2010.

En energía eólica las nuevas máquinas, en las que se detenía el Plan, estaban en el margen de potencias entre 1 MW y 1,5 MW con sistemas de control de paso o aerodinámica de las palas y adaptación al recurso eólico mediante sistemas de control innovadores; también los equipos generadores de electricidad evolucionaban hacia el sistema doblemente alimentados y de tamaño más reducido. Pero sin duda, el mayor reto estaba en mejorar la solidez mecánica de las multiplicadoras de velocidad desde el buje al generador, cuya carencia supuso en ciertos periodos un aumento muy importante de los costos de mantenimiento y por ende en los costos de energía.

En el sector fotovoltaico el mayor problema para su desarrollo se centraba en los elevados costos del material de Si, debido en gran medida a la limitada producción centrada en países del Este de Europa, incapaz de suministrar lo que se demandaba por Alemania, España –y en menor medida Italia y Francia– frente a una demanda del mercado de silicio electrónico que marcaba los precios. Por ello se contempló en España la instalación de plantas de producción de Si de grado fotovoltaico, de menor exigencia de calidad en cuanto a impurezas que el Si electrónico, en una iniciativa que tenía como líderes el Instituto de Energía Solar y el Centro Nacional de Energías Renovables, con la participación industrial de Ferroatlantica en Galicia.

En este escenario de escasez y precios elevados, el rendimiento energético era la variable más importante en la reducción de costos de energía. A ello se dedicaron muchos esfuerzos en las tecnologías con distintos materiales y en lámina delgada, pero tanto los elevados costos de producción de estas nuevos materiales, como el uso

de metales pesados de alto impacto medioambiental, no permitieron su desarrollo comercial.

En el sector de Solar Térmica, las expectativas en cuanto a superficies de captadores solares planos para la obtención de agua caliente sanitaria ACS fueron optimistas, en parte porque los programas de incentivos de ciertas comunidades autónomas, como Andalucía, habían dado un impulso importante a esta tecnología, muy desarrollada por otro lado, y se creyó que la senda estaba trazada. Pero la realidad es que, a consecuencia de las deficientes instalaciones que se hicieron, que supusieron costos adicionales y en muchos casos la inutilización de los sistemas, hubo un efecto de rechazo que impidió el posterior desarrollo previsto. La competencia creada por el gas natural con un importante mallado de suministro y el grado de avance de las calderas mixtas de ACS y calefacción contribuyeron fuertemente también a que los objetivos planteados no se cumpliesen.

En la tecnología de Solar Térmica de alta temperatura, también llamada de concentración, España tuvo un importante grado de avance debido sin duda al programa de investigación seguido desde hacía muchos años por CIEMAT en su Plataforma Solar de Almería PSA.

Todas estas tecnologías desarrolladas en fase experimental avanzada, con muchas horas de funcionamiento, hicieron que se generase un interés de muchas empresas tecnológicas que iniciaron la construcción de plantas industriales. Los elevados costos de instalación, hacían que el costo nivelizado de energía LCOE⁷⁸⁶ llegase en plantas cilíndrico parabólicas a 18,8 pta/kWh en el año 2000 (25 c€/kWh actualizado el IPC), unas 5 veces el precio del mercado, aun cuando se esperaban reducciones de costos significativas acordes con la curva de experiencia industrial de las tecnologías.

El Plan, dentro del Programa de Trabajo del apartado denominado Energía, Medioambiente y Desarrollo Sostenible, recoge la inclusión en el Quinto Programa Marco de objetivos para los sistemas de energía solar térmica con concentración, siendo los objetivos de coste total de corto a medio plazo de 2.500 €/ kWe para la instalación; en el caso de producción híbrida, el objetivo de coste total para la producción de electricidad era de 8 c€/ kWh, (equivalentes a 12 c€/kWh 2014) con una contribución anual de la energía solar de, al menos, el 50%. A más largo plazo, el objetivo era reducir a la mitad los costes de generación para alcanzar un costos 0,6 €/kWh en 2014.

⁷⁸⁶ LCOE, Levelized Costs of Energy.

En el sector de la biomasa el grado de desarrollo tecnológico era muy distinto, según el uso de la materia prima, bien para generación térmica de electricidad y calor, o en la producción de biocombustibles, bioalcohol y biodiesel.

En el primer segmento de actividad uno de los aspectos que mayores dificultades presentaba para el aprovechamiento de los recursos forestales residía en la densificación energética de la biomasa y su presentación adecuada para su uso en pequeñas calderas domésticas para calefacción mediante peletizado o granulado. La torrefacción de la biomasa es una técnica de la que se esperaban buenos resultados para aumentar la densidad energética; consistía en eliminar parte de la humedad de la materia prima y crear mediante calor una capa exterior de protección “*coating*” que impedía que la madera o residuos reabsorbiera humedad.

En la combustión, incineración, de residuos sólidos urbanos las tecnologías permitían la instalación de plantas eficientes, operativa y energéticamente hablando, aunque el mayor problema era resolver la emisión de dioxinas ya que la temperatura de incineración no es suficientemente alta para destruirlas. Otro problema a resolver era el tratamiento de las cenizas para evitar lixiviados con metales pesados. Las tecnologías de gasificación se empezaron a utilizar en Japón y en Alemania a principio de los años 2000. Presentan la ventaja de que la cenizas se vitrifican y la producción de dioxinas se reduce por el bajo nivel de oxígeno en el proceso y por las temperaturas más elevadas que en la incineración.

En el campo de los biocombustibles las tecnologías más desarrolladas eran el bioalcohol y el biodiesel. El bioalcohol por procedimientos de hidrólisis y procesos fermentativos a partir de cereales con alto contenido en almidones, maíz, cebada, remolacha, y también de residuos agrarios de conserveras. El proceso CES, combinación de extrusión, hidrólisis ácida-sacarificación desarrollado en CIEMAT permitía la utilización de materiales lignocelulósicos. El etanol se está utilizando en la producción de ETBE, etil tercil butil éter, ingrediente sustitutivo del MTBE, aunque el etanol absoluto⁷⁸⁷ requería instalaciones específicas de deshidratación.

La tecnología de biodiesel en general, salvo algunos experimentos de poco éxito, se basaba en procesos de transesterificación con metilato sódico de aceites vegetales refinados, proceso que daba lugar los esteres metílicos de ácidos grasos y separación de la glicerina como subproducto. En este proceso las compañías alemanas y suecas de equipos de separación y los tecnólogos centroeuropeos dominaron claramente este sector.

⁷⁸⁷ La mezcla de etanol y el agua es una mezcla azeotrópica cuya punto de destilación es 78,2 °C y que impide destilar el alcohol por encima del 96% de concentración. El etanol absoluto es un etanol de 96% cuyo contenido en agua se elimina por diferentes técnicas: electrolisis salina, tamices moleculares o adición de sustancias polares

No todas las materias primas, aceites o grasas vegetales, utilizadas eran aptos para la obtención de un biodiesel de acuerdo con las normas europeas. Alemania, principal productor y desarrollador de la tecnología utilizó aceite de colza de alto índice de yodo con el que se producía un biodiesel apto para su utilización en condiciones invernales. Pero cuanto más saturados fuesen los aceites (mayor índice de yodo) y más aún las grasas, más difícil era cumplir la norma; en consecuencia se producían en invierno taponamientos en los conductos del combustible en los vehículos.

El biodiesel se convirtió en una opción tecnológica y en una gran oportunidad de negocio. La Directiva Comunitaria 2003/30 del Parlamento y del Consejo Europeo para el uso de biocombustibles en la automoción exigía que la proporción mínima de biocombustibles comercializados fuese de un 5,75%. Pero los principales grandes *brokers* de materias primas oleaginosas no tenían capacidad suficiente de suministro de aceites vegetales para todas las plantas de producción proyectadas. La resultante de este *boom* fue que solo se hicieron las plantas que las empresas petroleras consideraron necesarias para atender a la mezcla en los gasóleos.

3.- Incentivos al desarrollo.

El Plan estaba dotado con un presupuesto de 5.000 millones de ptas. anuales (45 millones de euros anuales 2014) cuyo origen estaba en las líneas de apoyo vigentes, y de una línea específica denominada Programa de Innovación Tecnológica en Energías Renovables. Su destino se canalizó utilizando las medidas habituales en los sectores tecnológicos orientados a la incentivación del desarrollo de las energías renovables. Destaco las siguientes:

- Subvención a la inversión que en algunas tecnologías alcanzaba un 10%.
- Desgravaciones fiscales de hasta el 10%.
- Fondos de financiación para inversión en proyectos.
- Subvenciones a la Investigación y Desarrollo.

Los proyectos, investigaciones e inversiones, podían acogerse a los planes de Ayudas de las CCAA por inversión, creación de puestos de trabajo y actividades de I+D+i así como a los Programas Marco de Investigación y Desarrollo de la UE.

4.- Objetivos del Plan de Fomento.

En el cuadro 40 siguiente se indican los incrementos anuales de potencia instalada y la generación de electricidad o calor de cada una de las tecnologías y sistema, y los objetivos finales 2010 de potencia total instalada.

Destaca, con nitidez, la potencia instalada en Eólica y Biomasa –10 veces más que al principio del plan– y proporcionalmente el desarrollo de la energía fotovoltaica. En

cuanto al incremento de generación el Plan, el objetivo era que las energías renovables contribuyesen en un 12% al total del consumo de la energía primaria.

Cuadro 39. Plan de Fomento de Energías Renovables.

PLAN FOMENTO ENERGIAS RENOVABLES. OBJETIVOS 2010						
	Incremento anual 1999-2010			Situación Objetivo 2010		
	Potencia MW	Electricidad GWh	E. Primaria ktoe	Potencia MW	Electricidad GWh	E. Primaria ktoe
Electricidad						
Minihidraulica < 10 MW	720	2.233		2.230	6.912	
Minihidraulica 10MW<= 50 MW	350	700		3.151	6.303	
Eólica	8.140	19.536		8.974	21.538	
Biomasa	1.708	13.810		1.897	13.949	
Biogas	78	546		78	546	
Solar FV	135	203		144	318	
Solar Termoelectrica	200	459		200	459	
Residuos Solidos	168	1.260		262	1.846	
TOTAL	11.499	38.747		16.936	51.871	
Calor						
Biomasa			900			4.376
ST baja Temperatura m2	4.500.000		309	4.840.893		336
Geotermin						3
Biocombustibles			500			500
TOTAL			1.709			5.215

Fuente IDAE. Elaboración propia.

El Plan fue objeto de crítica por productores, sectores ambientalistas y ecologistas, entes locales de energía, y por ciertas Comunidades Autónomas, que consideraban que las previsiones en el uso de la biomasa estaban muy por debajo de los potenciales recursos disponibles y que los instrumentos de incentivación no eran suficientes para permitir su utilización en sistemas de generación de calor y electricidad. Todo hacía pensar que el sector agrícola forestal esperaba de este Plan un mayor impulso al desarrollo de la biomasa agraria y forestal, a los cultivos energéticos, y a las tecnologías asociadas a la producción y conversión energética.

Con frecuencia se hacía referencia a la situación en países del norte de Europa que instalaban más potencia fotovoltaica que por ejemplo Andalucía. Pero se olvidaba que el modelo seguido por las instalaciones fotovoltaicas en los países del norte se

basaba, como ya se ha comentado, en instalaciones en tejados de viviendas⁷⁸⁸ mientras que en España la tendencia seguida fue la de instalación de los conocidos como huertos solares o en los condominios de plantas fotovoltaicas.

5.- Actualización régimen jurídico y económico del régimen especial.

El Real Decreto 436/2004, que se publicó dos días antes de las elecciones generales durante el mandato del Gobierno Aznar, establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Es continuación y actualización del RD 2818/1998 del régimen especial como consecuencia de la modificación de sistema de tarifas recogido en el RD 1432/2002, con el que se quiso establecer un sistema que diese confianza a los inversores en las distintas tecnologías convencionales y renovables planificadas en el horizonte 2002-2011, necesitados de *“señales de estabilidad durante este período, que faciliten las decisiones empresariales y estimulen a los mercados de capitales a entrar en este tipo de proyectos”*.

Se contemplaba el establecimiento de regímenes económicos transitorios y una metodología de cálculo de la retribución para las actividades acogidas al régimen especial en base a las disposiciones anteriores de 1994 y 1998, abriendo la consideración de una prima a las instalaciones de más de 50 MW.⁷⁸⁹

6.- Clasificación de instalaciones.

Modifica la clasificación de instalaciones introduciendo nuevas tecnologías y sistemas:

- Grupo a) se integran los autoprodutores de energía eléctrica con dos distintos niveles de autoconsumo 30 % y 50 % con dos distintas potencias instaladas. Se incluye en este grupo las instalaciones de cogeneración que utilicen como combustible gas natural, siempre que este combustible suponga al menos el 95% de la energía primaria en términos de calor.
- Grupo b) en el que se incluye las energías renovables no consumibles como la eólica, la solar y la biomasa, contempla la posibilidad de que las plantas térmicas solares consumiesen gas en su proceso de generación de electricidad siempre con el límite del 12% de la producción de electricidad y del 15% en el caso de que la electricidad fuese vendida en el mercado o a una distribuidora.
- Grupo c) instalaciones que consumen como energía primaria residuos energéticos con valorización energética.

⁷⁸⁸ ORDÓÑEZ, J., JADRAQUE, E., ALEGRE, J., & MARTÍNEZ, G. (2010), “Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain)”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 2122-2130.

⁷⁸⁹ REICHE, D. & BECHBERGER, M. (2004), “Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states”. *Energy policy*, 32(7), 843-849.

- Grupo d) instalaciones de cogeneración con residuos agrícolas, ganadero (entre las que se encuentra el tratamiento de purines) y de servicios con instalaciones que no superen los 25 MW.

Una tal alta proporción del gas en la cogeneración en relación con respecto a los residuos energéticos hacía pensar que se trataba más de una generación convencional que de cogeneración. Ello que contribuyó a la sobrecapacidad de la potencia instalada en gas y a la instalación de un gran número de plantas de cogeneración que se convirtieron en el negocio principal de muchas industrias.

Se revisan los procedimientos para la inscripción de las instalaciones en el régimen especial de estas instalaciones que deben de cumplirse en cuanto a características técnicas, potencia instalada, energía generada, eficiencia energética y de seguridad.

Sin embargo no se solicitaba justificar la capacidad tecnológica del solicitante. Y en el aspecto administrativo, aunque se solicitase un balance y cuenta de resultados de la compañía solicitante, tampoco se justificaba la capacidad financiera y crediticia para abordar la inversión requerida. Con lo cual muchos proyectos carecían de solvencia técnica y económica-financiera y su inscripción registral definitiva se convertía a veces en objeto de especulación, algo que como más adelante veremos ocurrió también con los registros de pre asignación.

7.- Retribución económica.

El sistema de retribución de las energías renovables, tenía como razón fundamental compensar los precios de mercado mediante primas de la tarifa media de referencia hasta alcanzar una rentabilidad razonable. La diferencia del sistema retributivo de este Real Decreto con los anteriores era que el precio se configura a partir de una tarifa regulada y una prima variable en función de cada tecnología y potencia instalada. La tarifa regulada era un porcentaje que oscilaba entre el 80% y el 90 % de la tarifa media de referencia, en línea con los criterios publicados en el RD 1432/2002, con la posibilidad de que en el caso de las tecnologías solares la tarifa regulada fuese superior a la tarifa media de referencia. Otros complementos retributivos contemplados fueron la participación en el mercado de electricidad y por la energía reactiva.

Se estableció la prioridad de despacho, en caso de que restricciones técnicas del sistema obligasen a retirar energía del programa diario, para aquellos tramos de capacidad que hubiesen ofertado su energía a precio cero en el mercado. Y en el caso de que, por necesidades del sistema fuese programada por restricciones técnicas, también se beneficiaría de las mismas condiciones que otras plantas de generación.

La tarifa regulada y las primas e incentivos se establecieron en términos de aplicación de porcentajes de la tarifa media de referencia correspondiente al año en curso, al

igual que las primas e incentivos adicionales, con un amplio grado de detalle en cuanto a características y tipología de las instalaciones. Por ello me voy a limitar a enunciar un par de ejemplos de las instalaciones de mayor importancia:

Instalaciones eólicas de < 5 MW.

- Tarifa 90 % de la TR durante 15 años y 80% en adelante.
- Prima 40 % de la TR
- Incentivo 10 % de la TR

Instalaciones eólicas de > 5 MW

- Tarifa 90 % de la TR 5 años y 85% 10 años, 80% fin de vida útil.
- Prima 40 % de la TR
- Incentivo 10 % de la TR

Instalaciones Fotovoltaicas de < 5 MW

- Tarifa: 90 % TR primeros 15 años y 80 % en adelante.
- Prima: 40 % de la TR
- Incentivo: 10 % de la TR

Instalaciones Fotovoltaicas de >de 5 MW

- Tarifa: 90 % TR primeros 5 años y 85 % en adelante
- Prima: 40 % de la TR
- Incentivo: 10 % de la TR

86.2. Plan de Energías Renovables PER 2005-2010.

1.- Enfoque político

En Mayo de 2005 el Gobierno Socialista aprueba, en Consejo de Ministros, el Plan de Energías Renovables 2005-2010, que fue una revisión del PER 2000-2010, manteniendo el compromiso inicial del 12,1 % de aportación de las renovables al suministro primario, e incorporando dos objetivos indicativos nuevos: alcanzar el 29,4 % de generación eléctrica con renovables e impulsar la introducción en el mercado los biocarburantes con una aportación del 5,75 %.

Quedó claro el compromiso del Gobierno socialista en el desarrollo de las energías renovables en un momento en el que la economía de España crecía cerca del 4%, por encima de la media de la UE, pero con unos indicadores macroeconómicos que proyectaban muchas sombras sobre la sostenibilidad del modelo económico basado en la construcción (productividad baja, alto endeudamiento y déficit exterior)⁷⁹⁰. Todo el mundo hablaba de burbuja pero nadie se atrevió a tomar medidas para su freno. En este escenario económico se pensó que la alternativa al modelo económico dominante podía pasar por un desarrollo de las energías renovables, con una clara componente tecnológica, industrial y económica, por medio del cual España mantendría el ritmo de crecimiento.

⁷⁹⁰ Cuadernos de la Fundación BBVA 7/2010.

Es por ello que un Plan de Energías Renovables, como el Plan 1999-2010, formulado por un gobierno conservador, y que en su lanzamiento se consideró en algunos medios económicos como atrevido, fue objeto de una reforma de sus objetivos y medios de naturaleza muy ambiciosa. El sector de las energías renovables estaba en alza, se vieron movimientos de compras de nuevas compañías de tamaño medio por otras consolidadas y la cotización bursátil de la mayoría se disparó. En paralelo, las entidades financieras y los fondos de inversión se volcaron en la financiación de todo tipo de actividad en este campo, con apalancamientos que parecían imposibles, hasta un 90%, y que hoy suenan como suicidas. En esta situación de elevado crecimiento económico en materia energética se vivió también un importante crecimiento de la demanda y un empeoramiento de la intensidad energética, pese a que el denominador PIB había subido.

Es cierto, además, que los objetivos del Plan 1999-2000 no se estaban consiguiendo. En el año 2004, según consta en el expositivo del Plan 2005-2010, solamente se habían alcanzado el 28,4 % de los objetivos del Plan, destacando en especial la energía eólica con un fuerte crecimiento, que hacía pensar que los objetivos del 2010 se cumplirían ampliamente⁷⁹¹; los biocarburantes y el biogás superaban ya los objetivos planteados. Por el contrario la energía solar, en todas sus modalidades tecnológicas, y la valorización energética de la biomasa estaban por debajo de los objetivos.

Poco tardaríamos en ver el efecto contrario a lo previsto, ya que los biocarburantes se estancaron por las dificultades de acopio de materia prima ya comentadas⁷⁹² y, también, como la solar fotovoltaica se salió fuera de cualquier planteamiento sostenible superando ampliamente los nuevos objetivos.⁷⁹³

⁷⁹¹ PÉREZ, Y. & RAMOS-REAL, F. J. (2009), "The public promotion of wind energy in Spain..... op.cit., pp 1058 y ss.

⁷⁹² CARPINTERO, O. (2008), "Biocombustibles y uso energético de la biomasa: un análisis crítico". *El final de la era del petróleo barato*, (271), 135.

⁷⁹³ Los Objetivos están expresados en ktoe. Un ktoe equivale convencionalmente a 11.628 kWh o 11,628 MWh. Es difícil hacer una traslación de la producción de energía expresada en MWh a potencia instalada para cada tecnología ya que la producción de energía para una potencia dada depende del factor de carga de la instalación y de su eficiencia energética.

Cuadro 40. Objetivos de incrementos en ER.

**OBJETIVOS DE INCREMENTO DEL ANTERIOR PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES EN ESPAÑA
Y RESULTADOS ALCANZADOS EN EL PERIODO 1999-2004**

	Objetivos de Incremento del Plan de Fomento Periodo 1999-2010	Resultados 1999 - 2004	Comentarios
ÁREAS ELÉCTRICAS			
	Producción en términos de energía primaria Ktep		
Minihidráulica (≤ 10 MW)	192	64	Evolución más lenta de lo previsto.
Hidráulica (entre 10 y 50 MW)	60	7	Evolución más lenta de lo previsto.
Eólica	1.680	1.511	Fuerte crecimiento.
Biomasa	5.100	469	Muy por debajo de los objetivos.
Biogás	150	186	Fuerte incremento, por encima de los objetivos.
Solar Fotovoltaica	17	4	Muy por debajo de los objetivos.
Solar Termoeléctrica	180	0	No ha habido desarrollos, pero abiertas expectativas.
Residuos Sólidos Urbanos	436	134	Evolución más lenta de lo previsto.
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	7.816	2.375	
ÁREAS TÉRMICAS			
Solar Térmica (Baja Temperatura)	309	25	Muy por debajo de los objetivos.
Biomasa	900	69	Muy por debajo de los objetivos.
Geotermia	0	4	-
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	1.209	98	
BIOCARBURANTES (TRANSPORTE)			
Biocarburantes	500	228	Buen ritmo de crecimiento.
TOTAL BIOCARBURANTES	500	228	
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	9.525	2.701	

Fuente IDAE PER 2005-2010.

También desde la UE los vientos soplaban propicios porque la Directiva 2001/77/CE del Parlamento y del Consejo Europeo, que impulsó la generación de electricidad por fuentes de energías renovables, establecía unos objetivos indicativos nacionales para cada Estado miembro, que en el caso de España como he citado anteriormente ascendían al 29,4% A partir del año 2002, y cada cinco años, los Estados miembros debían publicar una informe de los objetivos indicativos de consumo de electricidad de fuentes renovables para los siguientes 10 años en términos de porcentaje del consumo total.

Para asegurarse de que estos objetivos se cumplieran, pese a su carácter indicativo, la CE puso en marcha por los Planes Nacionales de Asignación de Derechos de

Emisión. El primer Plan en España fue el Plan 2005-2010⁷⁹⁴ que tuvo su réplica en el año 2008 con el Plan Nacional de Asignación 2008-2012⁷⁹⁵ para el cumplimiento de los objetivos de la UE⁷⁹⁶ de alcanzar una cuota del 20% de la energía procedente de las energías renovables.

En cuanto a los precios de la energía renovable y los mecanismos de ayudas, el más extendido era el sistema *feed in tariff*, que contempla un prima adicional al precio de mercado de energía. Sin embargo en la UE se utilizaban distintos sistemas, como los sistemas de subastas, certificados verdes, *market premium*, incentivos fiscales, y otros denominados sistemas secundarios como incentivos fiscales a la inversión, certificados de energía verde, etc.

2.- Escenarios probables.

Como venía siendo habitual en este tipo de estudios y planes, se contemplaron tres escenarios de evolución de las energías renovables, muy relacionados con los avances tecnológicos: escenario actual, probable y optimista y dos escenarios de evolución energética general, el escenario tendencial y escenario de eficiencia energética. En el escenario probable la participación en el año 2010 de las energías renovables en el total de la energía primaria de 167.100 ktoe, se estima en el 12,1% que cumplía con los requerimientos de la Directiva 2001/77 en términos de energía primaria (12%).

⁷⁹⁴ Real Decreto 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007. Modificado por Real Decreto 60/2005, de 21 de enero.

⁷⁹⁵ Real Decreto 1402/2007, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

⁷⁹⁶ PEREZ ARRIAGA, J. I. (2007), "Cambio climático y energía: implicaciones recíprocas en el caso español". *Economía industrial*, (365), 137-148; *cfr*, HERNÁNDEZ, F., GUAL, M. A., DEL RÍO, P., & CAPARRÓS, A. (2004), "Energy sustainability and global warming in Spain". *Energy Policy*, 32(3), 383-394.

Cuadro 41. PER 2005-2010. Escenarios.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010

Síntesis de Escenarios Energéticos y Escenarios de Energías Renovables

	Producción en términos de Energía Primaria (ktep)			
	2004 (1)	2010		
		Escenarios de Energías Renovables		
		Actual	Probable	Optimista
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	5.973	7.846	13.574	17.816
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	3.538	3.676	4.445	5.502
TOTAL BIOCARBURANTES	228	528	2.200	2.528
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	9.739	12.050	20.220	25.846

Escenario Energético: Tendencial				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	166.900	167.100	167.350
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	6,9%	7,2%	12,1%	15,4%

Escenario Energético: Eficiencia				
Consumo de Energía Primaria (ktep)	141.567	159.807	160.007	160.257
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	6,9%	7,5%	12,6%	16,1%

(1): Datos provisionales. Para energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica y solar térmica, se incluye la producción correspondiente

a un año medio, a partir de las potencias y superficie en servicio a 31 de diciembre, de acuerdo con las características de las instalaciones puestas en marcha hasta la fecha, y no el dato real de 2004. No incluidos biogás térmico y geotermia, que en 2004 representan 28 y 8 ktep.

En este escenario se considera toda la energía hidráulica como energía renovable. En ejercicios anteriores se hacía la distinción entre hidráulica de menos de 10 MW, llamada mini hidráulica y la de más de 10 MW, llamada gran hidráulica. Esta integración de los dos tamaños de planta distorsionó y creó confusión en la valoración de los planes de energía renovable por cuanto el peso de la gran hidráulica, de las que no se realizan nuevas instalaciones, es muy superior al de la mini-hidráulica.

No obstante en la tabla de la generación bruta de electricidad sigue apareciendo la distinción citada. Si eliminamos la potencia superior a 10MW los datos de producción reales en 2004 fueron 246.727 GWh y la estimación para 2010 sería de 302.113 GWh. En consecuencia el objetivo de producción renovable sería de 70.765 GWh y el objetivo de participación bajo este planteamiento sería del 21,2 % de las renovables en la generación de electricidad.

Cuadro 42. Generación Bruta de Electricidad. Plan 2005-2010

GENERACION BRUTA DE ELECTRICIDAD	2004 (1)		2010	
	GWh	%	GWh	%
ESCENARIO TENDENCIAL / PER				
Carbón	80.254	29,1	46.616	14,0
Petróleo	24.037	8,7	9.150	2,7
Gas natural	54.831	19,9	111.877	33,5
Nuclear	63.523	23,1	63.705	19,1
Hidráulica (>10 MW)	28.770	10,4	31.494	9,4
Hidráulica (<10 MW)	4.729	1,7	6.692	2,0
Biomasa	2.193	0,8	14.015	4,2
R.S.U.	1.223	0,4	1.223	0,4
Eólica	15.056	5,5	45.511	13,6
Solar fotovoltaica	57	0,0	609	0,2
Biogás	825	0,3	1.417	0,4
Solar termoeléctrica	0	0,0	1.298	0,4
TOTAL GENERACION BRUTA NACIONAL	275.497	100	333.607	100
(1): Renovables 2004: Datos reales provisionales. Resto: Estimado por IDEA a partir de datos de Ministerio de Industria, y de REE.				
Saldo eléctrico (Imp-Exp)	-3.030		3.800	
CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDAD	272.467		337.407	
Total renovables (GWh y % s/ Generac. Bruta)	52.852	19,2	102.259	30,7
Cogeneración (GWh y % s/ Generación Bruta)	31.715	11,5	35.100	10,5
% de electricidad renovable s/Consumo Bruto de electricidad (2)	19,4%		30,3%	
(2): La Directiva 2001/77/CE, sobre promoción de electricidad generada con fuentes renovables, establece para España el objetivo indicativo de que la electricidad de origen renovable alcance en 2010 el 29,4 % del consumo bruto de electricidad.				

Se destaca en el escenario probable, que la producción de electricidad generada suponga el 30,3 % del consumo bruto de electricidad en 2010, lo que supera el objetivo del 29,4% indicado por la Directiva 2001/77/CE. La producción de biocombustibles, con una estimación, en el escenario probable, de un 5,83%, supera el objetivo del 5,71% indicado por la citada Directiva. También se preveía una reducción de emisiones de GHG en el escenario probable, expresado en tm de CO₂, de 27,3 millones, lo que en términos económicos suponía un ahorro de 547 millones de euros, a un precio por tonelada de los derechos de emisión estimados en 20 €/tm CO₂.⁷⁹⁷

Sin duda el mayor reto para la industria de las energías renovables y para la autoridades energéticas españolas era entender por qué razón no estaba dándose un desarrollo como el planificado en energía solar⁷⁹⁸ y principalmente en solar

⁷⁹⁷ BELTRÁN, D. J. (2009), "Sostenibilidad, energía y cambio climático, escenarios con futuro". *Economía industrial*, (371), 15-36.; cfr ; TEMBLEQUE, L. J. (2009), "Promoviendo un nuevo modelo energético". *La energía del siglo XXI: perspectivas europeas y tendencias globales*, 119. Institut Universitari D'estudis Europeus.; SERRANO, LI. (2009), "Evolución de las emisiones de GEI en España" (1990-2008). *Revista Eolica y Vehículo Eléctrico*. Mayo 2009.; ESCOLANO, V. A., & ROSA, E. P. (2009), "Determinantes del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)". *Working papers (Universitat Autònoma de Barcelona. Departament d'Economia Aplicada*, (10), 1.

⁷⁹⁸ Igualmente sucedía en solar térmica. Alemania tenía 2.711.960 m² en el año 2003 cuando en España solamente se habían instalado 359.541 m²

Cuadro 43. Objetivos PER 2005-2010.

Objetivos PER 2005 2010										
		Antes de	Instalacion y Produccion en el PER 2005 2010						Total Plan	Total
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005-2010	Real
Eolica										
Potencia Instalada	MW	8.155	1.800	2.000	2.200	2.200	2.000	1.800	12.000	20.155
Produccion	GWh		2.115	6.580	11.515	16.685	21.570	25.940	84.405	
Hidroelectrica										
Potencia Instalada	MW	1.749	70	70	70	80	80	80	450	2.199
Produccion	GWh		109	326	543	775	1.023	1.271	4.047	
Potencia Instalada	MW	2.898	57	57	60	86	66	33	359	3.257
Produccion	GWh		57	171	288	434	587	687	2.224	
Solar Termica										
Potencia Instalada	m2	700	148	211	531	1.000	1.095	1.215	4.200	4.900
Produccion	ktep		11	28	69	146	231	325	810	
Solar Termoelectr.										
Potencia Instalada	MW		-	10	40	150	150	150	500	500
Produccion	GWh		-	26	130	519	909	1.298	2.882	
Fovoltaica										
Potencia Instalada	MW	37	19	27	46	72	89	112	363	400
Produccion	GWh		26	61	124	229	368	553	1.359	
Biomasa Co-comb										
Potencia Instalada	MW	10	-	50	125	125	200	222	722	732
Produccion	GWh		-	349	1.221	2.093	3.488	5.036	12.187	
Biomasa Termica										
Produccion	ktep		50	80	85	95	120	153	583	
Biogas										
Potencia Instalada	MW	141	5	10	12	17	25	25	94	235
Produccion	GWh		32	95	170	277	435	592	1.600	
Biocarburantes										
Produccion inst.	ktep		50	250	325	350	430	566	1.971	2.200
TOTAL										
Potencia Instalada	MW		2.099	2.435	3.084	3.730	3.705	3.637	18.688	
Produccion	GWh		2.349	7.635	14.060	21.158	28.611	35.702	109.515	

Fuente Plan Energías renovables 2005-2010. Elaboración propia.

El cuadro 44, siguiente recoge los objetivos de potencia a instalar expresados en Ktoe como energía primaria, los incrementos en generación eléctrica en el horizonte del Plan 2005-2010 y la inversión estimada para cada tecnología. Los precios unitarios de inversión en eólica superaba el millón de euros por MW (1,17 M€/MW) y los costos de la solar fotovoltaica interconectada, que lo fueron la mayoría de las instalaciones, seguían siendo muy elevados (5,38 €/Wp) debido al costo del silicio.

Cuadro 44. Objetivos Energéticos 2005-2010

PERIODO 2005 - 2010		OBJETIVO ENERGETICO A 2010			IMPORTE INVERSION ENERGETICA
AREA TECNOLÓGICA (Tipo de energía)		INCREMENTO ENERGIA PRIMARIA	INCREMENTO GENERACION ELECTRICA		TOTAL
			POTENCIA	ENERGIA	
HIDROELECTRICA	Hidroeléctrica	168.371 tep	810 MW	1.958 GWh	950.063
	<i>P < 10 MW</i>	109.306 tep	450 MW	1.271 GWh	700.042
	<i>10 MW < P < 25 MW</i>	41.349 tep	257 MW	481 GWh	185.478
	<i>25 MW < P < 50 MW</i>	17.716 tep	103 MW	206 GWh	64.543
EOLICA	Parque Eólico	2.230.840 tep	12.000 MW	25.940 GWh	11.756.391
BIOMASA	Térmica Industrial	377.792 tep	MW	GWh	54.577
BIOMASA	Térmica Domestico	204.722 tep	MW	GWh	710.097
BIOMASA	Aplicación Eléctrica	4.457.786 tep	1.695 MW	11.823 GWh	1.964.596
	<i>Residuos Industriales Forestales</i>	298.611 tep	100 MW	698 GWh	151.475
	<i>Residuos Industriales Agrícolas</i>	298.611 tep	100 MW	698 GWh	151.475
	<i>Residuos Agrícolas Leñosos</i>	298.611 tep	100 MW	698 GWh	149.803
	<i>Residuos Agrícolas Herbáceos</i>	298.611 tep	100 MW	698 GWh	149.803
	<i>Residuos Forestales</i>	179.167 tep	60 MW	419 GWh	90.981
	<i>Cultivos Energéticos</i>	1.531.875 tep	513 MW	3.578 GWh	755.366
	<i>Co - combustión</i>	1.552.300 tep	722 MW	5.036 GWh	515.692
BIOCARBURANTES	Biocarburantes (*)	1.971.800 tep	MW	GWh	1.156.830
	<i>Bioetanol</i>	750.000 tep	MW	GWh	888.284
	<i>Biodiesel</i>	1.221.800 tep	MW	GWh	268.546
BIOGAS	Aplicación Eléctrica	188.000 tep	94 MW	592 GWh	119.658
SOLAR TERMICA	Solar térmica	324.660 tep	MW	GWh	2.684.611
	<i>Prefabricados</i>	64.932 tep	MW	GWh	597.713
	<i>Inst. por elementos</i>	259.728 tep	MW	GWh	2.086.897
SOLAR TERMOELECTRICA	Aplicación Eléctrica	509.011 tep	500 MW	1.298 GWh	2.162.500
SOLAR FOTOVOLTAICA	Inst. Aislada (*)	1.290,0 tep	15 MW	15 GWh	165.107
SOLAR FOTOVOLTAICA	Inst. Interconectada	46.254 tep	348 MW	538 GWh	1.874.211
	<i>Pot. < 100 kW - fija</i>	22.038 tep	205 MW	256,25 GWh	996.794
	<i>Pot. < 100 kW - con seguimiento</i>	15.840 tep	112 MW	184,18 GWh	687.864
	<i>Pot. > 100 kW - centrales</i>	8.377 tep	31 MW	97,40 GWh	189.553
		10.480.526 tep	15.462 MW	42.163 GWh	23.598.641

Fuente. IDEA. PER 2005-2010

4.- Incentivos.

Los incentivos del plan ascendían a 8.492 M€, y se dividían en tres distintos conceptos:

- 681 millones de euros en ayudas públicas a la financiación de las inversiones que se distribuirían entre: Biomasa Térmica de uso doméstico: 284,0 M€, Solar Térmica: 348 M€, Solar Termoeléctrica: 6.2 M€, Solar FV aislada: 36,3 M€, Solar FV conectada: 6,3 M€.
- 4.956 M€, en forma de primas a la generación de electricidad, de los que 2.598 M€ se destinaban a la generación de electricidad de las instalaciones eólicas,

499 M€ a la generación de electricidad de las plantas fotovoltaicas y 559 M€ a la generación de electricidad de las planta solares termoeléctricas, y 1.059 M€ en Biomasa.

- 2.855 M€ en forma de exenciones fiscales del impuesto de hidrocarburos en la producción de biocombustibles.

Desde el punto de vista de los beneficios económicos⁷⁹⁹, el Plan 2005-2010 estimaba una reducción de emisiones de GHG de 76,9 millones de toneladas de CO₂/año lo que significaba un ahorro en términos económicos de 1.540 M€ y una generación de empleo del orden de 100.000 nuevos empleos.

86.3. RD 661/2007 Régimen especial. Regulación de la actividad de producción.

Este RD⁸⁰⁰ hace mención en su expositivo a la necesidad de alcanzar los objetivos planteados al crecimiento de la generación eléctrica en el régimen especial, y dado el crecimiento del régimen especial en los tres años desde el anterior RD 436/2004, modificar el régimen económico y jurídico para contribuir al crecimiento de las tecnologías de las energías renovables.

La nueva regulación contempla mantener el criterio de la rentabilidad razonable de las inversiones en el régimen especial, incentivando la participación en el mercado de producción de electricidad, al considerar que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios y una mejor imputación de los costos del sistema mediante los ajustes del sistema.

1.- Modificación sistema retributivo.

Elimina el sistema retributivo basado en la tarifa media o de referencia del anterior Real Decreto, debido a la incorporaron en los precios de mercado de variables no contempladas y que afectan a su comportamiento final. Se sustituye por un nuevo esquema retributivo que incentiva a los productores de energía a su participación en el mercado en base a los precios del mercado mayorista más una prima, definiéndose unos límites superior e inferior de la suma del precio horario del mercado más prima (modalidad *cap & floor*).⁸⁰¹ Se mantiene también la posibilidad de vender la energía producida a tarifa regulada única para todos los tramos horarios, sin prima. La tarifa regulada consiste en una cantidad fija, única para todos los periodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada.

⁷⁹⁹ DEL RÍO, P. (2008), "Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms". *Energy Policy*, 36(8), 2917-2929.

⁸⁰⁰ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

⁸⁰¹ COUTURE, T., & GAGNON, Y. (2010). "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment". *Energy policy*, 38(2), 955-965.

2.- Déficit de tarifa.

El expositivo no refleja en su enunciado las verdaderas razones que dieron origen a esta nueva regulación. Este nuevo cambio de retribución de las energías renovables puso en evidencia la incapacidad del sistema de retribución basado en la fijación de la tarifa regulada –un porcentaje de la tarifa media referencia– que pese a la pretendida integración de todos los elementos de costos del sistema eléctrico no absorbidos, y no solo por la tarifa regulada a las renovables, contribuyó a generar un déficit de tarifa de 8.584 millones de euros desde el año 2002 hasta el año 2007.

3.- Objetivos de potencia.

Se establecen unos objetivos de potencia instalable, en especial de aquellas energías no gestionables, de acuerdo con los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010; y en el caso de las instalaciones de energía eólica se contempla la posibilidad de limitar la potencia instalable en función de la capacidad de evacuación de dicha energía a la red. Se reconoce a las instalaciones acogidas al régimen especial un complemento por energía reactiva necesaria para mantener el factor de potencia (coseno φ) en unos valores dentro de unos límites necesarios en el transporte de energía, cuyo importe es de 7,88441 c€/kWh revisable anualmente.

Se mantienen las competencias de las comunidades autónomas para otorgar las autorizaciones administrativas para la construcción, explotación de las instalaciones del régimen especial, siempre que la instalación no superase los 50 MW de potencia, excepto en el caso de que las instalaciones afectasen a distintas comunidades autónomas. Se consideró como requisito previo para tales autorizaciones la obtención de los derechos de acceso y conexión a la red de transporte o distribución⁸⁰².

El mecanismo de inscripción en el Registro de instalaciones del régimen especial se basó en una primera inscripción provisional, para la que era necesario el contrato con la empresa distribuidora, o el contrato de acceso a la red de transporte, y una inscripción definitiva que, junto con el acta de puesta en marcha de la instalación, se consideraba requisito necesario para la aplicación del régimen retributivo. Las instalaciones de potencia instalada superior a 10 MW estaban obligadas a tener un centro de control de generación o estar adscritas a uno de ellos, cuya función es gestionar la operación del parque y mantener la interlocución con el operador del sistema eléctrico, condición necesaria para la percepción de la retribución de la tarifa en el régimen especial.

4.- Marco Tarifario.

⁸⁰² Como ya he comentado, esta capacidad de las CCAA para dar autorizaciones forzó, en muchos casos mediante presiones políticas de los gobiernos autonómicos, a las autoridades y organismos energéticos, la instalación de redes de distribución y transporte con unos costos no siempre absorbidos, lo que incrementaría el déficit de tarifa.

El marco tarifario del Régimen Especial RD 661, se consideraba revisable en el año 2010 de acuerdo con lo indicado en el artículo 44.3, en función del grado de cumplimiento del PER 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia energética E4 *“atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales”*. Y para una mayor seguridad jurídica, también se tendría en cuenta los escenarios del nuevo Plan de Energías Renovables 2011-2020.

CAPITULO III. EFFECTOS DEL PROCESO DE LIBERALIZACION ENERGÉTICA

87. Efectos del proceso liberalización del sector eléctrico.

El proceso de liberalización del sector eléctrico en España no fue tanto fruto de una dinámica interna de política energética nacional, como de una reforma surgida de la Unión Europea con el fin de adecuarse a los principios de mercado interior inspirados en el Tratado de la UE. La energía eléctrica tiene un papel fundamental en el desarrollo social, económico y medioambiental europeo, considerándose el acceso a la electricidad un derecho universal en el marco de un mercado competitivo.

Las expectativas deseables derivadas de una real liberalización del sector pasan por la existencia de un mercado abierto y competitivo entre productores y consumidores sin distorsiones regulatorias⁸⁰³. Una primera reflexión necesaria, el fondo de la cuestión, es entender si un proceso de liberalización de mercado es en sí mismo un instrumento que, por medio de la competencia de un mercado más abierto, favorezca al consumidor y por tanto la obtención de mejores precios, calidad de servicio, transparencia en la información, etc. Y una segunda, conocer si este mecanismo conlleva la pérdida del papel de Estado como garante hacia los consumidores de las condiciones de prestación de servicios y de la estabilidad de los precios acordes con el mercado interior europeo⁸⁰⁴.

No deja de ser muy significativo que, previamente a la redacción de la Ley 54/1997, las compañías eléctricas y las autoridades energéticas celebrasen en 1996 un

⁸⁰³ DÍAZ, A., LARREA, M., ÁLVAREZ, E., & MOSÁCULA, C. (2015), “De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español”. *Cuadernos Orkestra*, 2015/10.

⁸⁰⁴ LÓPEZ MILLA, J. (1999), *“La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales”*. Tesis Doctoral. Departamento de Análisis Económico Aplicado. Universidad de Alicante.

protocolo de actuación, más bien un pacto, que dado el carácter oligopólico del sector más tenía de inspiración “lampedusiana” que de verdadera necesidad de mejorar el servicio, el acceso libre al suministro de electricidad y el impulso del mercado intracomunitario. No tengo información sobre si el Gobierno tuvo en cuenta, en esta negociación, a las organizaciones e instituciones de defensa de los derechos de los consumidores.

La cuestión que se plantea en este punto es si los mecanismos contemplados en la Ley, han dado respuesta positiva a la pretendida liberalización del mercado, y para ello voy a analizar algunos aspectos fundamentales de este proceso.

87.1. Costos de Transición a la Competencia. CTC. Efectos en el mercado.

En el proceso de liberalización del sector eléctrico se puso en evidencia la existencia de grandes inmovilizados de las compañías eléctricas que habían sido realizados, en gran medida sin una planificación adecuada, gracias al encarecimiento de los precios regulados, de los costos marginales originados por la fijación por la administración de una tasa de retorno a la inversión –mecanismo que desaparece en un mercado liberalizado–, lo que genera un impacto en las economías de las empresas eléctricas. Juan Ignacio Pérez Arriaga (1998)⁸⁰⁵ entendía que en el momento de plantearse el cambio regulatorio, la capacidad instalada era muy superior a la demanda, con precios elevados con respecto a los países del entorno comunitario y con una política del carbón que condicionaba el funcionamiento económico de las plantas térmicas.

J. López Milla⁸⁰⁶ considera que la finalidad de esta retribución era compensar la disminución de ingresos que pueden verse obligadas a afrontar como consecuencia de la creación del mercado mayorista, en el que la presión de la competencia debería conducir a unos precios que les proporcionasen unos ingresos más bajos que los que obtenían con el anterior régimen retributivo.

En relación al efecto de los inmovilizados, Pedro Pérez Calero (2000)⁸⁰⁷, indica que en un proceso de transición a la competencia, se distingue entre: 1) “costos hundidos”, los costos fijos de difícil recuperación en caso de abandono del mercado, conocidos que deben de ser abordados por los nuevos competidores, y se comportan como una barrera para la entrada en la actividad de nuevos competidores. 2) “costos varados” aquellos costos fijos acometidos por las empresas del sector y que la competencia no tiene que realizar para entrar en el sector. El citado autor define los costos varados

⁸⁰⁵ PEREZ ARRIAGA, J.I. (1998), “Visión global del cambio de regulación”. CNE DT 003 98.

⁸⁰⁶ LÓPEZ MILLA, J. (2000), “La determinación de los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español”. *Boletín ICE Económico: Información Comercial Española*, (2650), 19-28.

⁸⁰⁷ PÉREZ CALERO, P. (2000), “La aparición de los costes de transición a la competencia en la reestructuración de los sistemas eléctricos: el caso español”. *Boletín económico de ICE, Información Comercial Española*, (2662), 21-34.

como el exceso de valor de los activos sobre su valor de mercado⁸⁰⁸, parte no amortizada de los «costes históricos», que queda pendiente en la contabilidad de las empresas y que no se va a poder recuperar.

En general, se reconoce, por muchos autores, que el proceso de liberalización de los mercados podría generar problemas financieros en las empresas si no se les compensara con ingresos por precios o por ayudas específicas para atender los costos fijos de los inmovilizados. El reconocimiento y la garantía de retribución de estos costos por el regulador en un sistema monopolístico, termina, en teoría, con el propio concepto de liberalización. Si la compensación de costos es entendible, el problema surge cuando se trata de valorar estos costos de los inmovilizados. La controversia del caso llevó a la intervención de la Comisión Europea que vió el pago de los CTC como un posible mecanismo de subvención oculta a las empresas nacionales por lo que exige máxima transparencia en su cálculo.

Ante las diferentes visiones de los Estados miembros en la definición de lo que se podía entender como Costos de Transición a la Competencia “*stranded costs*”, la CE hizo pública la “Comunicación Relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia (CTC)”⁸⁰⁹, en la que se definían los Costos de Transición a la Competencia elegibles, es decir reconocidos por la Comisión. En ella se contemplaban las características de los compromisos o garantías de explotación, la forma de determinar su realidad y validez, su tratamiento contable por las empresas, estableciéndose un vínculo de causa a efecto entre la entrada en vigor de la Directiva 96/92/CE y la dificultad de las empresas interesadas en cumplir o hacer respetar estos compromisos o garantías. También se tiene en consideración, el carácter irrevocable de estos compromisos, la consideración de costos netos de todo tipo de ayuda o subvención, y el entendimiento de que los costos pagados antes de la Directiva 96/92 no pueden dar lugar a costos de transición a la competencia.

La aplicación de esta medida dio lugar a un gran debate. Joseph Pique, Ministro de Industria, publicó el 7 de diciembre de 1997 en El País un artículo “Hacia una mayor liberalización del sector eléctrico” defendiendo el proceso y su efecto en el pago de la tarifa de un 4,5%, trasmitiendo la necesidad de llegar a un acuerdo con el sector mediante un Protocolo firmado en Diciembre de 1996. La valoración de costos se estimó en 1,9 billones de pesetas, con una reducción del 32,5 % de la cifra que anteriormente solicitaban las empresas. Se arbitraron medidas de reducción de los

⁸⁰⁸ Vid. LASHERAS, M. A. (1998), “Stranded Cost in the Spanish Electricity System”. Documento de trabajo DT 006 de la CSEN.

⁸⁰⁹ Diario Oficial Comisión 74 de 10.3.1998, p. 9.

precios resultantes de la aplicación de los CTC, orientadas hacia los consumidores cualificados, 8.000 consumidores que representaban el 50% del consumo de energía.

Creo conveniente destacar de su artículo es.” *Queda demostrada la vocación del Gobierno de que el mercado eléctrico funcione y lo haga en las mejores condiciones de competencia; el nuevo mecanismo de recuperación de CTCs se completa con un sistema de control de lo recibido por el sector eléctrico, de manera que éste tendrá que devolver todo aquello que esté por encima de la cantidad máxima que les corresponde percibir, sea cual sea su mecanismo de recuperación, en el caso de que el precio de mercado del kilowatio suba por encima de las 6 pesetas”*

Esta regulación fue con frecuencia utilizada de una forma poco ortodoxa forzando los precios de generación en sus cotizaciones en el mercado, lo que de hecho impedía la entrada de nuevos generadores, ya que el precio final obtenido por los ingresos de los CTC complementaba los ingresos por los precios de generación. Paulina Beato (2006)⁸¹⁰ lo expresaba de esta manera:

- Aquellos generadores que recibían pagos por CTC tenían incentivo a reducir los precios del mercado, puesto que sus ingresos estaban complementados por los pagos de CTCs.
- La señal de precios del mercado al estar por debajo del costo frenaba la entrada de nuevos generadores.
- La reducción de precios para evitar la entrada de nuevos competidores es una “práctica racional” Esta práctica fue denunciada por Gas Natural.
- Los CTCs también discriminaban en contra de los mercados a plazo y los contratos bilaterales ya que solo la energía negociada en el mercado spot recibía CTC.

En noviembre de 2014 la Fiscalía Anticorrupción inició una investigación tomando declaración a los responsables de Energía entre 2007 y 2010, durante el Gobierno del PSOE, por no haber reclamado a las compañías eléctricas 3.000 millones de euros cobrados de más en concepto de Costos de la Transición a la Competencia. El 23 de julio de 2006 el Consejo de Ministros abolió los CTC.

87.2. Garantía de potencia. Efectos en el Mercado.

El concepto de Garantía de Potencia implica que los generadores reciben un pago adicional al precio por MW en el mercado abierto, basado en la disponibilidad o bien en la energía generada. En España los pagos por capacidad, poco frecuentes en la UE, son vistos por muchos como una fuente más de ingresos para los generadores.

El Ministerio de Industria en el RD Real Decreto 2019/1997, indica que «*la retribución por garantía de potencia tiene por objeto proporcionar una señal económica para la*

⁸¹⁰ BEATO, P. (2006), “Algunas asignaturas pendientes de la regulación del sector eléctrico en España”. CNE.

permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado. El Ministerio de Industria y Energía establecerá mediante Orden Ministerial y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, el procedimiento de retribución e imputación de garantía de potencia, especificando las condiciones y los sujetos que estarán obligados al pago y que tengan derecho de cobro, tomando en consideración la permanencia y la gestión e instalación de capacidad de generación en el sistema»

El concepto de garantía de potencia se sustenta en atender la necesidad de suministro que implica el crecimiento de la demanda. Es por tanto inherente a la garantía de suministro. Y parte del principio de que el sistema, la regulación, debe de incentivar las inversiones en generación, lo cual choca con el proceso de liberalización del sistema eléctrico, bajo cuyo modelo lo natural es que las inversiones en generación se hicieran por parte de las compañías eléctricas operantes o de nuevo cuño, de acuerdo con la demanda prevista y los factores económicos y sociales que estimulan esta demanda, sin desestimar, en este análisis, las posibilidades reales de interconexión bajo una política comunitaria de mercado único.

En el periodo comprendido entre 1997 y 2008 la demanda de energía se incrementó en un 30%, al igual que las puntas de consumo, y por tanto estas señales de demanda y sus proyecciones aconsejaban y estimulaban las nuevas inversiones, lo que no necesariamente requería incentivos adicionales del sistema. Sin embargo se regularon unos pagos en concepto de garantía de potencia bajo un esquema que volvía, en cierto modo, hacia unas prácticas regulatorias de las que se beneficiaron las compañías generadoras e implicando a la administración en las señales de demanda prevista, como mecanismo de minimización de riesgos, lo que de hecho hacía de la planificación estratégica un arma vinculante con la que defender sus pretendidos derechos.

La ley 17/2007, en su art. 23 c, sustituyó el concepto de garantía de potencia por el de pagos por capacidad para atender las demandas en punta del sistema. La Orden ITC 2794⁸¹¹ indicaba que “el sistema de «pagos por capacidad» se desarrolla bajo la premisa de que la demanda de energía eléctrica es inelástica y de que el mallado de la red no es perfecto; en consecuencia, el precio de la energía puede ser una señal insuficiente para garantizar la cobertura del suministro de electricidad”.

Se establecieron dos tipos de servicios: 1) el servicio de disponibilidad, que irá destinado a contratar capacidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año; 2) incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, destinado exclusivamente a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de

⁸¹¹ Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión.

Los pagos por capacidad están formando parte de la construcción del precio de la electricidad tras las casaciones diarias e intradiarias, al igual que los sobrecostos del sistema de la energía. Es muy significativo de cómo lo público y lo privado bascula en función de la oportunidad del momento⁸¹². La Comisión Nacional de Energía aceptó el concepto y asumió el texto específico de la ICT, recogiendo como tal en su documento “Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro” del 5 de diciembre de 2012. *“En estas condiciones, la disponibilidad de potencia para el sistema eléctrico adquiere el carácter de “bien público” y precisa ser objeto de una retribución regulada responsable de asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía a medio y largo plazo en todos los nodos de la red”*.

La realidad es que hoy, con un parque de generación con una capacidad instalada del doble de la demanda, no deja de ser cuando menos extraño que se retribuya el concepto de garantía de potencia. Menos aún en un sistema eléctrico liberalizado en el que la libre competencia y el acceso a otros mercados europeos parecería ser elemento corrector natural de una insuficiente capacidad de generación.

En los mercados transparentes, un exceso de oferta conduce inexorablemente a una reducción del precio, con lo cual se estimula la eficiencia en el proceso productivo para entrar en competencia; otra opción es formular precios de la sobrecapacidad en base estrictamente a cubrir los costos variables, lo que conduce a un mix de precio reducido. Pero en esto, el sector energético tiene otros esquemas.

No obstante y frente a las consideraciones en el documento citado, la Comisión Nacional de Energía manejaba dos argumentos convincentes sobre la necesidad de un sistema de incentivos a la inversión en generación. Uno de ellos se refería a que no existía en la legislación española el mecanismo de hibernación temporal de plantas de generación, extendido en Europa, que permite ajustar la capacidad. El segundo argumento es que el sistema español, con una alta participación de las energías renovables, las centrales marginales funcionan solamente como *back up* de las renovables, lo que hace difícil recuperar sus costos fijos. Y cita una interesante consideración acerca de la uso del carbón en la generación de electricidad: *“Adicionalmente, este reducido funcionamiento se ha visto empeorado derivado del impacto del mecanismo de restricciones por garantía de suministro que ha motivado un desplazamiento de las centrales de ciclo combinado en favor de un mayor funcionamiento de las centrales de carbón autóctono, mecanismo sobre el que esta Comisión ha reiterado en diversos informes la necesidad de su eliminación”*.

⁸¹² FABRA, J. (2004), *Un mercado para la electricidad: ¿Liberalización o regulación?*. Marcial Pons. Ediciones Jurídicas y Sociales, S.A. Madrid, pág 283-290.

Es cierto que el Gobierno debe de asegurar el suministro de energía a todos los ciudadanos y para ello el sistema eléctrico ha de contar con una potencia instalada capaz de garantizar ese suministro en las situaciones de puntas de consumo o de entrada en mantenimiento no programado de otras plantas generadoras. Pero este pago por garantía de potencia es, actualmente en el mercado eléctrico, una constante independiente de si se produce o no energía, y afecta por tanto al precio variable de entrada en el mercado por lógicas razones de competencia con otros generadores.

Tampoco los reguladores obligan a las compañías generadoras a ofertar en el mercado por debajo de los precios máximos en los momentos en los que están percibiendo el pago por garantía de potencia, con el fin de reducir los precios de mercado, hacerlo más competitivo y beneficiar a los consumidores⁸¹³. No solamente el mercado se veía alterado por estos efectos comentados sino también por la limitación de la oferta nacional y la falta de concurrencia en él de compañías generadoras intracomunitarias, es decir por la carencia de una mayor diversificación de la oferta de electricidad de operadores nacionales e internacionales.

El concepto de la capacidad del sistema frente al concepto energía 2.0 ha sido objeto de reciente debate en Alemania, que se ha plasmado en el Libro Verde de la Energía 2014 y el consiguiente Libro Blanco de la Energía 2015, y al que hemos dedicado un apartado en la Parte III, Política Energética de Alemania. Este debate tiene que ver con la expansión de las energías renovables y la seguridad de suministro, debate que ni tan siquiera se ha planteado aún en España.

En la práctica el sistema eléctrico español es un sistema aislado desconectado de las grandes redes europeas y en consecuencia del mercado eléctrico centro europeo. La conexión intracomunitaria, capaz de soportar el transporte de electricidad sin restricciones reglamentarias, se encuentra con una dificultad orográfica y medioambiental, pero también con una exigencia de la legislación española de una reciprocidad en el intercambio de energía que hace inviable el objetivo atender el suministro de generadores intracomunitarios con precios de energía más competitivos. Subsiste una duda razonable de hasta qué punto son políticamente superables estas dificultades en un marco comunitario, o realmente se deben a la conveniencia de las instituciones y empresas de mantener un *statu quo* muy poco coherente con las directrices de la UE y con las necesidades de los consumidores.

El 29 de septiembre de 2016, la Comisión Europea solicitó formalmente a España que garantizase la correcta aplicación de la Directiva sobre electricidad (Directiva

⁸¹³ Recordemos que en Dinamarca, en plantas térmicas, se han desarrollado sistemas de generación de electricidad a baja capacidad, hoy técnicamente posible, para evitar los paros y arranques de instalaciones para compensar la carencia o superávit de suministro eléctrico.

2009/72/CE) y la Directiva sobre el gas (Directiva2009/73/CE). Estas Directivas forman parte del tercer paquete energético y contienen disposiciones esenciales para que los mercados de la energía funcionen correctamente, como, por ejemplo, normas sobre separación efectiva entre suministradores y productores de energía, normas para fortalecer la independencia y las competencias de las autoridades reguladoras nacionales y normas en beneficio de los consumidores.

La Comisión constató que la actual legislación española impide a las empresas, distintas de los gestores históricos nacionales de las redes de gas y electricidad, construir y explotar interconexiones con otros Estados miembros. Asimismo, España ha transpuesto incorrectamente algunas disposiciones sobre la independencia de la autoridad nacional de reglamentación. Puesto que aún no se había dado cumplimiento a la legislación de la UE, la Comisión envió un dictamen motivado en febrero de 2015. El Estado miembro disponía de dos meses para notificar a la Comisión las medidas adoptadas para corregir la situación; tras lo cual, la Comisión podría decidir remitir el asunto al Tribunal de Justicia de la UE. Una seria advertencia de la que poco se ha hablado y de la que en el momento de redactar esta tesis no había información sobre la respuesta a la Comisión.

A un mercado liberalizado se le debe exigir que elimine las distorsiones que provocan regulaciones como la comentada, abogando por un sistema productivo más ajustado a las necesidades, con menor peso de los inmovilizados financieros y por tanto más eficiente, más productivo, con menores costos totales de generación. Además se han de tener presentes los aspectos medioambientales, el cambio climático y la disminución de la altísima tasa de dependencia energética en línea con las políticas energéticas de la UE. En definitiva, la sobredimensión de la capacidad de generación por empresas privadas, así como las inversiones de transporte en una red sobredimensionada, no debe repercutir en las economías de los consumidores, sino en la economía de las empresas. Acogerse, según las circunstancias, a un sistema liberalizado o a un sistema de servicio público dice poco de la Política Energética en España.

El mecanismo de garantía de potencia tiene una cierta similitud con el concepto de facturación binómica, este sí bastante más extendido en Europa, concepto por el que los consumidores de electricidad pagamos una cantidad constante en función de la potencia contratada, se consuma o no se consuma energía. El argumento en el que se fundamenta este sistema de facturación es que la compañía distribuidora⁸¹⁴ tiene que

⁸¹⁴ Este concepto se ha extendido recientemente, Junio de 2015, a las instalaciones fotovoltaicas aisladas, que están sujetas al pago de los peajes, al entender que a efectos de los cálculos de los peajes se reduce la cantidad de energía transportada y en consecuencia repercutiría en un aumento del costo de los peajes por kWh. Su aplicación supone un freno a la expansión de la generación distribuida, que en definitiva es el camino al que estamos abocados y tanto preocupa a las compañías generadoras.

hacer una inversión para llevar la energía hasta el punto de consumo, inversión que ha de rentabilizar mediante un canon. Aspecto que no está en discusión.

Sin embargo, está fuera de los principios de libre comercio, y protección a los consumidores, que se pague por algo que no se consume y además gravado por IVA. Esta situación es interpretable como una herencia de los sistemas oligopólicos que ha sido mantenida por todas las autoridades energéticas. En otros servicios públicos, como el transporte por ferrocarril, avión, autobús, autopistas⁸¹⁵, aparcamientos, etc. se paga por el uso de dichos servicios cuando son utilizados, siendo las infraestructuras públicas financiadas generalmente vía Presupuestos del Estado, impuestos directos, o vía peajes en la sombra.

Es significativo que este sistema de facturación binómica sea utilizado no solo en la facturación de electricidad, sino en la de gas y telefonía fija (y en algunos municipios en el suministro de agua), justamente en cuatro servicios básicos que tienen, o al menos deberían de tener, la consideración de servicio público.

87.3. Sobrerretribucion del mercado

La CE, que en el citado informe de Evaluación del Programa nacional de reforma y del Programa de Estabilidad de 2012, dice textualmente:

“Una competencia insuficiente en el sector energético ha contribuido, al menos en parte, a la constitución del déficit tarifario al favorecer una compensación excesiva de algunas infraestructuras, tales como centrales nucleares y grandes centrales hidroeléctricas, ya amortizadas, o al mantener la concesión de subvenciones ineficientes y perjudiciales para el medioambiente a las minas de carbón. Estas medidas no se han traducido en menores precios, por lo que obstaculizan el crecimiento económico. España tiene uno de los niveles de interconexión más bajos de la UE. La finalización de las estructuras de interconexión de la electricidad y el gas con Francia y Portugal, actualmente en construcción, contribuiría a intensificar la competencia en el sector energético”.

Como indican Natalia Fabra y Jorge Fabra en su análisis sobre “El déficit de tarifa en el sector eléctrico español”,⁸¹⁶ las instalaciones de generación denominadas inframarginales han amortizado sus inversiones por los cobros regulados percibiendo como costos de transición a la competencia 12.000 millones de euros. La sobrerretribución ya comentada de las tecnologías nuclear e hidráulica supone un extracosto estimado en unos 3.000 millones de euros anuales.

⁸¹⁵ La deuda generada por las expropiaciones de las radiales de Madrid, cerca de 1.200 millones de euros, ha sido asumida por el Estado.

⁸¹⁶ FABRA, J; FABRA, N. (2012), “El déficit tarifario en el sector eléctrico”. *Papeles de Economía Española*, (134), 88-100.

Además existe una percepción cada vez más extendida, de que, aun desconociéndose los costos de las distintas tecnologías, también existe una sobrerretribución en todas las demás tecnologías, incluso en la que da precio de cierre intradiario en el mercado que normalmente suelen ser plantas térmicas de carbón que siguen operativas, desplazando en precio a los ciclos combinados. En esta línea se plantea la cuestión de si existen mecanismos de regulación que velen por la transparencia de un mercado cerrado, de hecho, a las importaciones de electricidad?

87.4. Déficit de Tarifa sector eléctrico.

Una de las principales preocupaciones de la política energética del gobierno tuvo su origen en una desacertada iniciativa que puso en marcha el Gobierno del Partido Popular, siendo Ministro de Industria Josep Piqué, con el fin de contener el efecto inflacionista y social que conllevaba el que los precios de la energía seguían siendo elevados, a pesar de que la reducción de los precios fue uno de los argumentos vertebrales de la liberalización del sistema.

El Real Decreto 1432/2002 indicaba: *“se establece una metodología de cálculo para fijar la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, objetiva y transparente, y que cumple los objetivos de permitir la plena elegibilidad a todos los consumidores sin interferir en el mercado y garantizando que el servicio se presta en condiciones adecuadas, de dar una previsibilidad a las empresas de tal forma que se permita llevar a cabo el proceso inversor en curso con una estabilidad razonable y de contribuir en el proceso de formación de la tarifa al objetivo de estabilidad macroeconómica compatible con una evolución de tarifas gradual, todos ellos objetivos generales de la política económica del Gobierno”*

Con ello se consagró el llamado déficit de tarifa ya generado y extendió su subsistencia con una perla jurídico regulatoria tal como dice textualmente el RD.

“Además, se incluye, como un nuevo coste de la tarifa, el desajuste de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se ha producido en años anteriores al que se dicta la norma, recuperables de forma lineal hasta el año 2010, por lo que la metodología que se establece tendrá especial virtualidad hasta dicha fecha, que coincide con el plazo máximo para la recuperación de los costes regulados en la disposición transitoria sexta de la Ley del Sector Eléctrico; es decir, los costes de transición de la competencia”.

En consecuencia, se pactó con las compañías eléctricas la creación de un mecanismo por el cual, los ingresos obtenidos de los pagos de los consumidores por los costos reconocidos fuesen inferiores a los reales del sistema eléctrico por el mismo concepto. El déficit generado se consideraba como deuda del Estado a dichas compañías.

El precio de la tarifa media o de referencia de cada año tenía en cuenta el incremento de la demanda de la energía, los intereses superiores en 50 puntos básicos a los previstos y los costos de transporte y distribución, el sobrecosto de las primas de energías renovables y los posibles incrementos del precio del gas⁸¹⁷. Pero todo ello no podía hacer que la tarifa media ponderada superara el 2% del año anterior, 1,4% máximo por incrementos de los Costos de Transición a la Competencia CTC y un máximo de 0,6% como consecuencia de la revisiones.⁸¹⁸

La CE, en su Recomendación al Consejo relativa al programa nacional de reforma de 2012 de España y por la que se emite un dictamen del Consejo sobre el programa de estabilidad actualizado de España para 2012-2015, denuncia:

“El sistema de tarificación de la electricidad en España sigue siendo ineficiente y presenta un nivel de competencia insuficiente. España ha limitado tradicionalmente los precios finales de la electricidad para una serie de grupos de consumidores en el marco de un sistema de tarifas reguladas. Las tarifas no siempre cubren los costes, lo que implica que el sistema genera un «déficit tarifario» a expensas de la empresa suministradora del servicio.

*Dado que los costes de generación y los costes regulados (por ejemplo, costes de transporte y distribución) aumentan más deprisa que las tarifas, el déficit ha aumentado significativamente en los últimos años, habiendo alcanzado un importe acumulado de 24.000 millones de euros (equivalentes a más del 2% del PIB. Dos terceras partes de este importe (aproximadamente 17.000 millones de euros) están garantizadas por el Gobierno, lo que ha permitido a las empresas suministradoras su cobertura”.*⁸¹⁹

Técnicamente, el déficit de tarifa es la diferencia entre los costos de la electricidad reconocidos del sistema eléctrico y los ingresos por las tarifas reguladas.

Uno de los conceptos que se incluyen en los costos reconocidos son las primas a las energías renovables. Soy de la opinión que las primas a las energías renovables deberían de formar parte del precio variable de la energía, por cuanto su razón de ser

⁸¹⁷ SÁENZ, G. (2009), «Resultados de la liberalización de la generación eléctrica. Precios, competencia y medioambiente». *Papeles de Economía Española*, nº 121, 2009, Economía y Cambio Climático. pág. 112-140.

⁸¹⁸ SALLÉ, C. (2012), “El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico”. *Club Español de la Energía. Cuadernos de Energía*, (35), 3-28.

⁸¹⁹ El informe de la CE continuaba diciendo: “En 2009, el Gobierno revisó íntegramente el sistema de tarificación con el fin de garantizar que los precios de la electricidad cubrieran todos los costes. Sin embargo, se siguió permitiendo a los hogares de bajo consumo, que representaban el 83% de los consumidores, disfrutar de precios de la electricidad que no reflejaban todos los costes del sistema, mediante la aplicación de la tarifa de último recurso. Como consecuencia de ello, el déficit tarifario siguió acumulándose”.

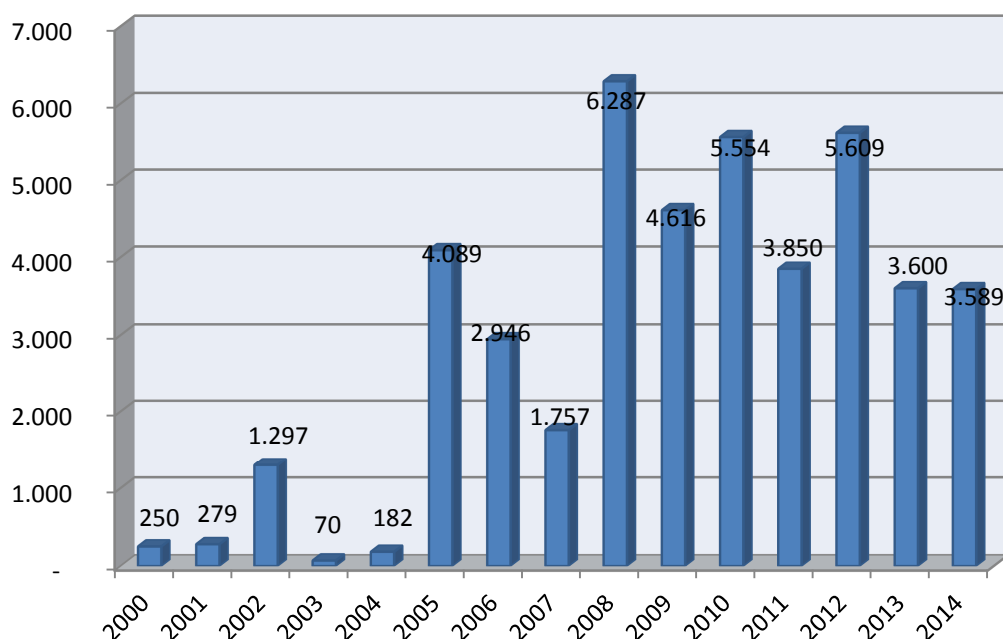
es la necesidad de que dichas primas compensen el diferencial de precio entre los costos de generación y los precios de mercado, el concepto *market premium*, diferencial que año tras año se reduce.

Hacerlo de esta manera supondría sin duda un pequeño encarecimiento del precio del mercado debido a los conceptos *management premium* y *market premium*, que debería compensarse sobradamente con los 3.000 millones de euros al año de sobrerretribución a las tecnologías nuclear e hidráulica, y la eliminación de primas a la térmica de carbón. En definitiva, lo que el consumidor va a entender con claridad es qué parte del precio de la energía está dedicado al desarrollo de las tecnologías en energía sostenible; pero no entiende que instalaciones de generación con tecnologías conocidas u obsoletas, amortizadas y con riesgo de accidentes de gran dimensión y costos externos repercutidos al Estado, perciban un precio por su energía muy superior al costo de generación. Lo que sucede es que no se explica a los consumidores la situación real de la formación de los precios.

El total del déficit de tarifa acumulado en el periodo 2000-2015 se estimaba en 29.438 millones de euros, pese a las previsiones del Ministerio de Industria, lo que en términos de deuda neta del Estado (activos menos pasivos) significa un 3,21%. Las medidas tomadas por el Gobierno para la contención del déficit no están teniendo el resultado esperado. En el primer semestre de 2016 el desajuste entre ingresos y gastos fue de 1.558 millones de euros, según datos de la CNMC.

El Gobierno publica el Real Decreto Ley 6/2009, de medidas en el sector energético, que surge como herramienta para combatir los efectos y dimensiones del déficit de tarifa. Se define como la diferencia entre las tarifas reguladas y de acceso que se fijan en el mercado liberalizado, y los costos reales asociadas a estas tarifas (una definición no ajustada a la realidad del concepto de déficit de tarifa) lo que, en opinión del legislador, jugaba en contra del objetivo de obtener mediante el mercado liberalizado unos precios competitivos y estaba enviando a los consumidores señales erróneas sobre los precios reales de la energía eléctrica, según se recoge en el expositivo de este Real Decreto, que no contribuían al ahorro y la eficiencia energética, calificando la situación de insostenible.

Gráfico 72. Déficit de Tarifa 2014.



Fuente: Expansión. Elaboración Propia. Datos 2014 Estimación a Octubre 2014.

Se establece que, a partir de 1 de Enero de 2013, los peajes han de ser suficientes para compensar los costos de las actividades reguladas, sin que se asuma la aparición de déficit ex ante, y se regula el régimen transitorio determinando el máximo déficit anual.

Se estableció un límite máximo de déficit tarifario decreciente de 3.500 Millones de euros en el año 2009, 3.000 millones en el año 2010, 2.000 millones en 2011 y 1.000 millones en el año 2012. El déficit generaría derechos de cobro y tendrán la consideración de costos permanentes del sistema que se recaudarán a través de los peajes de acceso. Dado que se decidió que las primas de las energías renovables formaran parte de los costos regulados, y que por tanto tales primas contribuían de una forma importante al déficit tarifario, se establecieron unos objetivos de potencia por tecnología a un costo razonable para el consumidor, que permitiese una reducción de costos.

Los mecanismos de financiación, mediante subastas gestionados por la Comisión Nacional del Energía en un contexto de debilidad de los mercados financieros y del rating del Estado, no funcionaron por lo que se creó un Fondo de Titulación del Déficit Tarifario, FADE, cuyo pasivo negociable tiene la garantía del Estado, y se determinó el límite máximo del importe de los avales del Estado para el año 2011 un incremento de 4.000 millones adicionales a los 22.000 millones de euros, un total de 26.000 millones según quedó registrado en el folleto de operación de los gestores, registrado en la CNMV en septiembre de 2013.

Se crea nuevamente un instrumento aplicable a las energías renovables, que no corrige los errores anteriores, como es el mecanismo de pre-asignación de retribución que tiene en cuenta el total de potencia de los proyectos, el impacto en los costos de la tarifa eléctrica y su calendario de puesta en explotación, mecanismo que es condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Tan solo un año y medio después de la entrada en vigor del RD Ley 6/2009, y como consecuencia de la presión de las autoridades económicas y monetarias de la Unión Europea, claramente manifestada por el Presidente Zapatero el 12 de Mayo de 2010 en el Congreso, el Gobierno establece nuevas medidas mediante el Real Decreto Ley 14/2010 de 23 de diciembre por el que, entre otras, se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico incentivado por la crisis económica y la consecuente caída de la demanda de energía eléctrica, reconociendo que los límites de déficit de tarifa previstos en Abril de 2009 se vieron ampliamente superados.

Se indica que en el diseño de estas medidas se tuviese especial atención en asegurar el cumplimiento de los objetivos en materia de eficiencia energética y fomento de las energías renovables vigilando que *“especialmente en el caso de las empresas de generación de régimen especial, éstas tengan asegurada una retribución suficiente y razonable”*.

No obstante, las medidas tomadas vuelven a descansar principalmente en las energías renovables con el argumento de que se producían “efectos asimétricos” en las horas de funcionamiento de instalaciones de producción de electricidad con fuentes primarias de energía convencionales o con fuentes renovables que tienen reconocida la prioridad de despacho y de entrada en el sistema. Sin duda la razón de hacer caer el mayor peso de esta reforma en las energías renovables es el hecho de que las primas de estas energías estuviesen consideradas como parte de los costos regulados o reconocidos, lo que incrementó la presión de las empresas generadoras de energía a partir de fuentes convencionales, en especial en las tecnologías de ciclos combinados. Pero la realidad fue que el problema del déficit no se debía a las energías renovables⁸²⁰.

⁸²⁰ Greenpeace, en su blog Campaña de Energía y Cambio Climático, manifestaba:

El déficit viene de la absurda y populista decisión del Gobierno de Aznar de reconocer a las eléctricas el derecho a cobrar unas cantidades y al mismo tiempo poner a los consumidores unas tarifas inferiores a esas cantidades. Nada que ver con las renovables. ¿Cómo se explica que, por ejemplo, en el año 2005 se generara un déficit tarifario de más de 3.830 M€ cuando los incentivos a las tecnologías renovables sumaban solo 796 M€ ?”

En el Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, en el comienzo de la legislatura del Gobierno del Partido Popular, se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Ya sin ambages, el nuevo Gobierno imputa como causa del déficit de tarifa a la superación de los objetivos de potencia del Plan de Energías Renovables 2005-2010, destacando el sobrecosto derivado de las primas a las tecnologías solares de más de 2.000 millones en 2010, agravado por la caída de la demanda y el incremento de la generación de electricidad por las energías renovables, con prioridad de despacho, como consecuencia de las condiciones meteorológicas propicias.

Un gobierno del Partido Popular creó en 2002 el déficit de tarifa como arma política de contención artificial de precios y otro gobierno del mismo signo no encontró, 10 años después, mejor solución que frenar el desarrollo de un sector de enorme potencial que pudo haber sido la alternativa al modelo de desarrollo económico basado en la construcción, que tan perversos efectos ha generado en toda la sociedad.

El 13 diciembre de 2014, el Gobierno aprobó un RD 1054/2014 mediante el cual reconoce en 3.600 millones de euros el importe máximo del déficit tarifario correspondiente al año 2013. El cobro de los derechos que este déficit genera dará derecho a percibir un importe de la facturación mensual en los quince años sucesivos; a partir del 1 de Enero de 2014 se recuperaría en 15 años y el importe pendiente de cobro del déficit del año 2013 devengará intereses que serán calculados por aplicación de un tipo de interés denominado tipo de interés inicial que contempla los tipos IRS (*Interest Rate Swap*) el CDS (*Credit Default Swap*) en el marco del calendario objetivo del Banco Central Europeo. El tipo de interés inicial calculado es 0,624% y el final en 2028.⁸²¹

Previamente las compañías eléctricas entraron en contacto con banca internacional y nacional (Banco Santander, BBVA, Caixabank, Bankia y Banco Popular), para prospectar la viabilidad de la cesión de los derechos de la deuda de 3.540 millones de euros, correspondientes al ejercicio de 2013.

87.5. Nuevo modelo energético.

En este contexto, todo apunta a la necesidad de un nuevo modelo de mercado eléctrico, más eficiente, más transparente y que estimule las inversiones en el sector, tanto en generación renovable, como en infraestructuras de interconexión.

⁸²¹ Fuente: Expansión.

Es muy interesante la lectura del análisis en el análisis, ya citado, *“El déficit Tarifario en el Sector Eléctrico Español”*⁸²², que esclarece el origen y las soluciones del mismo llegando a la conclusión de que la verdadera reforma que necesita el sector eléctrico está por hacer y apunta que se debe de distinguir la retribución a las centrales existentes a las que se aplicaría el marco retributivo vigente en el momento en que se construyeron, introduciendo la figura de los contratos por diferencias. Para las nuevas centrales se propone la realización de subastas o concursos para tecnologías convencionales y renovables.

Hace referencia también a la variedad de la estructura de generación eléctrica participante en el mercado y la distorsión que se produce por el hecho de que acuden al mismo diferentes tecnologías con costos distintos, pero que todos los MWh producidos se vendan por el mismo precio, insistiendo en la falta de visibilidad de los costos de operación y generación y los precios que determina el mercado, como ya expuso en 2008 la Comisión Nacional de Energía

También lo hicieron Luis Atienza y Joaquín De Quinto en 2003⁸²³ en su estudio *“Regulación para la competencia en el sector eléctrico”*, que considera las bases para una necesaria reforma del sector, y en donde se señala como propuestas, establecer un límite, flexible en función de ciertos parámetros, a las cuotas de mercado de generación de en torno al 30%, que las tarifas recojan costes reales en la medida de lo posible, desapareciendo progresivamente las subvenciones cruzadas y establecer una metodología tarifaria transparente y predecible, y fijación de las tarifas por parte de la CNE.

Sobre los modelos de mercado eléctrico en función del tipo de subastas realizadas hay una abundante literatura en la que se analizan los modelos de primer precio, modelo discriminatorio y el modelo Vickrey. En este sentido es interesante la visión de Fabra. N. y NH Von der Fehr⁸²⁴ en su aplicación al caso de la metodología de mercado español, así como los fundamentos teóricos de P. Klemperer⁸²⁵ de los distintos tipos de subasta.

Todo ello nos conduce a la reflexión de que el modelo de mercado por el que se rige las operaciones de compraventa de energía se basa en distintos conceptos, y que el modelo de primer precio es más proteccionista para los generadores que el modelo

⁸²² *Op. Cit.* Pag. 630

⁸²³ ATIENZA, L. & DE QUINTO, J. (2003). “Regulación para la competencia en el sector eléctrico español”. *Fundación Alternativas*.

⁸²⁴ FABRA, N., VON DER FEHR, N. H., & HARBORD, D. (2002). “Modeling electricity auctions”. *The Electricity Journal*, 15(7), 72-81.

⁸²⁵ KLEMPERER, P. (2001). “Collusion and Predation in Auction Markets”. *Center for Economic Policy Research Oxford University (CEPR). Oxford*.

discriminatorio o de precio ponderado. Hay experiencias vividas en UK y Gales, así como en California, que han optado por un modelo distinto con subastas a largo plazo y con sistemas estocásticos de estimación de la demanda. Sin ir más lejos los mercados del centro de Europa como el de Alemania o Francia se rigen por el modelo *balance responsible party* que permite las transacciones bilaterales entre oferta y demanda y que llegan al mercado operaciones neteadas, *over the counter*, sin la obligación de participar en las subastas del Mercado.

De cualquier forma un análisis detallado de los distintos modelos escapa al alcance de esta tesis⁸²⁶. Pero cualquiera sea el modelo de mercado debe de reconocer que una de las variables críticas de la sostenibilidad energética es el precio de la electricidad y la forma en cómo se configuran los precios. Pero dentro de estas limitaciones considero que un modelo eficiente de mercado de electricidad podría estar soportado en:

- a. Operaciones mayoristas a corto plazo. Mercado *spot*. Mercado marginalista en el que las energías convencionales ofertarían con un límite superior de precio máximo “cap” calculado en base a los gastos operativos y las amortizaciones residuales⁸²⁷, más un margen de beneficio industrial razonable. Las energías renovables, que mantienen su prioridad de despacho, renunciarían al *feed in tariff* y se retribuirían por la modalidad *market premium*, tomando como referencia del precio de mercado la media mensual de los precios *spot*, y determinado un techo de rentabilidad, complementar el precios medios *spot* hasta alcanzar el nivel de precio que se obtendría con el *feed in tariff*.
- b. Operaciones bilaterales “*over the counter*”. En las que las tecnologías de fuentes convencionales realizan operaciones a corto medio plazo en las que la electricidad renovable pudiese participar en función de su grado de seguridad de suministro.
- c. Licitaciones internacionales de electricidad distinguiendo las de fuentes convencionales y renovables por tecnologías. Estas licitaciones a a largo plazo dan seguridad a la inversión en capacidad convencional, si fuera necesario, y al desarrollo de las renovables. (requiere el desarrollo de las infraestructuras de transmisión)
- d. La apertura regulatoria al mercado europeo.

Los operadores de la red REE y el operador del mercado OMIEL, y los servicios especializados de AEMET cuentan con conocimiento e información suficiente para

⁸²⁶ En Mexico, las subastas de renovables no distinguen entre tecnologías, lo que está haciendo que el potencial de recursos de energías renovables se desplace hacia la energía solar fotovoltaica, con resultados de precios de licitación en el límite de lo considerado como precios temerarios.

⁸²⁷ Es frecuente que se activen los gastos de reparación que supongan un alargamiento de la vida útil de la instalación, como por ejemplo las turbinas hidráulicas.

predecir la demanda de energía a medio-largo plazo con la precisión requerida en un escenario a medio largo plazo.

87.6. Tarifa Último Recurso.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril definió la Tarifa Último Recurso TUR como los precios máximos establecidos por la Administración para determinados consumidores, para quienes se concibe el suministro eléctrico como un servicio universal, tal como contempla la Directiva 2003/54/CE.

Los comercializadores de último recurso designados por el Ministerio de Industria y Energía fueron: Endesa Energía XXI, Iberdrola Comercialización de último recurso, Unión Fenosa Metra, Hidrocarbónico Energía último recurso, E.ON Comercializadora de último recurso.

Según el RD, los precios de la TUR se determina mediante:

- El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará al menos semestralmente con base en los precios de los mercados a plazo.
- Los peajes de acceso que correspondan.
- Los costes de comercialización que correspondan.

Los Costos de Producción determinados en los mercados a plazo están basados en las subastas CESUR que se han venido celebrando desde hace 6 años, en una iniciativa del gobierno socialista, para obtener los precios más favorables para la tarifa último recurso. Siempre ha existido la sensación de que los precios PCS obtenidos en las subastas eran superiores a los precios medios mensuales del mercado spot. He analizado los datos de OMIE de los años 2012 y 2013 haciendo una comparación de los precios de mercado con respecto a las subastas CESUR en base y sus diferencias con respecto a los precio medios mensuales de mercado diario, PMD.

En las subastas CESUR ha sido habitual que los vendedores de electricidad fuesen entidades financieras, tales como Morgan Stanley, Goldman Sachs, Royal Bank of Scotland y Deutsche Bank⁸²⁸ y compañías generadoras de España y Europa, como EDP, EGL y EDF Trading, Los compradores son las compañías eléctricas españolas de “último recurso”

En el año 2012 se subastaron 178.337 GWh. En general, los precios⁸²⁹ de los cuatro periodos trimestrales de la subasta fueron superiores a los precios de mercado en un

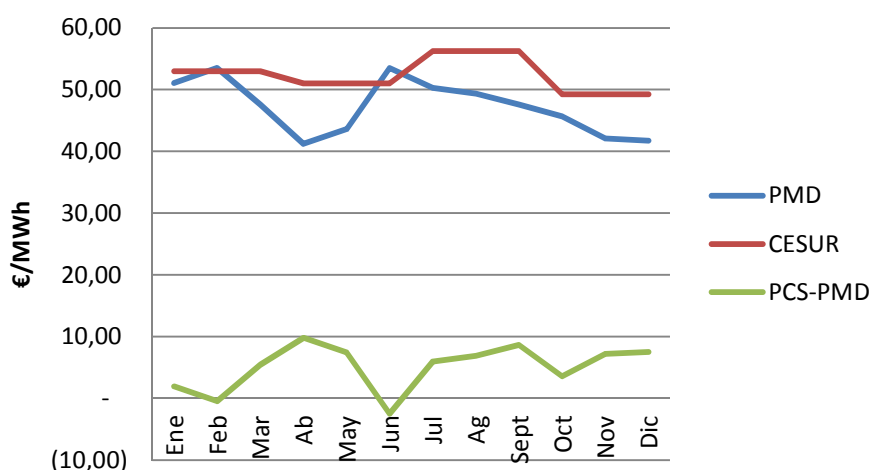
⁸²⁸ Según cita OCHOA, J.L, en su artículo “Morgan Stanley y Goldman Sachs, los más activos en la Subasta Eléctrica” publicado en la revista de Coop 57. Diciembre de 2013.

⁸²⁹ En los gráficos 73 y 74 vemos los Precios de Mercado Diario PMD, los precios de las Subastas CESUR, PCS, y la diferencia de precios entre el mercado y las subastas PMD-PCS, en los años 2012 y 2013.

valor promedio de 5 €/MWh lo que representa un extracosto de más de un 10% de incremento sobre el precio de mercado.

En 2013 se subastaron 185.148 GWh. Durante el primer semestre los precios de subasta fueron mayores que los del mercado con diferencias importantes en marzo y abril debido a una situación anómala en cuanto a menor demanda y elevada producción eólica e hidráulica que llevó a precios de mercado de 18,17 €/MWh en abril. A partir de julio los precios de mercado fueron superiores a los precios de tarifa con precios de mercado en diciembre que llegaron a más de 63 €/MWh de media y con puntas de hasta 90 €/MWh lo que ya anunciaba el camino a seguir por la subasta nº 25, de 19 de diciembre de 2013.

Gráfico 73. Precio Mercado mensual vs. Subastas CESUR 2012



Fuente OMIE. Elaboración propia.

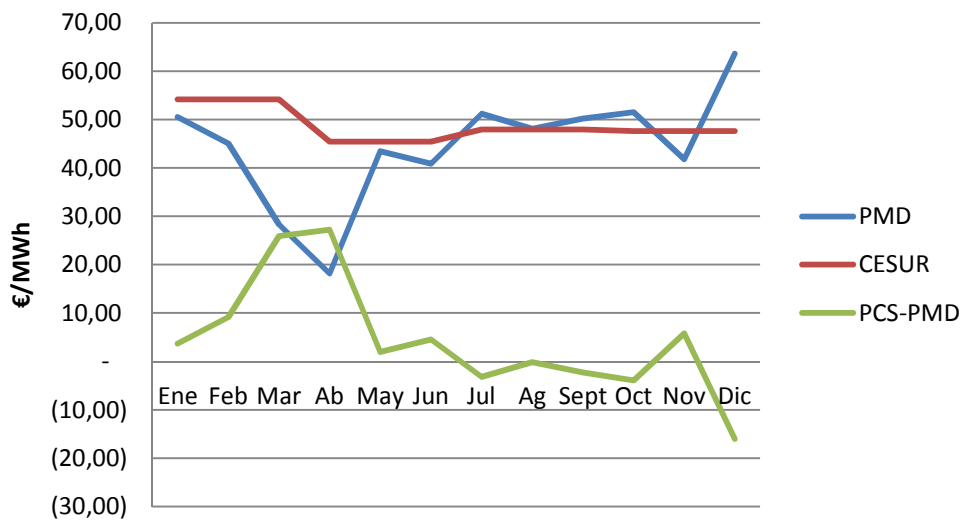
En estas fechas coincidieron unas condiciones climáticas con una entrada brusca del invierno y temperaturas bajas, un nivel muy bajo de precipitaciones y viento (un 28% inferior al mismo periodo del año anterior), lo que hizo que la demanda se atendiera principalmente con generación convencional, gas y carbón. Eso puso de manifiesto claramente la situación de precios que se tendrían en el supuesto de no existir las renovables.

La subasta nº 25 alcanzó el precio de 61,83 €/MWh y reflejó la situación de precios en el momento, eso sí, sin tener en cuenta que en el periodo trimestral la situación de las renovables volvería a sus producciones habituales. También se comentó que los participantes quisieron resarcirse de las pérdidas de la Subasta nº 24, Pero el Gobierno vio en esta subasta una amenaza para las tarifas TUR con alto impacto y costo social y político. Y la anuló con gran revuelo mediático implicando a los actores, a las compañías eléctricas y, en general a todo el sector, por utilizar procedimientos

poco ortodoxos.⁸³⁰ Además se solicitó a la CNMC, en donde hoy reside la antigua Comisión Nacional de Energía, la realización de un informe sobre la subasta, cuyas conclusiones determinaron que no se encontró ninguna práctica ilegal en ella destacando que “*concurrieron circunstancias atípicas que impidieron que la puja se realizara en un entorno de suficiente presión competitiva*”.

Para paliar la situación creada por la anulación de la Subasta 25 y en consecuencia del mecanismo de fijación de precios para la TUR, el Gobierno publicó el Real Decreto ley 17/2013 de 27 de Diciembre de 2013 por el que se desarrolla el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos en el primer trimestre de 2014 al precio voluntario para el pequeño consumidor PVPC instituido por la Ley del Sector Eléctrico 24/2013.

Gráfico 74. Precio Mercado mensual vs. Subastas CESUR 2012



Fuente OMIE. Elaboración propia

Se creó un mecanismo transitorio para la definición del Precio Voluntario del Pequeño Consumidor PVPC del 1er trimestre de 2014, utilizando como referencia los precios públicos del Operador del Mercado Ibérico en los seis últimos meses, resultando un precio de 48,48 €/MWh en base y de 56,27 €/MWh en punta.

88. Efectos de Liberalización del Sector Gas.

España es casi totalmente dependiente de la importación de gas principalmente de los yacimiento del norte de África siendo recibido inicialmente en su mayor parte como LNG (70% en 2007) hasta la puesta en marcha del gasoducto de Magreb a Europa en

⁸³⁰ BARRERO, A. (2014). “¿Por qué anuló el gobierno la 25ª subasta Cesur?”. *Revista Energías Renovables*.

1996 que conecta Hassi R'Mel con Tarifa y el gasoducto submarino de Hassi R'Mel con Almería en 2013⁸³¹.

El proceso de Liberalización del Sector del Gas, iniciado en 2003, no ha supuesto un cambio sustancial en la estructuración del sector principalmente en la actividad de transporte en la que una sola empresa, Enagás Transporte, mueve el 85% del volumen de gas⁸³². Así lo indican Giulio Federico y Xabier Vives⁸³³, para los que el proceso de liberalización del sector del gas no se está cumpliendo ya que las empresas del sector se reservan la capacidad de importación para sus operaciones a largo plazo debido a la integración vertical en las actividades de producción y transporte.

Según Rasines García (1998)⁸³⁴, el mercado de gas en España se ha caracterizado siempre por una fuerte monopolización e intervención administrativa desde la adquisición del gas en el exterior hasta su distribución y venta a consumidores finales. La actividad de importación quedaba encomendada exclusivamente a aquellas sociedades concesionarias de la red nacional de gasoductos. La actividad de distribución y venta se generaba asimismo en régimen de concesión administrativa en un determinado ámbito geográfico y temporal, de forma exclusiva, a un único titular de la concesión.

El 29 de Septiembre de 2016, la Comisión Europea solicitó formalmente a España que garantizase la correcta aplicación de la Directiva sobre electricidad (Directiva 2009/72/CE) y la Directiva sobre el gas (Directiva 2009/73/CE). Véase apartado 0

No obstante los incumplimientos del proceso de liberalización y la integración vertical de las actividades de producción y transporte, la actividad de distribución cuenta con 17 empresas de implantación regional y con 66 comercializadores. Esto, ha llevado a que los clientes que contratan con una empresa comercializadora significan prácticamente el 100% del consumo, a excepción de algunos consumidores que se mantienen en tarifa regulada. Todo ello a pesar, como indica Javier de Quinto Romero,⁸³⁵ de la asimetría de riesgos asumibles por vendedores y compradores de gas, la escasa capacidad de compra de muchos agentes, riesgo regulatorio, necesidad

⁸³¹ PORTILLO, J.M. (2000), *El papel del gas natural en las relaciones hispano-argelinas (1970-1985)*, Universidad Complutense de Madrid, Madrid.

⁸³² Información de la publicación "Energía 2015" del Ministerio de Industria, Turismo y Energía,

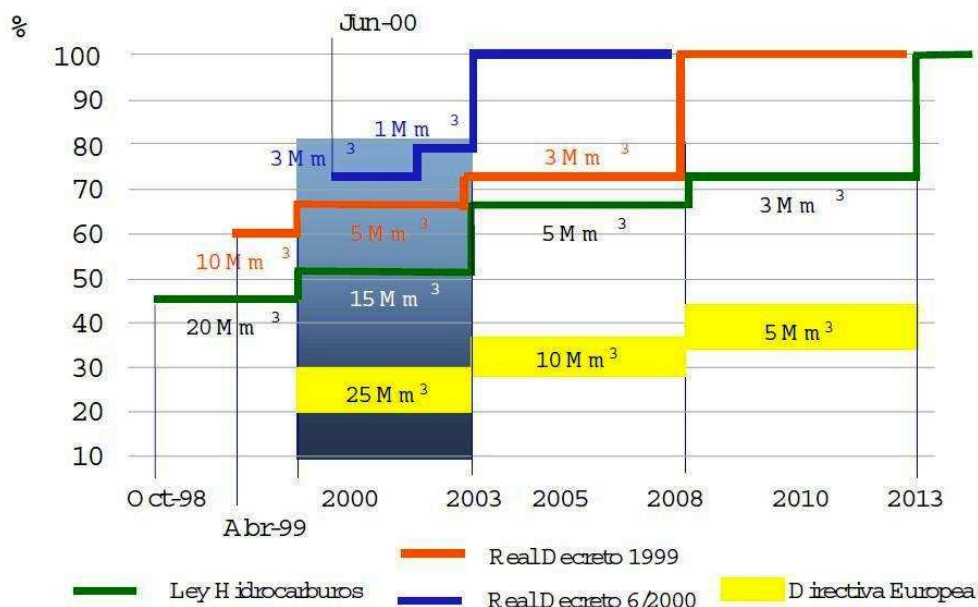
⁸³³ FEDERICO, G., VIVES, X., & FABRA, N. (2008). Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets. *Public-Private Sector Research Center. IESE Business School, IESE-Deusto*.

⁸³⁴ RASINES GARCÍA, L. (1998). *El gas natural en España: del monopolio a la competencia*. Tesis Doctoral, UPV, Bilbao.

⁸³⁵ DE QUINTO, J. (2002), "La liberalización del mercado del gas natural". *op. cit.*, pp 132 y ss

de promover cautelas relativas a la seguridad de abastecimiento, escasa capacidad de almacenamiento, etc.

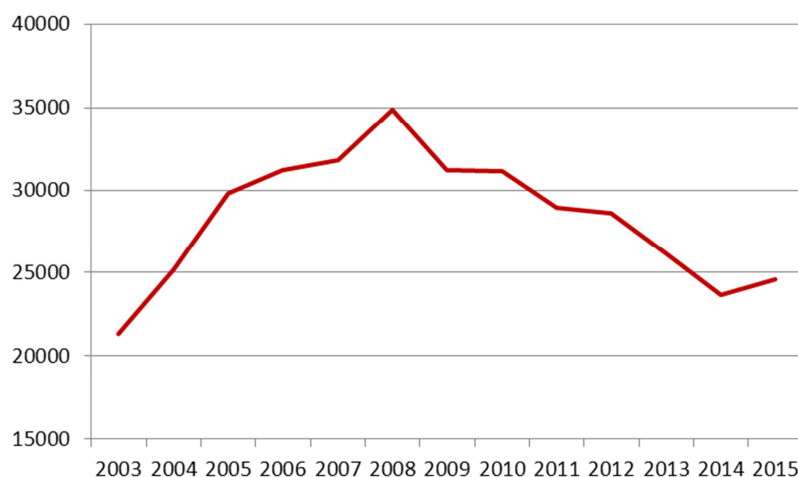
Grafico 75. Evolucion de la contratación de gas desde el inicio de la liberalización del sector.



Fuente CNE

La incorporación de los ciclos combinados, industrial y doméstico desde el año 2003 al año 2008 supuso un consumo que creció desde 21.000 koe a cerca de 35.000 koe. Con la crisis económica y su efecto en la demanda de energía y en electricidad el consumo se redujo en un 70%, por debajo del consumo en el año 2004⁸³⁶.

Grafico 76. Evolución del mercado de gas natural ktoe. 2003-2015



Fuente. Sedigas

⁸³⁶ Sobre la crisis en la demanda del gas, *vid*: "Como el Sector Gasista ha afrontado la Crisis", A.LLARDEN, Presidente de Enagas. 2012. Presentación.

En julio de 2009 se crea la Tarifa Último Recurso de Gas para consumidores de menos de 50.MWh/año

88.1. Determinación de los Precios del Gas.

Si entender la factura de consumo de electricidad resulta difícil, no menos lo es la del gas con la diferencia de que, al menos hasta ahora, el consumidor es más sensible a los precios de la electricidad que a los de gas. Las tarifas de último recurso para el consumidor se calculan por el procedimiento descrito en la Orden ITC/1660/2009⁸³⁷.

Se distinguen dos tarifas en función del consumo anual; la denominada TUR 1 aplicable a consumidores de menos de 5.000 kWh y la TUR 2 para consumos no superiores a 50.000 kWh.⁸³⁸ Parecería razonable que la tarifa TUR 1 tuviese un mayor rango de consumo para no penalizar a los consumidores domésticos y no favorecer a la actividad empresarial de pequeña actividad y servicios. Las tarifas industriales T3 y T4 abarcan los rangos de consumo entre 50 MWh año y 100 MWh año y de más de 100 MWh año, respectivamente. Estos bloques tarifarios no son coincidentes con los recogidos en las estadísticas de Eurostat.

La tarifa último recurso se compone de un término de costos variables y un término de costos fijos. Como costos variables se considera la suma de los costes, peajes y cánones siguientes:

- coste de la materia prima, que incluye el coste asociado a las mermas y al riesgo de cantidad
- peaje de transporte y distribución (Tvi),
- peaje de regasificación (Tvr),
- peaje de descarga de buques, valor medio.
- coste medio del canon de almacenamiento subterráneo,
- canon de almacenamiento de GNL, costo medio.
- coste de comercialización.

El término fijo incluye:

- peaje de transporte y distribución.
- término de reserva de capacidad.
- término fijo del peaje de regasificación.
- coste fijo de comercialización.

A partir de aquí, la metodología de cálculo de cada componente de costo es compleja no tanto en su formulación, sino en la definición de los términos y su cuantía, lo que

⁸³⁷ Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

⁸³⁸ Como referencia el consumo medio de una vivienda de 100 m² con una familia de 4 miembros y en la zona media climática peninsular puede alcanzar los 12.000 kwh año.

me lleva a la conclusión de que los costos aportados por los operadores no son transparentes.

Ya en el año 2010, la Comisión Nacional de Energía realizó un informe a solicitud del Ministerio de Industria de una propuesta de orden para la modificación de la metodología de cálculo de la tarifa último recurso que en sus consideraciones previas decía que *“a diferencia de otros mercados europeos, que disponen de mercados organizados de gas que permiten conocer la cotización diaria del gas en el mercado mayorista, el mercado español carece en la actualidad de un precio de referencia de mercado fiable para el cálculo del coste del gas natural. La carencia de precios de referencia en el mercado español hace muy difícil para el regulador la determinación del coste de materia prima”*.⁸³⁹

La Orden ITC/1506/2010⁸⁴⁰, de 8 de junio, actualiza las fórmulas publicadas para adecuarlas al incremento del número de subastas y, por otra parte, se introdujeron algunas modificaciones que afectan a las fórmulas de imputación de los peajes.

La Comisión Nacional de Energía a solicitud del Ministerio de Industria, realizó en junio de 2012 un informe para la modificación de la fórmula vigente de determinación del coste de materia prima. Como consideración de carácter general, la CNE insiste en que: *“el cálculo del coste de la materia prima a partir de una fórmula determinada, en gran medida reglamentariamente, no constituye la mejor solución al problema de la ausencia de señales de precios transparentes y representativos en el mercado mayorista español”*.

Y argumenta que esto es así por dos razones fundamentales. Por un lado porque la fórmula está basada en estimaciones y supuestos realizados por el regulador sobre aspectos claves del coste de aprovisionamiento de gas. Por otra parte, porque la fórmula está expuesta a modificaciones adicionales en la medida en que vaya cambiando el contexto energético internacional. La Comisión se reiteraba en que la solución a la ausencia de precios transparentes en el mercado mayorista de gas en España residía en la introducción de un mercado organizado y de medidas de fomento de la liquidez del mismo en línea con el modelo de mercado europeo del gas (*“gas target model”*) establecido por el grupo de reguladores europeos ERGEG”

⁸³⁹ El coste de materia prima se calcula mediante una fórmula que combina el precio del gas en los mercados internacionales (Reino Unido – NBP y Estados Unidos –Henry Hub), el precio de gas resultante de una fórmula referenciada al petróleo Brent (que se supone basada en las fórmulas de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo de los comercializadores españoles) y el coste del gas resultante de la subasta de gas para último recurso. Los valores de cada uno de estos precios son muy diferentes entre sí, por lo que las ponderaciones que se atribuyan a cada uno de ellos en la fórmula de cálculo del coste de materia prima en la TUR pueden afectar en gran medida al valor final resultante.

⁸⁴⁰ Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

88.2. Evolución de los precios de gas en España.

Cuadro 46. Tarifas Gas Industriales y Domésticas UE

Tarifas Industriales Gas 2014 impuestos incluidos €/kWh

MWh/año	I1	I2	I3	I4	I5
	< 277,8	278 2.778	2.778 27.780	27.780 1.111.200	>1.111.200
Francia	0,0726	0,0563	0,0445	0,0352	0,0306
España	0,0670	0,0550	0,0452	0,0420	0,0394
Alemania	0,0576	0,0548	0,0478	0,0379	0,0351
Dinamarca	0,0863	0,0867	0,0782	0,0773	0,0763
Italia	0,0755	0,0565	0,0386	0,0319	0,0305
UK	0,0742	0,0458	0,0417	0,0343	0,0301

Tarifas Domésticas Gas 2014 €/kWh

MWh/año	D1		D2		D3	
	s/ imp.	c/imp	s/ imp.	c/imp	s/imp	c/imp
		< 5,6		5,5-55		> 55
Francia	0,1249	0,1512	0,0626	0,0762	0,0510	0,0621
España	0,0986	0,1221	0,0769	0,0959	0,0562	0,0708
Alemania	0,0810	0,1063	0,0513	0,0681	0,0474	0,0634
Dinamarca	0,0342	0,0878	0,0342	0,0878	0,0342	0,0878
Italia	0,1039	0,1370	0,0626	0,0951	0,0480	0,0766
UK	0,0924	0,0970	0,0615	0,0646	0,0535	0,0561

88.3. Déficit del Sector del Gas.

Las señales emitidas por las autoridades energéticas a partir de 1998 en cuanto a la demanda energética, nunca contestadas por el sector, junto a la consiguiente necesidad de la construcción de infraestructuras para atender la demanda prevista tanto por la planificación indicativa como por la planificación vinculante, han llevado al sector a alcanzar una dimensión estructural que no se corresponde con las necesidades en un momento de estancamiento de la demanda.

En consecuencia hay un balance negativo entre costos e ingresos que en el año 2011 que ha superado el 10% y que tiende ampliarse como consecuencia de la incorporación de nuevas infraestructuras previstas en la planificación. En el año 2008 el consumo fue de 449.000 GWh y en el año 2013 de 303.278 GWh⁸⁴¹ con una participación decreciente en la generación de electricidad de 69.452 GWh y de 38.140 GWh en cogeneración. El déficit estructural en el año 2013 se estimaba en 326 millones de euros y el déficit acumulado se cuantificaba en 813 millones de euros.

⁸⁴¹ Energía 2013. Secretaría de Estado de Energía.

Este déficit según la propia Ley, será soportado por los titulares de las instalaciones durante un periodo de 15 años siendo la anualidad reconocida, más sus intereses, como un costo del sistema que finalmente será soportado por el consumidor. Según la CNMC el déficit en 2016 se estima en 189 millones de euros y para 2017 se prevé un déficit de 262 millones de euros. El Gobierno tiene un déficit reconocido de 1.025 millones de euros hasta fin del 2014.

Además de este déficit, el sector gasista tiene un déficit de 170 millones de euros como consecuencia del acuerdo con Argelia en la renegociación de sus contratos con España y 2.419 millones por el cierre del fracasado almacenamiento subterráneo de Castor.

Esta situación fue puesta en evidencia públicamente por el RD Ley 13/2012⁸⁴² por el que se adoptan medidas urgentes para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista que en el caso que nos ocupan se ciñen a modificaciones de la Ley 34/1998:

- Modificación en la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural que sustancialmente consiste la demora de un año en el pago de la retribución devengada y la limitación de retribuciones en más de un año natural. Adjudicación de los trabajos de operación y mantenimiento con criterios de concurrencia, transparencia y mínimo coste.
- Suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular.
- Suspensión de las autorizaciones administrativas de nuevos gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida hasta la aprobación de una nueva planificación por el Consejo de Ministros.
- Realización por la Comisión Nacional de Energía de una nueva metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas.
- Prórroga de la tarifa de último recurso a aplicar en el primer trimestre de 2012.
- Derogación de los puntos e) y i) del artículo 49 de la Ley 34/1998 relativos a la suspensión de exportaciones de productos energéticos y a la intervención del Gobierno en los precios de venta al público de los derivados del petróleo.
- Definición de las instalaciones de la Red Básica de Gas Natural que tengan la consideración de instalaciones pertenecientes a la red troncal de gas natural.

⁸⁴² Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en su preámbulo, expone la importante reducción en el consumo de gas, como origen del déficit estructural. Se establecen dos principios para la sostenibilidad del sistema.

Un primer principio por el que cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.

Un segundo principio por el que los ingresos generados por el uso de las instalaciones satisfagan la totalidad de los costes del sistema. En el año 2014 se subieron los peajes un 2,3% pero el déficit de tarifa sigue ascendiendo.

89. Freno al desarrollo de las Energías Renovables.

La expansión de las instalaciones de generación a partir de fuentes de energías renovables estuvo impulsada por los sucesivos planes PER de energías renovables, en cuanto a sus objetivos de mínimos, articulándose medidas e incentivos para alcanzar los objetivos previstos. Nadie pensó en que la dinámica de inversiones en el sector, cuyos actores principales fueron las empresas constructoras y las entidades financieras, llevaran a un escenario que superase todos los presupuestos y que requirió del sistema energético una capacidad de adaptación y la disposición de recursos económicos por encima de cualquier previsión⁸⁴³.

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica fueron la atracción de muchos inversionistas movidos por las tarifas del RD 661/2007⁸⁴⁴ que, para instalaciones con potencia instalada de menos de 100 kW, tenían una prima de referencia de 44 c€/kWh y para las comprendidas entre 100 kW y 10 MW una prima de referencia de 41,75 c€/kWh, en ambos casos en los primeros 25 años de vida.

Este panorama de precios de energía solar movió a las entidades financieras a establecer líneas de crédito para sus clientes con condiciones de tipos de interés y plazos muy atractivos, con el argumento comercial de que la ley garantizaba los pagos del precio indicado. Muchos inversionistas privados consideraron estas inversiones como un plan de pensión de jubilación adicional, sin darse cuenta de que los bancos exigieron, como es lógico, garantías personales. Como veremos, las sucesivas reducciones de primas y limitación de horas condujeron a muchos pequeños

⁸⁴³ DEING, J. (2015). "Spain's Feed-In Tariff Cuts Were Based on Incomplete Data, Charge Critics". GreenTech Media. 14.4.2015

⁸⁴⁴ RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

inversionistas a situaciones muy comprometidas, incapaces de pagar la deuda adquirida.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 1999-2010, tras su revisión por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 incrementó el objetivo de potencia eólica en 2010, pasando de 8.155 MW a 20.155 MW y en fotovoltaica de 150 MW a 500 MW. En agosto del año 2007, tan solo tres meses después de la publicación del RD 661/2007, ya se habían instalado 371 MW, el 85 % de la potencia objetivo prevista para el año 2010. Y la potencia real instalada en mayo de 2008, para sorpresa de todos los organismos energéticos, era de 1.000 MW. Recordemos que, en el Plan de Renovables de 1999 se temía que la potencia instalada no alcanzase los objetivos del 2007.

89.1. Retribución de actividad fotovoltaica. Real Decreto 1578/2008.

El Gobierno, por medio del RD 1578/2008⁸⁴⁵, entendió que había que acotar el inesperado y sorprendente desarrollo de las instalaciones de fotovoltaica, no solo por el lado de las primas sino también por el lado de la potencia instalada con un mayor control de la nueva potencia instalada para lo que se creó un registro de preasignación.

Se tenía el temor de que un frenazo brusco en el desarrollo de la energía solar fotovoltaica echase por tierra la actividad tecnológica e industrial asociada a esta fuente de energía, por lo que diseñó un objetivo anual de potencia instalable que fuera aumentándose de acuerdo con la evolución regresiva de los costos de los materiales fotovoltaicos. En definitiva se trataba de contener el costo por kW sin perjudicar la rentabilidad de las inversiones⁸⁴⁶. Las inscripciones en el registro de preasignación de retribución, se asociaban a un periodo temporal que se denominó “convocatoria”, que daba derecho a la retribución que quede fijada en dicho periodo temporal.

El modelo de desarrollo de la energía fotovoltaica en España era objeto de muchas críticas por parte de las compañías eléctricas no tanto por el encarecimiento de la factura energética –la producción de electricidad era mínima en comparación con la demanda– sino porque veían en ella la amenaza del inicio de la generación distribuida. Algunas asociaciones de energías renovables, intuyeron lo insostenible del modelo y defendieron el modelo de Alemania que centraba sus esfuerzos en las instalaciones en los edificios y viviendas.

⁸⁴⁵ RD 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

⁸⁴⁶ SAWIN, J. (2006). National policy instruments: Policy lessons for the advancement & diffusion of renewable energy technologies around the world. *Renewable Energy. A Global Review of Technologies, Policies and Markets*.

El Gobierno era consciente de que el modelo alemán⁸⁴⁷ tenía mayor sentido desde el punto de vista de la sostenibilidad energética y fomentó, por medio de este RD, las instalaciones en techos, cubiertas y fachadas creando un nuevo tipo de instalaciones, tipo I.1, de menos de 20 kW con una potencia de 267 MW y con un reparto de la potencia de la primera convocatoria del 10% para las instalaciones pequeñas –modelo que a mi modo de ver estaba algo descompensado– y un tipo I.2 con una potencia de 133 MW. Estos cupos de potencia se incrementaron por medio de una disposición transitoria única para los años 2009 en 100 MW y 60 MW por convocatoria en 2010.

Los inversores quisieron aprovechar los últimos momentos de precios de referencia altos hasta la entrada en vigor de este RD, hasta el punto de provocar un desabastecimiento de paneles solares que solo pudo ser compensado con importaciones de paneles de otros países de Europa y principalmente de China, pasando por alto los sistemas de control de la calidad. Hubo ocasiones en que los *brokers* que traían material fotovoltaico en barco desde el extremo oriente hacían subastas durante la travesía recalando allí donde pagasen más, imitando así al mercado de petróleo. Muchas instalaciones no se terminaron antes de la fecha límite y la picaresca llevó a algunos instaladores o promotores a generar energía mediante grupos diésel para demostrar, mediante las correspondientes facturas, que se había vendido energía a la red antes de la fecha límite.

Hay que decir que, como ocurrió con otras tecnologías en renovables, los inversores que desarrollaban proyectos en la modalidad de *Project Finance* en los que la garantía financiera era el propio proyecto, estaban acostumbrados a apalancamientos financieros del 80% y 90%, con rentabilidades al *equity* (capital privado) del 15 al 20%. Lo que ocurrió en el fondo es que se creó una burbuja fotovoltaica que al final se pinchó, no solo por las disposiciones contenidas en este RD sino por el marco político posterior.

89.2. Medidas en el sector energético RD Ley 6/2009.

Al poco tiempo, el RD Ley 6/2009⁸⁴⁸ argumentaba en su expositivo que el déficit de tarifa generado por la diferencia entre la recaudación por las tarifas reguladas y lo que pagan los consumidores, era insostenible. Entre las medidas tomadas se establecieron mecanismos respecto al sistema retributivo del régimen especial y la creación de un registro de preasignación para todas las instalaciones del régimen especial, para cuya inscripción los proyectos debían de contar con una concesión de punto de acceso y conexión firme por parte de la compañía distribuidora o de REE, el depósito del aval

⁸⁴⁷ También en Alemania, en el año 2007, se produjo una reducción del *feed in tariff* en FV, que fue anunciada y generó una demanda inusitada de instalaciones y una caída posterior en vertical, aunque en poco más de un año se recuperó el ritmo de las inversiones.

⁸⁴⁸ RD Ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

correspondiente, autorización administrativa otorgada por el órgano competente, licencia de obras, justificación de la capacidad técnica y económica, y de un acuerdo de compra del 50 % del valor de los equipos.

La Orden ITC/3519/2009⁸⁴⁹, de 28 de diciembre, revisó los peajes de acceso a las redes de distribución y transporte, y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de enero de 2010⁸⁵⁰. En la tabla siguiente comparo las tarifas reguladas y primas del RD 661/2007 con las de la ITC3519/2009 en las actividades con más peso en el conjunto de las energías renovables, fotovoltaica, solar térmica y eólica, en las que se aprecia un incremento general de +/- 5.5 % en todos los supuestos.

Cuadro 47. Comparación tarifas y primas 2007-2010.

TARIFAS Y PRIMAS . COMPARACION 2007-2010										
Grupo	Potencia		RD 661/2007				ITC 3519/2009			
			Tarifa	Prima Ref	LS	LI	Tarifa	Prima Ref	LS	LI
			Regulada c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	Regulada c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
Fotovoltaica	P≤100kW	25 años	44,0381				46,5897			
		>25 años	35,2305				37,1280			
	b.1.1 100kW≤P≤10MW	25 años	41,7500				44,1690			
		>25 años	33,4000				35,3352			
10MW≤P≤50MW	25 años	22,9764				24,3077				
	>25 años	13,8311				19,4462				
Solar Term.	b.1.2	25 años	26,9350	25,4000	34,398	25,4038	28,4983	26,8717	36,3906	28,8757
		>25 años	21,5498	20,3200			22,7984	21,4973		
Eolica	b.2.1	20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275	7,7471	3,0988	8,9866	7,5405
		>20 años	6,1200	0,0000			6,4746	0,0000		

Fuente BOE. Elaboración propia.

Es un tanto sorprendente este nuevo escenario al alza de tarifas y primas, cuando por otro lado, desde muchos estamentos políticos y empresariales, se estaba haciendo responsables a las energías renovables del origen y magnitud del déficit de tarifa. La interpretación más generalizada era que el gobierno socialista sentía que su política energética, orientada a la sostenibilidad energética, estaba entrando en un escenario de precios ajustados y que era necesario enviar a los generadores y al sector señales de coherencia entre sus políticas y la realidad.

⁸⁴⁹ Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

⁸⁵⁰ LEWIS, J. I., & WISER, R. H. (2007). "Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms". *Energy policy*, 35(3), 1844-1857.

El RD 1565/2010⁸⁵¹ destacaba la obligación de que en los edificios que albergasen las instalaciones existiera un punto de suministro de potencia contratada de al menos un 25 % de la potencia nominal de la instalación que se pretendía ubicar. Además, a través de la Disposición adicional cuarta de este RD 1565/2010 las instalaciones fotovoltaicas⁸⁵² fueron objeto de una reducción extraordinaria de la tarifa fotovoltaica para la primera convocatoria de preasignación a partir de la entrada en vigor de dicho Real Decreto por el que se aplicaban unos factores reductores para distintas instalaciones:

- Instalaciones de tipo I.1: 0,95
- Instalaciones de tipo I.2: 0,75
- Instalaciones de tipo II: 0,55

En esta misma disposición, se regulan los parques eólicos experimentales en tierra definiendo los distintos tipos de iniciativas públicas o privadas, los criterios para su consideración como parques experimentales y la creación de un registro de preasignación de retribución específico.

Se modificó el régimen económico para las instalaciones innovadoras de tecnología solar-termoeléctrica abriendo la posibilidad de una retribución adicional para instalaciones singulares e innovadoras con un límite de 80 MW. Se consideraron como aspectos innovadores los relativos a la capacidad y posibilidades de almacenamiento de energía, la contribución a la mejora de la seguridad del sistema y el estado de tramitación de los proyectos. Se modificaron las potencias unitarias de las instalaciones, siendo las del tipo I.1 de menos de 20 kW y I.2 superior a 20 kW. El precio señalado para el Tipo I.1 en la primera convocatoria fue de 34 c€/kWh y para el Tipo I.2 de 32 c€/kWh, igual que para el Tipo II. Para las siguientes convocatorias se utilizó una fórmula de actualización de precios.

89.3. RD 1614/2010, de 7 de diciembre. Solar termoeléctrica y eólica.

Tan solo 20 días más tarde de la publicación del RD 1565/2010, se publicó el RD 1614/2010⁸⁵³ en el que se expone el crecimiento de las instalaciones del régimen especial, en particular eólica, fotovoltaica y solar termoeléctrica, habiéndose alcanzado los objetivos previstos para el año 2010. Y dentro de una clara contradicción, alude a las dificultades de estabilización de las necesidades de la capacidad de respaldo en el sistema, en una situación en la que las curvas de aprendizaje de las distintas

⁸⁵¹ RD 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

⁸⁵² OLMO, I. R. (2014), "Las renovables ante los recientes cambios normativos: el episodio jurisprudencial del RD 1565/2010, que modifica la tarifa retributiva de la energía fotovoltaica". *Actualidad Jurídica Ambiental*, (3).

⁸⁵³ RD1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

tecnologías renovables no lo permiten. En consecuencia el RD 1565/2010 pretende resolver determinadas ineficiencias en la aplicación del RD 6/2009, con el fin de asegurar la aplicación del régimen económico del 2007 a los proyectos en fase de maduración avanzada.

La argumentación no se sostenía, porque en el año 2010, para una potencia instalada de 26.943 MW renovables, había un parque de producción instalado de 76.803 MW de capacidad no renovable, siendo el total de la potencia instalada 103.746 MW. Si tomamos como referencia un día de elevado consumo como pudo ser el 1 de diciembre de 2010, la punta de demanda horaria se produjo a las 20 horas y fue de 42.055 MWh. En el mix de potencia instalada en el año 2010, el factor ponderado de disponibilidad de las plantas de generación de electricidad– incluidas la plantas de energías renovables– era de un 53,5% con lo cual la energía máxima producible en esa franja horaria era de 55.504 MWh, es decir un 31,5% más de la energía demandada. En consecuencia la potencia instalada estrictamente necesaria para tal producción hubiese sido 78.607 MW lo que supone un excedente de potencia instalada de 25.139 MW en un momento de punta de consumo.

El 35,1% de la producción de esta energía del 1 de diciembre de 2010⁸⁵⁴, se obtuvo por ciclos combinados, el 15,6 % por nucleares, el 13,9% de otras plantas de régimen especial, el 12,8% de energía eólica, el 11,8% de térmicas de carbón y el 10,8% de hidráulica. Si hiciéramos la suposición de que todo el régimen renovable estuviese parado, la potencia no renovable instalada hubiera podido suministrar la totalidad de la demanda con un factor de disponibilidad del 64,8%, es decir habría una sobrecapacidad instalada de 11.903 MW, equivalente a 17 ciclos combinados de 700 MW de potencia instalada.

Pues bien, a pesar de que estos análisis eran evidentes para el legislador, una de las medidas tomadas fue la reducción del número de horas anuales equivalentes de referencia en las renovables, que en definitiva es una forma de reducir la potencia instalada de unas tecnologías con bajo factor de disponibilidad, y que por tanto afecta poco a la producción de energía, lo que induce a pensar que la razón de fondo estaba más en la reducción de precio que en la teórica sobrecapacidad y en llevar más carga a las instalaciones de generación convencional.

En el caso de la energía eólica para instalaciones acogidas al RD 661/2007, y las de potencia superior a 50 MW, el límite de horas de producción retribuidas al régimen especial, número de horas equivalentes de referencia, se estableció en 2.589 horas año, cuando el número de horas media de horas de funcionamiento anual del conjunto de las instalaciones eólicas superase las 2.350 horas año. También se redujeron las

⁸⁵⁴ Fuente REE.

horas equivalentes de referencia en la solar térmica. El exceso de facturación por mayor número de horas debía ser retornado. En ambos casos, solar térmico y eólico, las instalaciones inscritas en el registro de preasignación de retribución del RD-Ley 6/2009, estos valores no serían revisables durante su vida operativa.

Adicionalmente la retribución de la electricidad de las instalaciones de energía eólica vio reducidas las primas de referencia recogidas en el RD 661/2007, en línea con lo ya anunciado en el artículo 44.3, aplicando a las primas un factor reductor de 0,65 hasta el 31 de diciembre de 2012, no aplicándose la revalorización anual. En compensación a este inesperado recorte de la retribución, se concedió una ampliación de instalación de potencia de 300 MW para instalaciones con acta de puesta en marcha, pero sin inscripción en el registro de preasignación de retribución, con venta de la energía al mercado hasta 2011 o 2012, acogándose después a las tarifas del RD 661/2007.

89.4. Medidas Urgentes contención del déficit tarifario.

Nuevamente, y tan solo 15 días después de la puesta en práctica de una serie de acciones en materia de reducción de horas netas equivalentes y tarifas, se publica un nuevo Real Decreto-Ley 14/2010⁸⁵⁵, de 23 de diciembre, por el que se establecían medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. En este caso, al menos, el fin y los objetivos no estaban disfrazados, definiendo el déficit tarifario como la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los costos de las actividades reguladas. Para alcanzar estos objetivos se modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, limitando el déficit de ingresos en el periodo 2009 a 2012.

Sin establecer un nexo argumental entre el objetivo de corrección del déficit de tarifa y las energías renovables como origen, se limitan las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas retribuidas a las tarifas reducidas por los factores del RD 1565/2010, trasladando la visión del regulador de que las energías renovables eran causa del déficit energético. La aplicación se hacía efectiva el 1 de enero del 2011

⁸⁵⁵ RD-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Cuadro 48. Horas equivalentes de Referencia, Solar Fotovoltaica.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia				
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalacion seguimiento 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalacion seguimiento 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Sin perjuicio de la limitación indicada, hasta el 31 de diciembre de 2013 las horas equivalentes de referencia para las instalaciones acogidas al RD 66/2007 serán:

Tecnología	Horas equivalentes de referencia
Instalación fija	1.250
Instalacion seguimiento 1 eje	1.664
Instalacion seguimiento 2 ejes	1.707

Finalmente, entendiendo que las instalaciones de generación, y principalmente las del régimen especial energías renovables, tuvieron un crecimiento significativo que obligó a un incremento de las inversiones en las redes de transporte y distribución, se establece un peaje transitorio de 0,5 €/ MWh que deben de pagar a los transportistas y distribuidores todos los productores conectados a las redes.

Mediante la Orden ITC/3353/2010⁸⁵⁶ se modifican los peajes de acceso, las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial (ver Anexo II de esta Parte) Comparando las tarifas del RD 661/ 2007 con las corregidas en esta ITC se observan ligeros incrementos tanto de las tarifas reguladas como de las primas de referencia y limites superior e inferior en todas las tecnologías. En el cuadro 48 siguiente se recoge una comparación de los tres escenarios en las energías renovables de mayor potencia instalada y capacidad de generación.⁸⁵⁷

⁸⁵⁶ Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

⁸⁵⁷ Las nuevas tarifas de fotovoltaica del tipo b.1.1 amplían el tiempo de retribución en el primer tramo a 28 años. Pero no se hace ninguna mención a que retribución tendrían a partir de estos 28 años.

Cuadro 49. Tarifas y Primas 2007-2010.

TARIFAS Y PRIMAS . COMPARACION 2007-2010														
Grupo	Potencia	RD 661/2007				ITC 3519/2009				ITC 3353/2010				
		Tarifa Regulada	Prima Ref	LS	LI	Tarifa Regulada	Prima Ref	LS	LI	Tarifa Regulada	Prima Ref	LS	LI	
		c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	
Fotovoltaica	P≤100kW	25 años	44,0381				46,5897					47,5597		
		>25 años	35,2305				37,1280							
	b.1.1.100kW≤P≤10MW	25 años	41,7500				44,1690					45,0886		
		>25 años	33,4000				35,3352							
	10MW≤P≤50MW	25 años	22,9764				24,3077					24,8138		
		>25 años	13,8311				19,4462							
Solar Term.	b.1.2	25 años	26,9350	25,4000	34,398	25,4038	28,4983	26,8717	36,3906	28,8757	29,0916	27,4312	37,1483	27,435
		>25 años	21,5498	20,3200			22,7984	21,4973			23,2731	21,9449		
Eolica	b.2.1	20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275	7,7471	3,0988	8,9866	7,5405	7,9084	2,0142	9,1737	7,6975
		>20 años	6,1200	0,0000			6,4746	0,0000			6,6094	0,0000		

89.5. Otras Disposiciones.

En el periodo comprendido entre el año 2012 y el 2014 fueron constantes las disposiciones publicadas para reducir el déficit de tarifa, la mayoría de las cuales afectaron a las energías renovables.

Como he comentado en el Capítulo I al hablar del déficit de tarifa, el Real Decreto-Ley 1/2012 suspendió los procedimientos de preasignación de retribución y suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico. La razón para esta medida tan dura en lo económico y con efectos en el desarrollo futuro de las energías renovables se centraba en el déficit de tarifa cuyo origen, según el discurso oficial, venía de los costos regulados en lo que se encuentran las primas a las renovables. La medida afectaba a las instalaciones de régimen especial que no estuvieran inscritas en el registro de preasignación de distribución del RD 6/2009, a las instalaciones fotovoltaicas no inscritas en el registro de preasignación de distribución del RD 1578/2008, y a las que no tuviesen autorización administrativa de la Dirección General de Política Energética.

Se suprimió todo un conjunto de instrumentos e incentivos, tales como el registro de preasignación de retribución, dejando sin efecto la celebración de nuevas convocatorias, las tarifas reguladas, primas y límites, el complemento de eficiencia y el complemento por reactiva para algunas de las instalaciones en producción no inscritas. Se perdía una nueva oportunidad de reforma del mercado mayorista de carácter marginalista en el que, como ya he comentado, había oportunidades en la mejora de su funcionamiento que permitiesen la adecuación de los precios de la energía con los costos de generación, oportunidades que incluso fueron planteadas por la Comisión Europea.

Por medio del Real Decreto-ley 13/2012⁸⁵⁸, de 30 de marzo, se introdujeron modificaciones de tipo regulatorio a la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico; se redujo la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2012, como consecuencia de que parte de los activos están ya amortizados o parcialmente amortizados y se modificaron los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad.

El Real Decreto-ley 20/2012⁸⁵⁹ para la estabilidad presupuestaria y fomento de la competitividad contemplaba un paquete de medidas de recortes salariales y de condiciones laborales a los funcionarios, en materia de Seguridad Social, del gasto público, así como una subida de impuestos de valor añadido a un tipo general del 21% aplicable también al consumo de electricidad, lo que incrementaba las cargas familiares y los costos de las actividades empresariales.

Se reguló, por medio del Real Decreto-ley 29/2012, la inaplicación del régimen especial a aquellas instalaciones que, inscritas en el registro de preasignación de la retribución no tuviesen finalizadas sus instalaciones, una disposición muy orientada a las instalaciones fotovoltaicas y que resultó algo extemporánea puesto que los mayores problemas se dieron en el año 2008. Se reguló la inaplicación a aquellas instalaciones que contasen con elementos de generación no contemplados en el proyecto original que dio lugar a la inscripción definitiva de la instalación.

A pesar de los esfuerzos por reducir el déficit de tarifa realizados mediante las regulaciones y herramientas descritas, en el año 2012 el déficit superó los 5.600 millones euros.

El Real Decreto-ley 02/2013⁸⁶⁰, de medidas urgentes en el sector eléctrico, fue la herramienta que la administración diseñó para tratar de poner coto al déficit de tarifa del sector eléctrico. Y en consecuencia, sin mirar otros escenarios posibles, que los había, todo el esfuerzo final para esta contención del déficit recayó en el sistema de retribución de las energías renovables. El argumento utilizado en el expositivo tenía la lógica de que, dado que las medidas puestas en marcha –como los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, la retribución de la distribución de energía, y las tarifas y horas de actividad de las energías renovables– no habían sido suficientes

⁸⁵⁸ RD-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

⁸⁵⁹ RD-Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

⁸⁶⁰ RD-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

para contener el déficit, no se podía penalizar más a los consumidores en una situación económica

Claro está que estos argumentos no eran coherentes con las medidas que, además de las ya tomadas, afectaban a la factura eléctrica, como fue la subida al 21% del IVA y el impuesto sobre electricidad, lo que hacía que precio real de la electricidad en el sector residencial, resultante de la simple división de la factura final entre el consumo, ascendiese en marzo de 2015 del orden de 18,5 c€/kWh a 20 c€/kWh, siendo 7,31 c€/kWh el coste término de energía. Lo que suponía que el 61% de la factura eran impuestos específicos, peajes acceso energía, peaje acceso potencia, márgenes de comercialización e IVA.

En este Real Decreto Ley 02/2013 se centran nuevamente todas las acciones en la reducción de la retribución a las energías renovables eliminando las primas y los límites superior e inferior regulados por el Real Decreto 661/2007, quedando solamente dos opciones de retribución para la mayoría de las tecnologías: precio regulado y el mercado. Las excepciones fueron la energía eólica marina, las instalaciones de la categoría b), grupo b.3: geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, oceanográfica, y de las corrientes marinas, que mantenían el derecho a una tarifa específica, aun no regulada, para cada tecnología. También se mantuvo una tarifa para instalaciones que utilicen la cogeneración para el desecado de los subproductos de la producción de aceite de oliva, orujos y alpechines.

89.6. Nuevo Marco Regulatorio. Real Decreto 413/2014.

El Gobierno adopta, mediante este Real Decreto 413/2014⁸⁶¹, una serie de medidas encaminadas a conseguir la estabilidad económica y financiera del sistema eléctrico y evitar la incorporación de nuevos costes, garantizando para estas instalaciones una rentabilidad razonable.

Se establece que, adicionalmente al precio por la venta de energía en el mercado, las instalaciones perciban una retribución específica de forma que la retribución total se conforma por

- El precio de venta de la energía en el mercado.
- Retribución específica. Término por unidad de potencia instalada.
 - Retribución a la inversión que cubre los costos de inversión que no pueden ser recuperados con la venta de la energía.
 - Retribución a la operación que cubre la diferencia entre los costos de explotación y los ingresos del mercado.

⁸⁶¹ RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerarán, para una instalación tipo y una empresa eficiente y bien gestionada, a lo largo de su vida útil regulatoria.

- los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado,
- los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad.
- y el valor estándar de la inversión inicial.

La retribución a la inversión de instalación tipo tiene en cuenta el valor actual neto de la inversión en el semiperiodo, la tasa de rentabilidad razonable, la vida residual de la instalación tipo y el coeficiente de ajuste, entendiéndose por tal el tanto por uno de los costos de inversión que no pueden ser recuperados por la venta de energía.

La retribución a la explotación es la cantidad que complementa los ingresos de explotación para alcanzar los costos estimados de explotación, por unidad de energía. Los valores de retribución a los distintos tipos de instalación son aprobados por el Ministerio de Industria y Energía, pudiéndose aplicar una limitación de las horas netas equivalentes de funcionamiento que den derecho a esta retribución.

El régimen retributivo será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables –cogeneración de alta eficiencia y residuos que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes obteniendo una rentabilidad razonable– régimen que se otorga mediante procedimientos de competencia competitiva. En función de las características de cada instalación se asigna una instalación tipo por la que se determina la retribución concreta del régimen retributivo específico para cada instalación.

Se entendía por rentabilidad razonable de proyecto, la rentabilidad antes de impuestos obtenida por las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario. Los parámetros regulatorios podrán ser revisados en cada semiperiodo, 3 años, o en el periodo regulatorio, 6 años.

Para reducir la incertidumbre del precio de la energía en el mercado a efectos del cálculo de la retribución, se establece un mecanismo por el que se determinan unos límites superior e inferior del precio de la energía, de forma que cuando el precio sobrepase los límites se genera un saldo positivo o negativo, que se denomina valor de ajuste por desviaciones del precio del mercado compensable a lo largo de la vida útil de la instalación. De acuerdo con los principios de la UE y sus políticas y directrices de apoyo a las energías renovables se establecen procedimientos de competencia competitiva para acceder al derecho de acogerse al régimen específico y al acceso al mercado de energía en igualdad de oportunidades que otras tecnologías.

La Orden IET 1045/2014, de 16 de Junio desarrolló el Real Decreto 413/2014, estableciendo la clasificación de instalaciones con un código específico en función de la tecnología, potencia, antigüedad, etc. y de los demás parámetros de retribución recogidos en el Real Decreto, no sin antes hacer mención de nuevo a los incentivos económicos a la energías renovables que en el periodo 1998-2013 ascendieron a 50.000 millones de euros, destacando que en el periodo 2005 al 2013 las primas a estas tecnologías han sido de 9.000 millones de euros, cantidades todas que han sido soportadas por los consumidores y en pequeña parte por los Presupuestos del Estado.

Este nuevo marco regulatorio⁸⁶² ha tenido efectos muy negativos para el sector de las energías renovables desde la promoción a la construcción y explotación de instalaciones y en consecuencia al esfuerzo económico dedicado a la investigación y desarrollo. Ha dado lugar a numerosas reclamaciones de empresas y entidades de crédito y financieras que han visto como los retornos a la inversión no permite la rentabilidad de las instalaciones realizadas con costos unitarios de inversión muy superiores a los actuales⁸⁶³. Y finalmente ha afectado a los pequeños inversionistas, especialmente en solar fotovoltaica.

Además, lo dispuesto en este Real Decreto abre más incertidumbres por cuanto los valores de la retribución a la operación son periódicamente revisables por las autoridades energéticas⁸⁶⁴. El concepto de rentabilidad razonable para el que se toma como referencia las obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario, como consecuencia de la política financiera del Banco Europeo han caído hasta el 1,21%⁸⁶⁵, cuando el precio oficial del dinero para 2015 es del 4%, lo que significa que el valor de la rentabilidad razonable sería de 4,21% después de sumar los 300 puntos básicos regulados.

El ejercicio de limitación de precios superior e inferior que se aplica a las energías renovables, del que se puede pensar que tiene cierta lógica energética y económica, solamente se aplica a las energías renovables, y no a las energías convencionales. La razón es que estas energías no se benefician de primas sino que es el mercado de oferta y demanda el que pone el precio a la cantidad de energía demandada. Sería muy interesante conocer los costos de generación de electricidad de cada tecnología convencional, (nuclear, hidráulica, gas, carbón y ciclos combinados) con el mismo

⁸⁶² DEL RÍO, P., CALVO-SILVOSA, A., & IGLESIAS, G. (2015). "The New Renewable Electricity Support Scheme in Spain: A Comment". *Renewable Energy Law & Policy Review*, (1).

⁸⁶³ ROBINSON, D. (2013), "Pulling the plug on renewable power in Spain" *The Oxford Institute for Energy Studies*.

⁸⁶⁴ ALENZA, J, F. (2016), "Las energías renovables ante la fugacidad legislativa: la mitificación de los principios de (in)seguridad jurídica y de (des)confianza legítima", *Actualidad Jurídica Ambiental*, (55).

⁸⁶⁵ Datos de Banco de España del 10.04.2015.

modelo financiero utilizado y rentabilidades que las utilizadas en el Real Decreto 413/2014 para las renovables, incorporando en este supuesto los costos externos asociados a cada tecnología.

Dado que el mercado marginalista no es el mejor instrumento para la reducción de costo de la energía, ya que todas las energías de bajo precio se benefician del precio marginal más elevado, parecería lógico que, también en el mercado eléctrico, se estableciesen para cada licitación diaria de cada franja horaria un techo de precio máximo para cada tecnología, sin riesgo de que con la capacidad existente haya peligro de desabastecimiento.

Pero lo que añade una gravedad especial a la situación de las energías renovables es que la toma de estas medidas se pusiera en práctica cuando, tanto la Ley de la Economía Sostenible 2011 como el Plan de Energías Renovables estaban en vigor con unos escenarios ambiciosos de desarrollo de las Energías Renovables como veremos en el punto siguiente. No es exagerado decir que se sentenció con ello el futuro de la Sostenibilidad Energética en España. Y por si había dudas de la responsabilidad de las energías renovables en el déficit energético, la ley 15/2013 de 17 de Octubre se enuncia como: *“ Ley por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo”*

CAPITULO IV. EFICIENCIA ENERGÉTICA

90. Antecedentes.

La Ley de la Conservación de la Energía de 1980⁸⁶⁶ fue la primera manifestación de las autoridades e instituciones energéticas en España en el campo de la eficiencia energética, como reflejo de las políticas de la CEE derivadas de las dos crisis del petróleo y en las que se dio un enfoque distinto, no solo a las estrategias de reducción de la dependencia energética, que hasta entonces se centraba en la búsqueda de nuevos recursos y el establecimiento de relaciones amigables con los países productores de petróleo, sino también en el uso eficiente de la energía y en consecuencia la disminución del consumo.

El Plan Energético Nacional 1991-2000 incluyó el Anexo Plan de Acción en Eficiencia Energética 1993, PAEE, que hemos comentado en el Capítulo I y que tenía como

⁸⁶⁶ Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.

objetivo una reducción de la demanda energética del 7,6%, a lo que contribuía la introducción del gas natural, objetivo que no se alcanzó.

En el año 2004 se desarrolló la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, E4, liderada por el IDAE, que estaba inspirada en las acciones de la UE en esta materia y especialmente en políticas y estrategias como la Directiva Europea (2000)²⁴⁷ “Plan de Acción para mejorar la eficiencia energética en la Comunidad Europea” y el Libro Verde del año 2000 “Hacia una Estrategia Europea para la seguridad del suministro”, acciones que se han comentado en la Parte I de esta tesis “ La Política Energética en la UE”

Como fruto de la Estrategia Comunitaria de Emisiones de CO₂ y Eficiencia Energética de 1990, surgió el Programa SAVE y los programas “Europe Energy Intelligent 2003-2006”, con objetivos específicos en la promoción de la eficiencia energética, la mayor participación de las fuentes de energías renovables y la diversificación energética, con herramientas de seguimiento de las acciones planificadas y mecanismos de sensibilización y estímulo de las inversiones.

91. Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012. E4.

La Estrategia 2004-2012⁸⁶⁷E4, hace del indicador de intensidad energética un indicador de referencia, destacando los efectos positivos de una reducción del valor de dicho indicador, tales como la mejora de la competitividad de los procesos industriales, los efectos en el medio ambiente por la reducción consiguiente de emisiones, y la mejora de la balanza de pagos. Resalta tres motivos fundamentales para acometer y desarrollar la Estrategia Energética de Ahorro y Eficiencia Energética.

Por un lado, la reducción de la dependencia energética en un momento en el que las importaciones totales de energía primaria alcanzaban el 75% de las necesidades de energía primaria, aun contando con unas fuentes de energía primaria de baja eficiencia energética como el carbón. En segundo lugar, el crecimiento de la economía española mejorando la competitividad. Y finalmente la necesidad de reducción de las emisiones de GHG en línea con el mandato de la Directiva 2001/81/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

⁸⁶⁷ Orden Eco/3888/2003, de 18 de diciembre, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, por el que se aprueba el Documento de Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012.

Ver Documento: “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2002-2012, Ministerio de Economía, Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, del 23 Noviembre 2003.

91.1. Escenarios.

La Estrategia E4 parte de un Escenario Base y plantea un Escenario de Eficiencia compartiendo proyecciones de población, considerando en el año 2012 una población de 42,5 millones de habitantes. Se estimaron unos precios del petróleo entre 22 y 25 euros/barril y una tasa de variación del PIB del 3% anual, con un crecimiento constante del empleo del 1,8% anual, que conllevaba a una reducción del paro hasta el 10,3 %. Por sectores, se preveía una disminución del peso del PIB de la industria intensiva en mano de obra y una mayor implantación de empresas de base tecnológica intensivas en capital. Se mantenía el crecimiento del sector de la construcción. El consumo total de energía por sectores evolucionó de acuerdo con lo recogido en el siguiente cuadro:

Cuadro 48. Consumo Total de Energía por Sectores. Ktoe

	1980		1990		2000		2002	
	ktep	%	Ktep	%	Ktep	%	Ktep	%
Industria	24.306	48,4	25.308	40,4	33.340	37,3	35.634	37,3
Transporte	14.570	29,0	22.716	36,2	32.272	36,2	34.377	35,9
Usos Diversos	11.332	22,6	14.695	23,4	23.654	26,5	25.619	26,8
Total	50.208		62.719		89.266		95.630	

Fuente. Informe Mineco

Los aspectos más relevantes del escenario base fueron:

- La previsión del consumo de energía primaria es alcanzar 175 millones de toe 2011, a una tasa de crecimiento anual del 3,1%.
- El consumo de energía final crecerá durante el período de la Estrategia a una media del 3,4% anual.
- El consumo de energía final por habitante llegará a 3,1 toe en el año 2011 (el pasado 2000 había sido de 2,3 toe y en 2002 se alcanzaron 3,1 toe).
- La demanda de electricidad en año medio alcanzará los 283.000 GWh a final del periodo.
- La demanda prevista de gas natural el año 2011 es de a 511.700 GWh.

Los escenarios de consumo final por sectores y fuentes primarias de energía fueron:

Cuadro 49. Consumo final Energía por Sectores y Fuentes.

Escenario Base. Consumo Energía Primaria por Fuentes de Energía

	2000		2006		2012	
	ktep	%	Ktep	%	Ktep	%
Carbón	21.635	17,3	17.999	12,0	14.113	7,8
Petroleo	64.663	51,7	75.315	50,3	84.820	46,9
Gas Natural	15.223	12,2	26.905	18,0	42.535	23,5
Nuclear	16.211	13,0	16.570	11,1	16.602	9,2
Renovables	7.061	5,6	12.464	8,3	22.218	12,3
Saldo Electrico	382	0,3	385	0,3	385	0,2
Total	125.175		149.638		180.673	

Escenario Base. Consumo final de Energía por Sectores

	2000		2006		2012		Crecimientos anuales %		
	ktep	%	Ktep	%	Ktep	%	2006/2008	2012/2006	2012/2000
Industria	34.340	38,0	40.815	36,4	48.840	36,0	2,9	3,0	3,0
Transporte	32.272	35,8	42.384	37,8	52.805	38,9	4,6	3,7	4,2
Usos Diversos	23.654	26,2	28.929	25,8	34.190	25,2	3,4	2,8	3,1
Total	90.266		112.128		135.835		3,7	3,2	3,5

Escenario Base. Consumo Final de Energías por Fuentes de Energía

	2000		2006		2012	
	ktep	%	Ktep	%	Ktep	%
Carbón	2.546	2,8	2.378	2,1	2.183	1,6
Petroleo	55.587	61,6	66.580	59,4	77.350	56,9
Gas Natural	12.319	13,6	18.820	16,8	25.453	18,7
Electricidad	16.207	18,0	20.040	17,9	25.249	18,6
Renovables	3.607	4,0	4.310	3,8	5.600	4,1
Total	90.266		112.128		135.835	

Como se puede observar tanto en el cuadro de consumo de energía primaria como en el cuadro de consumo final de energía por fuentes de energía, el escenario base se centraba en un mayor consumo de gas, en términos energéticos y porcentuales, una

reducción del porcentaje en el mix de los productos petrolíferos y del carbón y un incremento de la electricidad y de las energías renovables.⁸⁶⁸

El Escenario de Eficiencia, EE, contempla una mayor eficiencia y ahorro de energía en el sector del transporte, especialmente en el transporte por carretera de personas y mercancías. La reducción del consumo de camiones y automóviles, la mejora de los servicios de transporte por ferrocarril y un mayor uso de esta modalidad de transporte para mercancías, es planteado como el núcleo de las acciones en este sector. En el sector de transformación de la energía se contemplaron mejoras de la eficiencia en el proceso de refino, la generación de electricidad y la cogeneración, pero que llegaban a un tímido objetivo de ahorro de 1.494 ktoe en el año 2012. El objetivo de reducción de energía primaria, por mejora de la eficiencia del transporte de electricidad y distribución, era de 5.751 ktoe.

Cuadro 50. Escenario EE. Consumo de Energía Primaria por fuentes de energía

	2000		2006		2012		Crecimientos anuales %		
	ktep	%	Ktep	%	Ktep	%	2006/2000	2012/2006	2012/2000
Industria	34.340	38,0	40.432	36,7	46.489	36,9	2,8	2,4	2,6
Transporte	32.272	35,8	41.313	37,5	48.016	38,1	4,2	2,5	3,4
Usos Diversos	23.654	26,2	28.413	25,8	31.506	25,0	3,1	1,7	2,4
Total	90.266		110.158		126.011		3,4	3,2	2,8

Las actuaciones planificadas, tanto en el escenario base como en el escenario de eficiencia, no suponían una reducción significativa de la dependencia energética, que pasa del 75,8 % al 75,3 % en el caso base y al 73,2 % en el escenario de eficiencia. Quedaba claro que la estrategia de eficiencia energética no era la herramienta que permitiese reducciones significativas de la dependencia energética, papel que estaba reservado a las energías renovables.

Se consideraba que la intensidad energética, de acuerdo con el Plan de Fomento de Energías Renovables, se incrementaría en un 6,6% en el periodo 1998-2010. Los objetivos de intensidad energética en el escenario base se estimaron en una reducción de la tendencia prevista llegando a un incremento del 1,8% anual. El escenario de eficiencia planteaba como objetivo un descenso del 8%. En materia de emisiones de gases de efecto invernadero la reducción prevista en el periodo 2004-2012 es de 190.000 tCO₂ equivalente.

⁸⁶⁸ Es muy significativo el ratio de eficiencia energética entre energía primaria y energía final que oscila entre un 72% en el año 2000 y un 75% en 2012, lo que en términos de energía supone una pérdida por ineficiencia de más de 45.000 ktoe, igual al aumento de consumo desde el año 2000 al 2012. Los esfuerzos en este campo tendrían, por pequeños que fuesen, un impacto muy importante

91.2. Medidas e instrumentos.

En el capítulo de medidas e instrumentos para el ahorro y eficiencia energética se hace un análisis por grandes sectores de actividad.

El sector industrial representaba en 2000 el 20,6 % de la energía final consumida; entre los subsectores químico y construcción consumían el 85% de los productos energéticos como materia prima para sus propios procesos y actividades. Pero la Estrategia E4 no consideró acciones específicas más que en la energía final energética, consumida como fuente térmica y eléctrica. Los mayores subsectores consumidores de energía para usos energéticos eran el subsector de Minerales no Metálicos, la Siderurgia y la Fundición, y la Industria Química a la que la estrategia consideraba como el subsector con más posibilidades de ahorro de energía.

En general se consideró que la industria era muy activa en la aplicación de medidas de ahorro y eficiencia energética, pero que quedaba aún un amplio un margen de eficiencia energética en sus procesos, con barreras económicas y de formación. Se entendía que las Auditorías Energéticas, muy extendidas en otros países de la UE y de la OCDE, y los Acuerdos Voluntarios entre empresas del sector y la Administración, también frecuentes en otros países, podrían ayudar a la superación de dichas dificultades.

Junto a las medidas de ahorro y eficiencia de energía, de carácter tecnológico, se diseñaron actuaciones de sensibilización y formación a los cuadros directivos y ejecutivos del sector, la introducción de prácticas que optimizasen la gestión de la demanda que permiten reducir los consumos y los costos de energía mediante planificación de los recursos técnicos y laborales, así como las mejoras en el uso de materiales alternativos cuyo ciclo de vida requiere una menor demanda de energía y por tanto ofrecen un mejor costo, al mismo tiempo que se diseñan productos cuyo uso es menos demandante de energía a lo largo de su vida útil.

Cuadro 51. Medidas EE Sector Industrial.

	TOTAL SECTOR INDUSTRIAL								
	Medidas Complementarias			Medidas Proritarias			Total Medidas		
	Objetivo Energético	Inversion Total	Apoyo Público	Objetivo Energético	Inversion Total	Apoyo Público	Objetivo Energético	Inversion Total	Apoyo Público
	ktep	M€	M€	ktep	M€	M€	ktep	M€	M€
Medidas Tecnología Horizontal	319	443	110	731	395	-	1.052	837	110
Medidas en Proceso	826	883	258	287	147	-	1.112	1.032	258
Medidas en Nuevos Procesos	151	265	113	37	28	-	188	292	113
	1.296	1.591	481	1.055	570	-	2.352	2.161	481

En el Escenario de Eficiencia para el Sector Industria los ahorros generados por las medidas ascienden a 2.351 ktoe/año a partir del año 2012, con una inversión de 2.161 M€ y con un apoyo público de 481 M€.

En el año de referencia de la estrategia, 2000, el sector de transporte consumía un 35,7 % del total de la energía final. La E4 puso de manifiesto la dimensión social y económica de un sector que genera el 13% de los empleos directos e inducidos, de los cuales el 5,3% lo representa el transporte por carretera y el 3,8% el sector del automóvil, lo que lleva al sector en su conjunto a generar un 7% del PIB.

La previsión era que la movilidad creciese en un 30% hasta el año 2010, concentrándose este incremento en todos los medios de transporte (carretera, tren, avión) pero manteniéndose destacado el uso del coche en carretera. Este incremento de la movilidad hizo que los niveles de emisiones de CO₂ aumentasen y que, debido a las mejoras de la tecnología en los vehículos de combustión se redujeran las emisiones de plomo, de óxidos de nitrógeno y de monóxido de carbono.

La Estrategia E4 contempla en este sector del transporte cuatro campos de actuación:

- Racionalización del transporte urbano de calidad.
- Diversificación de la mejora en los transportes (biocarburantes e hidrógeno como combustible de sustitución).
- Buenas prácticas de utilización de los medios de transporte (pasillos prioritarios para el transporte público, calidad de servicios, organización del transporte).
- Evolución.

Todo ello complementado con medidas en la mejora de la eficiencia de los sistemas de cambio modal, una conducción eficiente, mejoras en los vehículos de transporte y en la gestión de flotas, utilización de nuevas energías y combustibles, etc.

Sin embargo, no se hace alusión a los aspectos relacionados con el uso innecesario del automóvil en el entorno urbano, con el mayor uso de los transportes públicos, en los sistemas tendentes a una mayor peatonalización de las ciudades con aparcamientos disuasorios en la periferia, con las flotas de vehículos eléctricos o con gas en el transporte público urbano, etc. etc., quizás por el temor a que estas prácticas, bien conocidas en otros países y ciudades de nuestro entorno europeo, se considerasen impopulares y fuesen a impactar negativamente en el PIB o en la industria de automoción.⁸⁶⁹

En el sector de transformación de energía se esbozan acciones de ahorro y eficiencia energética en el subsector de refino, en la línea de mejor eficiencia de las centrales

⁸⁶⁹ En el año 2003 se implanto en Londres un peaje de congestión cuyo precio era de 5 £ y que en 2005 se subió a 8 £, y que afectaba en 2003 a 136.000 ciudadanos. Este sistema ha sido implantado en otras ciudades europeas como Oslo, Bergen, Estocolmo, Durham, Riga, etc.

térmicas, sustituyendo instalaciones de producción de vapor por instalaciones de aceite térmico, que según los datos del documento Estrategia 4 supondría un ahorro potencial de 290,32 ktoe/año. Por otro lado los sistemas de recuperación de calor en diferentes fases del proceso ahorrarían 286,19 ktoe/año.

En 2001, el subsector de generación tenía una potencia de generación de electricidad de origen térmico convencional equivalente al 48% de la potencia total instalada. La producción de electricidad a partir de carbón, con instalaciones de baja eficiencia tanto por el combustible como por el equipamiento, tenía una alta participación en el total de generación térmica. La reforma de las instalaciones y, en su caso, la sustitución por plantas térmicas de ciclo combinado permitiría ahorros de 767,5 ktoe/año en el periodo 2004-2012.

Cuadro 52. EE en transformación de energía.

	Consumo		Ahorro Potencial				%
	E. Primaria ktep 2000	E. Primaria ktep 2012	Refino ktep 2012	Generacion ktep 2012	Cogeneracion ktep 2012	Total ktep	
Carbón	21.635	14.113	-	566	-	586	4,15
Petroleo	64.663	8.482	544	115	24	713	0,84
Gas Natural	15.223	42.535	33	37	126	196	0,46
Nuclear	16.211	16.602	-	-	-	-	-
Renovables	7.061	22.218	-	-	-	-	-
Saldo Electrico	382	385	-	-	-	-	-
	125.175	104.335	577	717	150	1.495	0,83

Fuente IDEA. Elaboracion propia.

En conjunto el sector de transformación de energía tenía un potencial de ahorro de cerca de 1.500 ktoe/año para cuya realización era necesaria una inversión de 929 millones de euros a lo largo de los años 2004-2012.

Cuadro 53. Ahorro en el Proceso de Transformación de Energía.

	2004-2012		
	AHORRO	INVERSION	SUBVENCION
GENERACION	767.510	567.455	66.000
REFINO	576.510	148.653	21.000
COGENERACION	150.000	213.000	28.000
TOTAL	1.494.020	929.108	115.000

Fuente IDEA. Elaboracion propia.

91.3. Objetivos.

La Estrategia 2004-2012 entiende que los objetivos planteados son conseguibles, en conjunción con instrumentos de financiación, mediante una inversión de 24.000 millones de euros y el acompañamiento de políticas de exenciones de impuestos y deducciones aceleradas de las amortizaciones. Los incentivos previstos a las inversiones eran de 2.010 millones de euros. De la misma manera se contemplan instrumentos regulatorios y normativos, instrumentos de información y promoción y acciones en investigación y desarrollo⁸⁷⁰.

Se hace mención al peso de las medidas en la estrategia de eficiencia y ahorro de energía. El sector industrial, con el 68% de las medidas, contribuye al 24% del ahorro alcanzado, mientras que el sector transporte, con el 13% de las medidas, alcanza el 48% del ahorro energético total constituyéndose en el sector con mayor potencialidad de ahorro energético. Las relaciones en el caso de los sectores de edificación y servicios y agricultura son más equilibradas (15% y 24% en edificación y 4% en ambos casos en agricultura).⁸⁷¹

92. Plan de Eficiencia Energética 2008-2012.

92.1. Orientación estratégica.

El Plan de Eficiencia Energética 2008-2012 se diseña como una adecuación a las necesidades y nuevos retos que se entrecruzan con otras estrategias energéticas puestas en práctica para atender nuevos escenarios de reducción de emisiones: seguridad de suministro y medidas sectoriales de eficiencia energética. En España, y en el ámbito de la sostenibilidad energética surgen la Estrategia Española del Cambio Climático y Energía Limpia (EECCEL) y el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que pronto se consolidaría en la Estrategia Española de Desarrollo Sostenible.

El objetivo del cumplimiento de la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, EECCEL⁸⁷², una iniciativa de la Secretaria de Estado de Cambio Climático, es paliar los efectos adversos del cambio climático, y hacer posible el cumplimiento de los compromisos asumidos por España, facilitando las iniciativas públicas y privadas.

El Plan 2008-2012, PAE4+, en consonancia con la EECCEL, se centra más en los sectores de edificación y transporte, a los que determina como sectores difusos al estar los agentes de estos sectores están muy atomizados y a veces mal identificados.

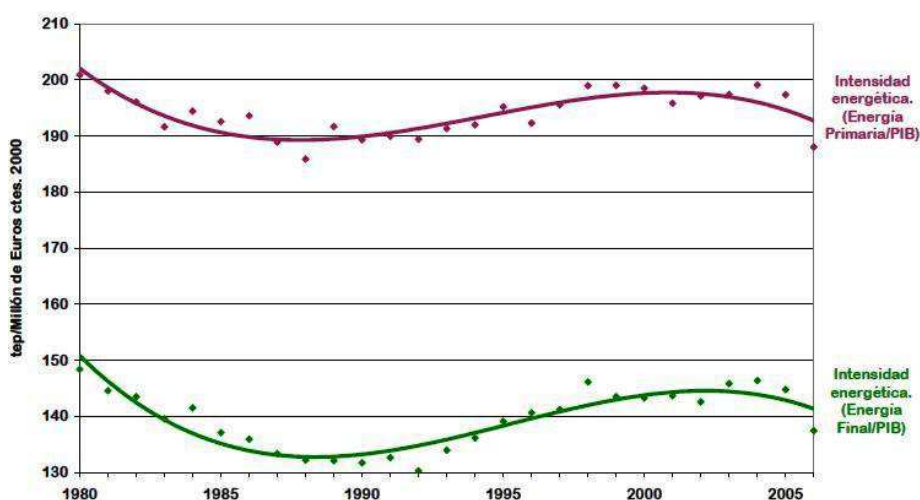
⁸⁷⁰ AVELLANER, J (2005), "La financiación de inversiones en energías renovables y eficiencia energética". *Revista Técnica Industrial*.

⁸⁷¹ TRAVEZAN, J. Y., HARMSEN, R., & VAN TOLEDO, G. (2013), "Policy analysis for energy efficiency in the built environment in Spain". *Energy policy*, 61, 317-326.

⁸⁷² Comunicación de España a la Comisión Europea. Artículo 3.2. (a) de la decisión 280/2004/ce. Secretaria Española Cambio Climático. 2009.

Del análisis del grado de avance de las estrategias definidas, el Plan PAE4+ detectó una incipiente tendencia a la mejora del consumo total y de la intensidad energética, lo que no ocurría desde 1986, en un escenario de tasas de crecimiento del PIB superiores al 3%, con una mejora de la actividad en el sector de fabricación de bienes de equipo y crecimiento de la exportación. Por otra parte se indica, que el efecto acumulado de ahorro en el periodo 2005-2007 podría alcanzar unas 15.000 ktoe, lo que significa el 125 % de lo previsto en la E4. Las tendencias en intensidad energética en energía primaria y final se manifiestan claramente en el siguiente gráfico.

Grafico 77. Intensidad Energética E. primaria y E.Final.



Fuente: IDAE, PAE4+

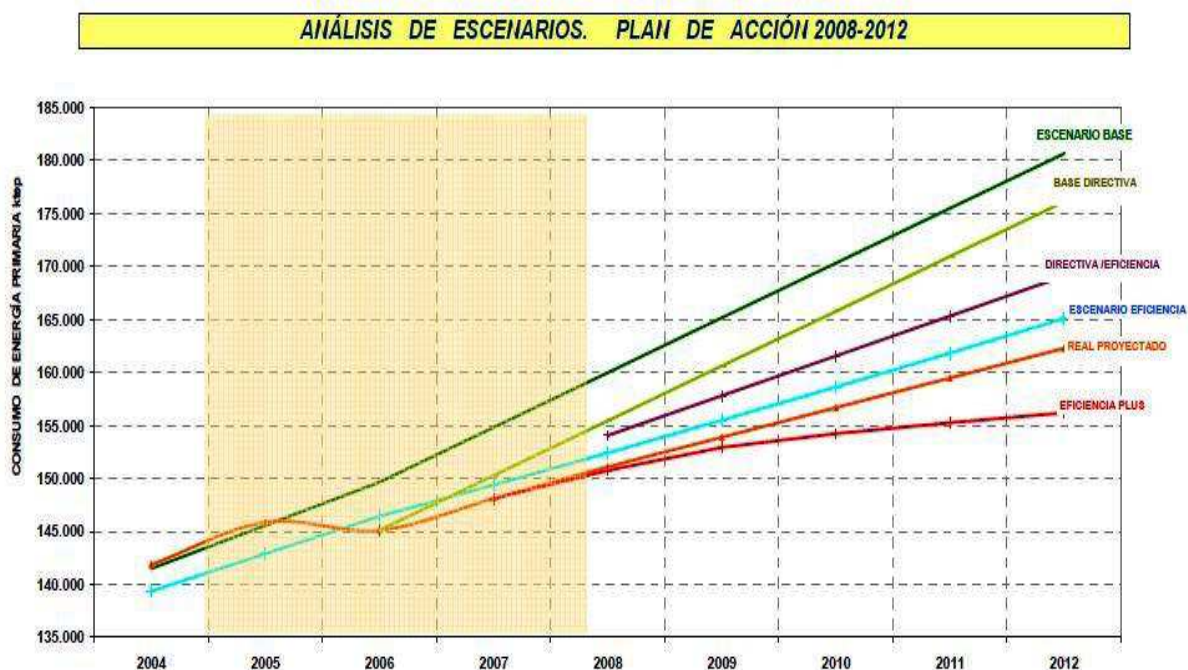
El Plan 2008-2012, PAE4+, desarrolla y amplía los objetivos de ahorro de energía primaria a 24.776 ktoe en 2012, llegando a una mayor disminución en el indicador de intensidad energética del 13,7%, con respecto al Plan inicial que tenía como objetivo un 8%. Igualmente, y en consonancia con el mayor esfuerzo en la reducción del consumo energético, los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero se estiman que alcanzarán 270.592 kt CO₂ en el periodo 2008-2012.

El PAE4+ se integrará en el Plan de Acción de Eficiencia Energética de la Directiva 2006/32/EC, para cumplir el objetivo mucho más ambicioso, incluido en la Decisión del Consejo Europeo de 9 de Marzo de 2007 de alcanzar niveles de ahorro del 20 % en el marco de la Estrategia 20/20/20 en el horizonte del 2020. Los objetivos del PAE4+ están encaminados a la reducción del consumo de energía primaria hasta un 1,07% lo que supondría reducir la intensidad energética un 1,93% manteniendo la tasa de crecimiento del PIB en el 3%; objetivos necesarios para la mejora de la dependencia energética, la competitividad y el medioambiente.

92.2. Escenarios.

Se plantean un conjunto de nuevos escenarios: Base de la PAE4+, Base Directiva, Eficiencia Directiva, Eficiencia de la PAE4+, Real proyectado, y el propuesto para la PAE4+, todos ellos con objetivos distintos de ahorros energéticos en una gama que parte de un consumo anual de 180.000 ktoe, hasta algo más de 155.000 ktoe. La referencia con respecto a la Directiva de Eficiencia Energética supone reducir el consumo energético en 14.000 ktoe

Gráfico 78. Escenarios Plan Acción EE. 2008-2012



Fuente IDAE. Plan PAE+4. 2008-2012.

92.3. Inversiones.

La inversión prevista por el PAE4+ es de 22.185 millones de euros y la financiación incluye unos fondos públicos del 10,7% de la inversión que asciende con los incentivos adicionales de 478,8 millones de euros al 12,82%, con un cierto desequilibrio entre el esfuerzo privado-empresarial y el público. Este desequilibrio conlleva que aquellas inversiones cuya rentabilidad fuese claramente superior a la del capital invertido se hicieran con o sin ayudas porque ello mejora la competitividad, pero los esfuerzos inversores cuya rentabilidad inferior a la de los recursos invertidos en el propio negocio no se acometiesen porque los incentivos no son suficientes.

Cuadro 53. Financiación Plan Ahorro y Eficiencia 4+

Financiación sectorial del PAE4+

APLICACIÓN SECTORIAL		INVERSIONES TOTALES (k €)	FONDOS PÚBLICOS TOTALES (k €)	FONDOS PÚBLICOS ADICIONALES (k €)	Intensidad de los incentivos (%)	Incentivos adicionales/ Incentivos totales (%)
SECTORES USOS FINALES	INDUSTRIA	1.671.000	370.000	0	22,1	0,0
	TRANSPORTE	1.892.718	408.291	117.937	21,6	28,9
	EDIFICIOS	13.469.477	803.671	287.266	6,0	35,7
	EQUIPAMIENTO DOM. Y OFIMÁTICA	1.992.235	532.500	-	26,7	0,0
	AGRICULTURA	683.207	93.754	24.000	13,7	25,6
	SERVICIOS PÚBLICOS	1.351.000	89.000	28.000	6,6	31,5
SECTOR TRANSFORMACIÓN	TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA	1.085.330	29.284	21.652	2,7	73,9
COMUNICACIÓN		40.000	40.000	0	100,0	0,0
TOTALES		22.184.967	2.366.500	478.855	10,7%	20,2%

Fuente IDAE. Plan PAE4+ 2008-2012

92.4. Objetivos.

Los objetivos sectoriales del PAE+4 se centran en el sector de Transporte y Edificios que suponen más de un 58 % de ahorros en términos de energía primaria y un 68% sobre energía final.

Las reducciones de emisiones de CO₂ no quedan claras. En la Estrategia E4, del año 2004 al 2012, las emisiones evitadas ascendían a 190.000 ktCO₂, pero en el PAE 4+, de 2008 al 2012, las emisiones evitadas previstas eran de 238.130 ktCO₂, indicando un adicional a la Estrategia E4 de 27.709 ktCO₂. El escenario de reducción de emisiones queda mejor definido en la EECCEL y en el documento de Comunicación de España a la Comisión Europea, en donde se indica que el ahorro previsto en E4 entre 2008 y 2012 sería de 210.241 ktCO₂, más una reducción adicional de 60.454 kt CO₂.

Cuadro 54. Objetivos Sectoriales

Tabla 3.1. Objetivos sectoriales energéticos y de reducción de emisiones, totales y diferenciales respecto al E4, del PAE4+ 2008-2012

RESULTADOS SECTORIALIZADOS		AHORROS ENERGÉTICOS 2008-2012				EMISIONES EVITADAS 2008-2012	
		TOTALES PAE4+		ADICIONALES A LA E4		TOTALES PAE4+	ADICIONALES A LA E4
		FINAL (ktep)	PRIMARIA (ktep)	FINAL (ktep)	PRIMARIA (ktep)	ktCO ₂	ktCO ₂
SECTORES USOS FINALES	INDUSTRIA	17.364	24.750	-	-	59.165	-
	TRANSPORTE	30.332	33.471	4.373	4.826	107.479	15.495
	EDIFICIOS	7.936	15.283	1.631	3.141	35.540	7.304
	EQUIPAMIENTO DOM. Y OFIMÁTICA	1.729	4.350	314	790	9.288	1.687
	AGRICULTURA	1.402	1.634	45	52	5.112	164
	SERVICIOS PÚBLICOS	691	1.739	69	174	3.712	371
SECTOR TRANSFORMACIÓN	TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA		6.707		1.011	17.834	2.688
TOTALES		59.454	87.933	6.432	9.993	238.130	27.709
% ESFUERZO ADICIONAL/TOTAL PAE4 2008-2012				10,8%	11,4%		11,6%

Cuadro 55. Ahorros y emisiones evitadas en 2012.

Ahorros y emisiones evitadas sectoriales en 2012, respecto al escenario base

APLICACIÓN SECTORIAL		AHORROS ENERGÉTICOS 2012/ E. Base (ktep)		EMISIONES EVITADAS 2012 (kt CO ₂)	AHORROS ENERGÉTICOS 2012/E. Base %		EMISIONES EVITADAS 2012 %
		FINAL	PRIMARIA		FINAL	PRIMARIA	
SECTORES USOS FINALES	INDUSTRIA	4.355	6.207	14.839	8,9 %	8,9 %	8,9 %
	TRANSPORTE	9.088	10.028	32.203	17,2 %	17,2 %	17,2 %
	EDIFICIOS	2.390	4.603	10.703	10,1 %	13,0 %	13,1 %
	EQUIPAMIENTO DOM. Y OFIMÁTICA	497	1.250	2.670	11,9 %	11,8 %	11,7 %
	AGRICULTURA	375	437	1.367	7,6 %	7,9 %	7,7 %
	SERVICIOS PÚBLICOS	178	448	956	22,0 %	22,0 %	22,0 %
SECTOR TRANSFORMACIÓN	TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA		1.802	4.792		5,3 %	5,3 %
TOTALES		16.883	24.776	67.530	12,4 %	13,7 %	12,9 %

Fuente IDAE. Plan PAE4+. 2008-2012

CAPITULO V. OPERACIÓN DEL SISTEMA ENERGETICO.

93. Sistema Eléctrico.

93.1. Capacidad de Generación.

El siguiente cuadro 51 la potencia instalada en el año 2016, nos permite observar la evolución de la capacidad de generación instalada en el periodo 2008-2015.

Cuadro 56. Potencia Electrica Instalada 2015

Tecnología	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidráulica	17.087	17.087	17.107	17.119	17.338	17.341	17.348	20.351
Nuclear	7.456	7.456	7.515	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573
Carbón	11.325	11.325	11.342	11.572	11.064	11.079	10.936	10.936
Fuel + Gas	6.659	5.369	4.698	3.383	3.106	2.996	2.996	2.490
Ciclo combinado	22.653	24.184	26.573	26.634	26.670	26.670	26.670	26.670
Hidroeólica	-	-	-	-	-	-	11	11
Resto hidráulica	1.979	2.022	2.036	2.042	2.042	2.103	2.103	-
Eólica	16.133	18.860	19.706	21.166	22.757	23.003	23.020	23.020
Solar fotovoltaica	3.355	3.399	3.840	4.261	4.561	4.639	4.646	4.656
Solar térmica	61	232	532	999	1.950	2.300	2.300	2.300
Térmica renovable	652	782	821	887	975	951	988	748
Térmica no renovable	6.854	7.077	7.240	7.313	7.276	7.179	7.172	6.714
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	754
Total	94.213	97.793	101.411	102.947	105.312	105.833	105.763	106.224

Fuente: Red Electrica Española.

Es de destacar que desde el año 2013 no se ha instalado un solo megavatio en eólica y prácticamente nada en fotovoltaica. La térmica renovable, solar térmica y la térmica no renovable, se mantienen en los niveles del años 2008-2009. Tampoco ha aumentado la potencia en ciclos combinados de gas, estabilizada desde 2010. Se puede por tanto decir que, salvo un puntual crecimiento en hidráulica en 2015, la capacidad se mantiene constante.

Se estima que la potencia instalada puede suponer el doble de las necesidades eléctricas. Pero esta estimación está sujeta múltiples variables, como la participación en el mix, el factor de capacidad de planta de cada tecnología, la eficiencia del sistema, etc.

El cuadro 57, Producción de electricidad en el periodo 2008-2015, nos muestra una reducción de la demanda total de cerca del 10%. Las energías renovables han alcanzado un 25% del total de la demanda en 2015, a partir de un 14% en 2008. Es significativa la reducción de producción de electricidad de los ciclos combinados, desde un 31 % en el mix de generación en 2008 al 10% en 2015, mientras que el carbón se ha mantenido en todo este periodo con una participación del +/-20%. Ni desde el punto de vista de emisiones, ni desde el lado de los costos de producción, se entiende el mantenimiento del parque de generación de carbón. Todo apunta a una decisión política poco responsable y en oposición a las exigencias de la UE.

Cuadro 57. Producción de electricidad 2008-2015

Producción GWh	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidráulica	20.957	23.388	38.130	27.226	19.180	33.577	35.459	31.221
Nuclear	56.460	50.549	59.242	55.104	58.667	54.307	54.870	54.755
Carbón	46.508	34.793	23.701	43.267	53.813	39.528	43.320	52.789
Fuel + Gas	9.888	9.276	8.822	7.024	7.098	6.574	6.257	6.497
Ciclo combinado	93.198	80.224	66.799	53.657	41.300	27.827	25.075	29.291
Régimen ordinario	227.011	198.231	196.694	186.278	180.058	161.812	164.981	174.553
Hidráulica	4.640	5.454	6.824	5.296	4.646	7.102	7.073	3.306
Eólica	32.160	38.253	43.545	42.465	48.508	54.713	51.031	48.115
Solar fotovoltaica	2.498	6.072	6.423	7.425	8.202	8.327	8.208	8.243
Solar térmica	15	130	692	1.832	3.444	4.442	4.959	5.085
Térmica renovable	2.869	3.317	3.332	4.318	4.755	5.075	4.729	3.184
Renovables	42.182	53.226	60.816	61.337	69.556	79.659	75.999	67.933
Térmica no renovable	26.721	28.601	30.973	32.319	33.767	32.296	25.886	25.449
Total Producción	295.914	280.058	288.483	279.934	283.381	273.767	266.866	267.936

93.2. Redes eléctricas de transmisión e Interconexión.

La red de transporte en 400 kV y en 200 kV ha crecido en el periodo 2008-2015 un 17 %, alcanzando una extensión total de 43.800 km. Este crecimiento de la red no es coherente, en principio, con la reducción de la demanda del 10%. La justificación podría estar en las acometidas a nuevas zonas de alto nivel de consumo, pero en el mapa de redes de REE, no se aprecia ninguna extensión fuera de las áreas de mayor consumo.

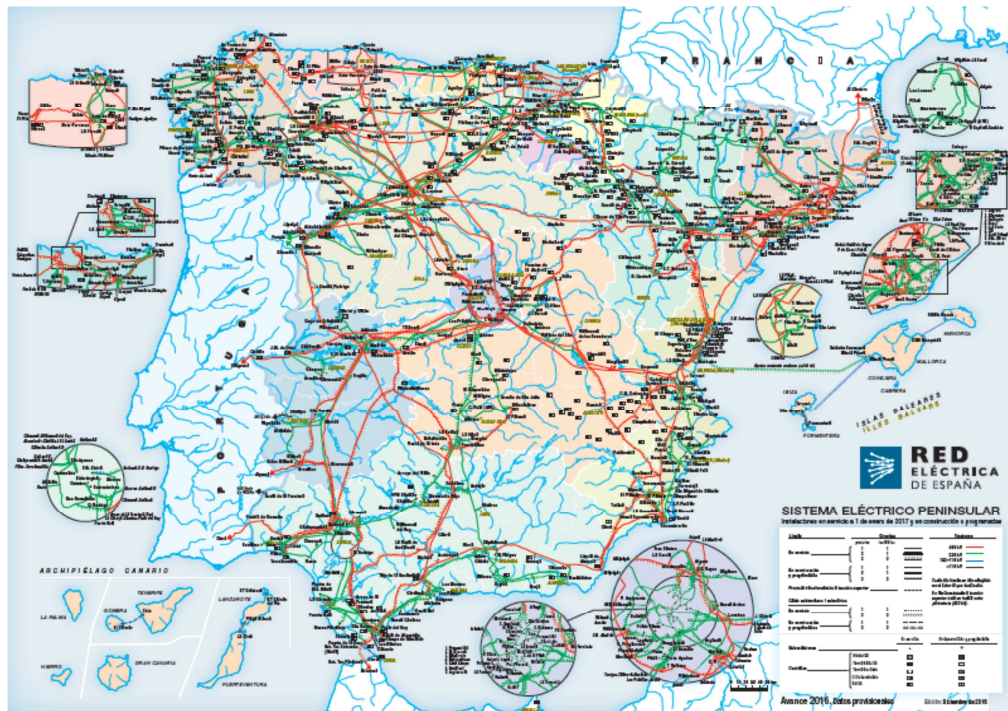
En relación con las interconexiones España-Francia, existen cuatro líneas, 2 con tensión de 400 KV y dos con tensión de 200 kV con una capacidad de intercambio de 1.400 MW de Francia a España y de 1.000 MW de España a Francia. A esta capacidad se ha añadido la línea subterránea de corriente continua HVDC y 320 kV de tensión en el Pirineo Oriental Todo este conjunto permite un intercambio de electricidad de 2.800 MW.

La CE considera necesario impulsar la interconexión de España con el sistema europeo⁸⁷³, que solamente alcanza el 2,4% de la totalidad de electricidad con el objetivo de llegar a un 10%. El objetivo de interconexión a medio plazo es alcanzar a medio plazo 4.000 MW. Está contemplada una conexión de Navarra con las Landas, otra entre Sabiñanigo y Martillon, con capacidad entre 1.200 MW y 2.000 MW cada una. Pero se considera que la mejor opción para minimizar el impacto ambiental es una línea submarina de 400 km en el Golfo de Vizcaya en HVDC con una capacidad

⁸⁷³ IET/2209/2015 de 21 de octubre de 2015. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte. Documento Anexo de REE, pag 145. Vid: MARIN J. M., & ESCRIBANO-FRANCÉS, G. (2010), "El Plan Solar Mediterráneo y la integración energética Euro-mediterránea". *Economía industrial*, (377), 118-126.

de 2.000 MW, proyecto que se presenta en el Plan 2015-2020 de Desarrollo de la Red de Transporte

Grafico 79. Red Eléctrica de España



93.3. El funcionamiento del Mercado Eléctrico.

En el apartado 6.6 he descrito el funcionamiento del mercado eléctrico de acuerdo con los criterios de la Ley 54/1997 de casación de la demanda con la oferta de distintos tipos de generadores y precios. La operativa de tal mercado o *pool* se inicia con la previsión de la demanda⁸⁷⁴ para el día siguiente en un tramo horario determinado en función de las estadísticas de consumo, estación del año, condiciones meteorológicas, o circunstancias concretas como días festivos, vacaciones, etc.

Por otra parte los distintos agentes, generadores, de las diferentes tecnologías (nuclear, hidráulica o gran hidráulica no de régimen especial, térmicas de carbón, ciclos combinados de gas o renovables) hacen sus ofertas de cantidad, en MW, y de precio en €/MWh, para cada uno de los tramos horarios diarios, pudiendo presentar hasta 25 distintas ofertas para cada hora. Las ofertas de compra y venta se van casando en precio y cantidad ofertados. La última tecnología en entrar en la casación es la que marca el precio del mercado.

⁸⁷⁴ Las operaciones previas del día anterior a la programación vienen reguladas en el BOE núm. 190, de 9 de agosto de 2013, Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), Los contratos bilaterales y las intercambios internacionales son tenidos en cuenta en esta programación diaria por el Operador del Sistema.

Los precios de entrada en el mercado en el tramo horario están en función de sus costos de generación, más los márgenes aplicados. Las energías renovables entran en cantidad de energía en función de sus predicciones de producción, pero lo hacen a precio cero por cuanto su costo variable es técnicamente cero⁸⁷⁵.

Es también frecuente que la energía nuclear oferte a precio cero o muy por debajo de sus costos de generación para asegurar su entrada en el mercado, dada la dificultad técnica de modular su producción y más aún de parar sus instalaciones, esperando los precios de otros generadores. Los operadores de las centrales nucleares ocultan con esta práctica sus costos de generación por lo que restan transparencia al mercado. Lo mismo ocurre con los generadores de gran hidráulica, instalaciones que tienen la capacidad de acumular energía e iniciar la producción de electricidad en tan solo unos minutos lo que les permite jugar con el momento de la entrada y el precio⁸⁷⁶.

Estas prácticas benefician a dos tecnologías cuyas instalaciones han sido subvencionadas y en la práctica están amortizadas (a excepción de las reinversiones en equipos)⁸⁷⁷, y que por añadidura se han beneficiado del capítulo de Costos de Transición a la Competencia que ascendió a cerca de 20.000 millones de euros del 2015, lo que hace por tanto que sus costos de generación son inferiores a otras tecnologías. Todo ello sin tener en cuenta el costo cero de la materia prima en el caso de la hidráulica y la entrada de la energía nuclear en el mercado con el precio no real de generación, al asumir el Estado los costos externos

Tanto los Costos de Transición a la Competencia CTC como la garantía de potencia, generan distorsiones en el mercado. Los CTC, porque han permitido a los generadores ofertar en el mercado spot a precios más reducidos, inferiores a 6 pts./kWh, límite para poder obtener la compensación de los CTC, y que en la práctica actúan como barrera de entrada a otros generadores más eficientes. El pago del concepto de garantía de potencia es un factor independiente de si se produce o no energía, y afecta por tanto al precio de mercado de electricidad.

⁸⁷⁵ KLESSMANN, C., NABE, C., & BURGESS, K. (2008). Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, 36(10), 3646-3661.

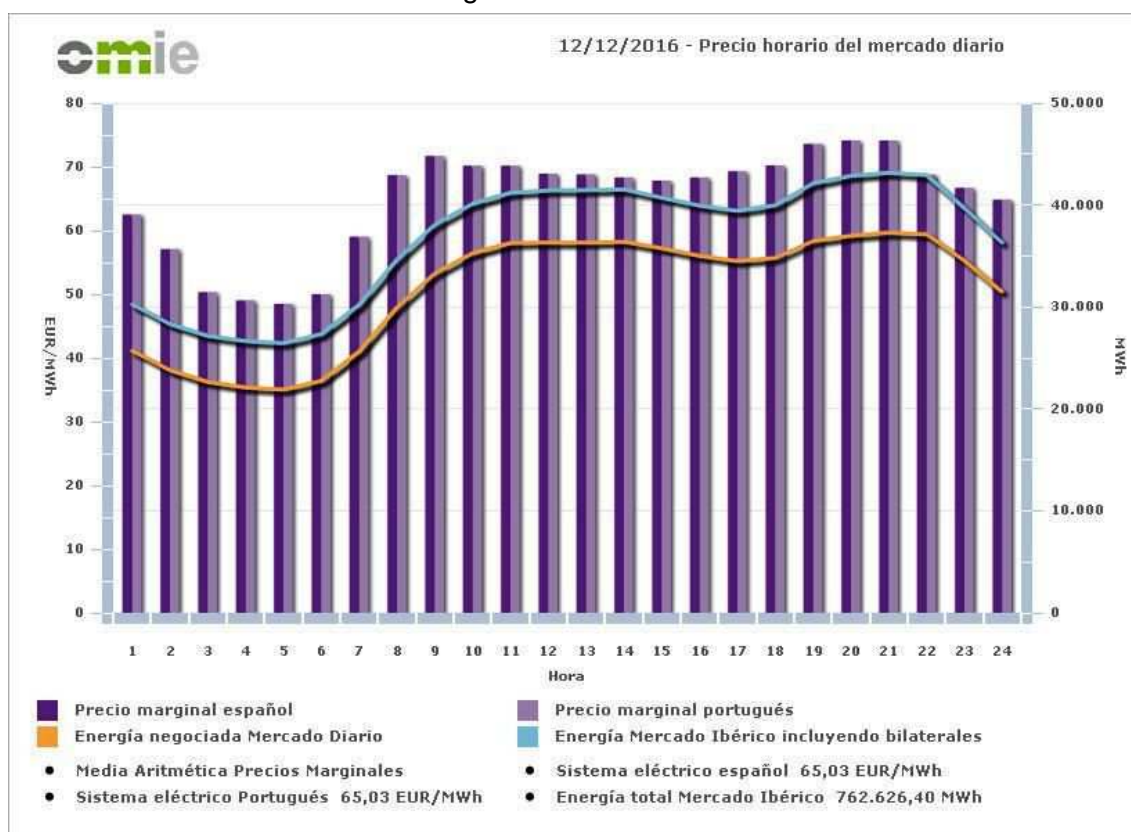
⁸⁷⁶ FABRA, N. & FABRA UTRAY, J. (2009), "Un diseño de mercado para el sector eléctrico español", *Papeles de Economía Española*, 121, pp. 141-158.

⁸⁷⁷ Es muy frecuente en el mundo industrial que se hagan reservas de cash flow para cubrir la eventual contingencia de reposición de equipos y sistemas que hayan superado su vida útil. Esta práctica considera como gasto de mantenimiento las cantidades desembolsadas, denominadas cash out. Otra práctica utilizada es la de considerar este desembolso como inversión, y por tanto amortizable, solo si con ello se alarga la vida útil del conjunto de la instalación.

El sistema de operación del mercado permite a estas dos tecnologías acceder a un precio final de mercado, el precio marginal, muy superior al de su generación, lo que en la práctica lleva a un encarecimiento de los precios no regulados. Por otro lado el Gobierno determina qué tecnologías deben de entrar en el sistema por razones de seguridad del suministro lo que sin duda comporta una alteración a las reglas de un mercado competitivo.

Todo conlleva a la reflexión, muy extendida y que personalmente considero muy realista, de que el mecanismo de mercado, el pool, requiere de una mayor transparencia y competitividad⁸⁷⁸ con objeto de que se refleje la realidad de los distintos precios de la energía de cada tecnología, lo que tendría importantes efectos en los consumidores. Más del 80 % de la demanda de la energía procede de las 5 compañías generadoras. Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, Hidrocantábrico EDP y E-On, que a su vez, como ya he comentado, son también propietarias de las compañías de distribución, lo que no facilita el comprender que exista un mercado transparente y competitivo.

Gráfico 80. Mercado diario de energía



Fuente OMIE

⁸⁷⁸ BEATO, P. (2005). "La liberalización del sector eléctrico en España: ¿un proceso incompleto o frustrado?". *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía*, (826), 259-281.

En el Gráfico 81 anterior podemos ver el comportamiento del mercado eléctrico en un día cualquiera. La curva inferior es la curva de la energía negociada diario en el mercado España y las barras horarias nos indican el precio de casación entre demanda y oferta en cada franja horaria. Los mayores precios diarios se dan en los momentos de mayor demanda que por lo normal suele ser a las 14 horas y a las 21 horas. La media aritmética de los precios marginales en el sistema eléctrico nacional es de 55,26 €/MWh (5,526 c€/kWh). En la fecha elegida el consumo de energía es muy alto y en general los precios casados son altos en todas las franjas horarias.

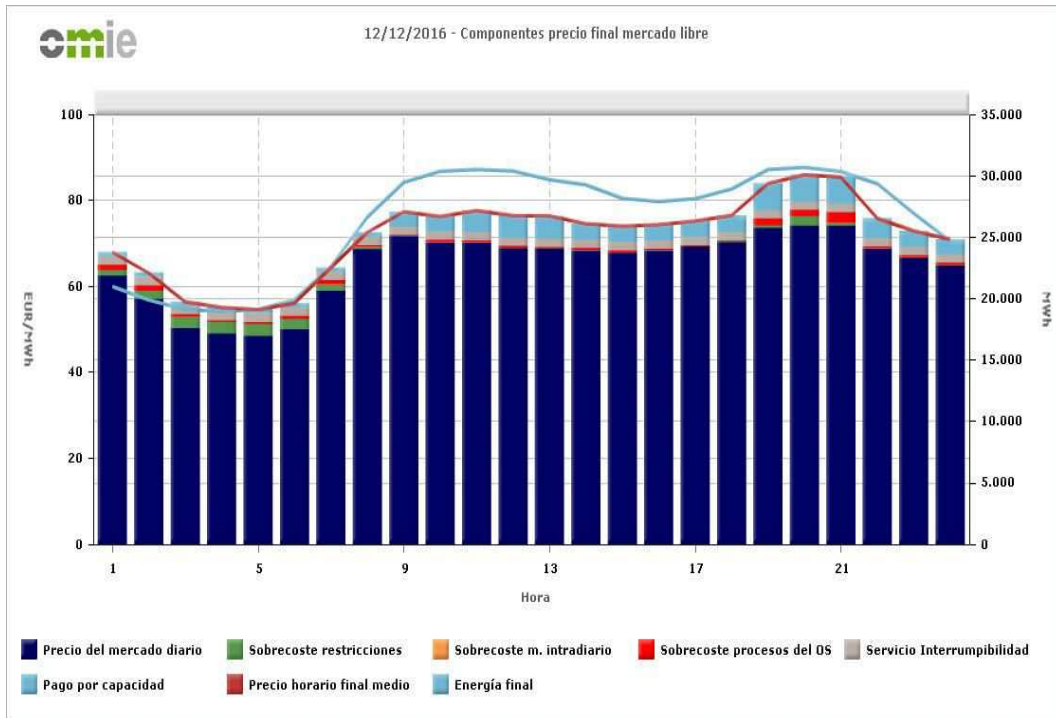
Al precio en cada franja horaria hay que añadirle los sobrecostos por los siguientes conceptos:

- Pagos por capacidad de potencia firme en espera.
- Restricciones técnicas, considerando como tales:
 - Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia.
 - Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
 - Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
 - Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
 - Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.
- Sobre costo del mercado intradiario por diferencias entre la producción real y la generación prevista, o variaciones de la demanda del sistema.
- Sobrecostos de procesos del operador del sistema.

En el gráfico 82 podemos ver el costo de cada uno de los componentes del precio final de energía. Destaca el pago por capacidad, por su magnitud los pagos de capacidad para atender la demanda de electricidad. Los sobrecostos por interrumpibilidad son una constante en todas las franjas horarias⁸⁷⁹.

⁸⁷⁹ Sobre el mercado bilateral, veáse: KÜHN, K, & MACHADO, M. (2004), "Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Market", Discussion Paper Series, 4590, CEPR.

Gráfico 81. Componentes de precio final del mercado libre



Fuente OMIE

En la franja horaria de las 20 horas, del día 12 de diciembre de 2016, el precio de la electricidad en el mercado diario es de 74,1 €/MWh, llegando a un precio final de 85,75 €/MWh por efecto de los otros componentes de costo. Los costos por capacidad en esta franja horaria ascienden a 6,6 €/MWh, lo que supone un 57,3 % del total de componentes de costo.

En ese día, tomado al azar, el pago por capacidad asciende a 2.689.023 € y el pago por interrumpibilidad alcanza la cifra de 1.404.163 €, en total más de 4 millones de euros. Lo que supone anualmente un extracosto estimado de más de 1.400 millones euros. El montante de todos los extracostos asciende a 5.123.541 €, en un solo día, unos 1.800 millones año. Todo induce a la reflexión de si el sistema está opera con la eficiencia y transparencia necesaria para evitar estos sobrecostos.

94. Sistema Gas

94.1. Mercado de Gas.

En el año 2012, OMEL y OMIP SGPS⁸⁸⁰ acuerdan el inicio de los trabajos asociados al diseño del modelo de funcionamiento del mercado ibérico de gas, MIBGAS, con la participación de los operadores de gas de España y Portugal para su definición teórica y operativa. El Reglamento 1227/11 de la Unión Europea, sobre la integridad y la transparencia del Mercado mayorista de la Energía, marcan las líneas que los

⁸⁸⁰ OMIE, operador del mercado ibérico está participada al 50% por la sociedad española OMEL, Operador del Mercado Eléctrico de España y por la sociedad portuguesa OMIP SGPS, S.A.

mercados mayoristas de la energía deben de cumplir en orden a la integridad y transparencia estimulando la competencia abierta y las prácticas de abuso del mercado, todo ello en beneficio de los consumidores.

De acuerdo con el modelo europeo objetivo, el mercado organizado de gas se estructuraría como un mercado en el que el punto de entrega del gas es un nodo virtual o real (*hub*) en el que los operadores pueden introducir sus órdenes de compra y venta de gas.

MIBGAS estará participado por un 20% de OMIE, por un 10% por el operador del mercado portugués OMIP (con dos tercios de ese porcentaje) y el portugués (un tercio) un 13,33 % por el gestor del sistema gasístico español (Enagás) y un 6,66 % por el gestor portugués del sistema gasístico (Rensa). Otros accionistas pueden participar con un máximo de un 5% cada uno y, en el caso de tener actividades en el sector gasista, esta participación no podrá superar el 3% con un máximo de un 30%. No se permite la sindicación de acciones.

El diseño de la estructura del mercado de gas se encomendó por la Comisión al CEER, Consejo Regulador de Energía que elaboró el modelo de estructura del mercado europeo, *European Gas Target Model*, abordando la propia operación del mercado y la gestión de las redes de transmisión y el balance del sistema. En Enero de 2015 se realizó un actualización con un nuevo enfoque, en cuanto al concepto de “*well functioning*” del “*third package*” no solo reducido a la consecución de un mercado con liquidez, sino extensible a la liquidez de los mercados de futuro.

94.2. Hub de Gas

En Octubre de 2015 el Gobierno publicó el Real Decreto 984/2015⁸⁸¹, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, de acuerdo con la Directiva 2009/73/CE, y que promueve la creación de un mercado interior de gas natural, basado en zonas de balance con mercados organizados e interconectados y dotado de peajes con zonas de entrada y salida con contratación independiente.

Según el texto del Real Decreto, este mercado, cuando esté completamente desarrollado, reflejará una señal de precios transparente, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del mercado y, por tanto, incrementará la competencia en el sector⁸⁸². Su desarrollo exitoso requiere que las normas de

⁸⁸¹ Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

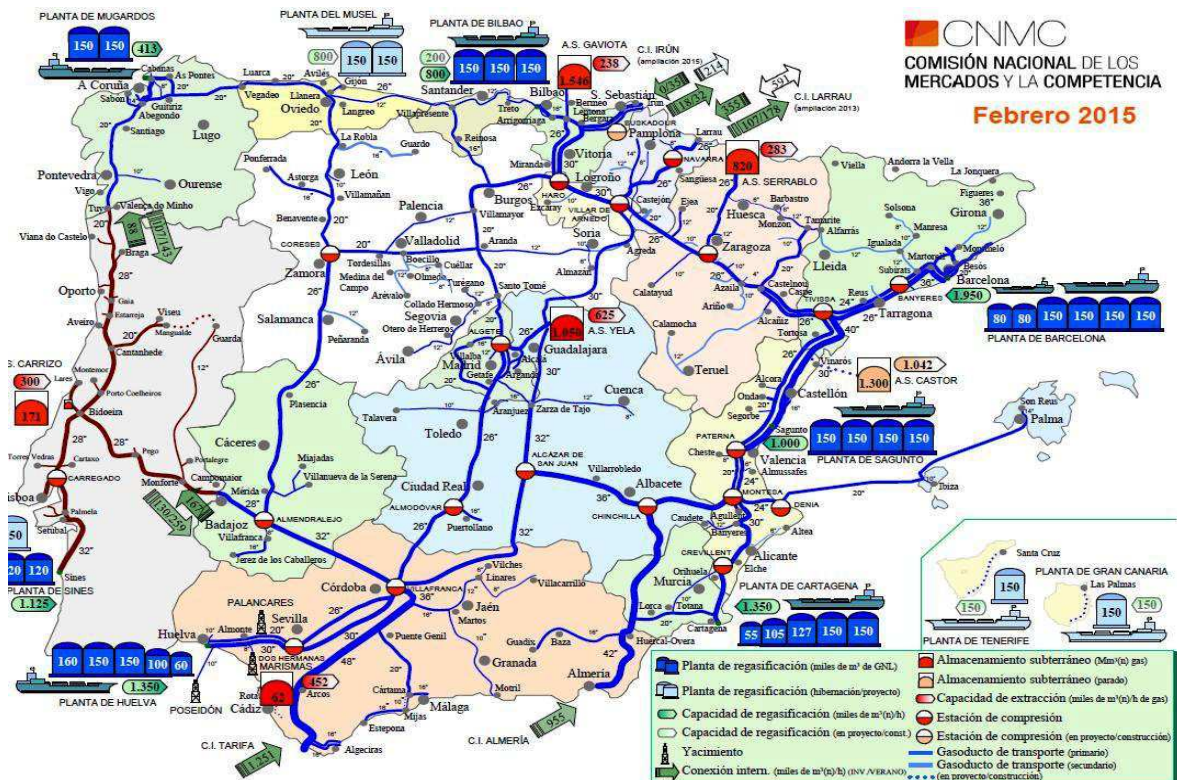
⁸⁸² LASHERAS, M & FERNÁNDEZ J. (2012), “Nuevas Tendencias en mercados Energéticos. Los mercados mayoristas de gas natural: Una referencia a la realidad europea”, *Funseam*.

contratación de acceso, de balance y la gestión técnica del sistema se orienten a facilitar la operación en él, siendo este el objetivo principal del presente real decreto.

Se crean por tanto el hub de gas un mercado organizado de gas, que opera sin perjuicio de la existencia de otras plataformas de mercado u operaciones bilaterales de compraventa⁸⁸³. Pero en la práctica sustituye a los contratos de larga duración con precios indexados en el petróleo y con cláusulas take or pay.

La Sociedad Bilbao Gas Hub, operativa desde el año 2013 y con un volumen anual de operaciones de 315 TWh en 2015, junto con Gas Natural Fenosa, presentaron un recurso contra el Real Decreto 984/2015, al entender que la designación de Mibgas como hub fue una adjudicación fuera de criterios de concurrencia, poniendo de manifiesto que el funcionamiento de esta sociedad sería financiado por los consumidores a través de los peajes.

Gráfico 82. Red peninsular de Gas.



En Julio de 2016, Iberian Gas Hub, IBGH, de la que forma parte Bilbao Gas Hub, y Mibgas alcanzaron un acuerdo de integración, por el que Mibgas se hace cargo del mercado a corto plazo y IBGH se hace cargo de las operaciones “over the counter” de

⁸⁸³ Un hub de gas es concentrador de operaciones, un emplazamiento en el que se realizan las operaciones de mercado que puede albergar instalaciones físicas de entrada y salida de gas, (hub físico), como GTF en Dinamarca, o solamente un emplazamiento en el que se realizan transacciones mercantiles con GasPool en Alemania, (hub virtual).

mercado no organizado e intermediación en la compraventa de gas natural (GN) y gas natural licuado (GNL).

CAPITULO VI. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO.

95. Programas de Investigación y Desarrollo en Energía y Eficiencia Energética.

95.1. El cambio climático como motor de la Investigación y Desarrollo.

La necesidad de desarrollo y aplicación de tecnologías, sistemas y comportamientos sociales es consustancial con la sostenibilidad energética avanzada en un mundo afectado por el cambio climático, que como es aceptado tiene como principal causa su origen antropogénico basado en el uso de combustibles fósiles. En el corto periodo de tiempo desde el inicio de la civilización industrial en 1750 hasta hoy, ha producido grandes beneficios a la humanidad, si bien de forma muy desigual a favor del mundo occidental, pero también un problema de tal magnitud que requiere de un esfuerzo y mentalización colectiva y la disposición de enormes recursos económicos para mitigar, si no reducir, los efectos ya frecuentemente percibidos del cambio climático.

En este camino la COP 21 de la Convención Marco de las Naciones Unidas ante el cambio climático, que se ha celebrado en París en Diciembre de 2015, tiene como objetivo alcanzar un acuerdo universal y vinculante para disminuir las emisiones de GHG a un nivel que limite el aumento de temperatura a 2º C y adaptar a la sociedad a las manifestaciones de los cambios climáticos que ya padecemos. Cada país ha de formulado su contribución acorde con su potencial demográfico, económico y con sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de aportar a las Naciones Unidas elementos para la publicación previa a la COP de todos los esfuerzos acumulados.

La UE lanzó en el año 2007 un Plan Estratégico de Política Tecnológica⁸⁸⁴, más conocido como SET Plan, analizado en la Parte I, mediante el que se reclama una acción a nivel nacional tendente a aumentar la inversión y hacer llegar señales claras i) a la industria de la oportunidad del desarrollo de tecnologías energéticas de baja emisión de carbono, ii) a las autoridades energéticas para poner en marcha incentivos fiscales para impulsar la investigación de base y la innovación, y iii) a los mercados financieros para facilitar las inversiones, todo ello en coherencia con las políticas, programas y medidas de otros Estados miembros. El Plan se apoyaba en una estructura formada por tres pilares: *Steering Group*, las Iniciativas Industriales Europea (EII) y la Alianza Europea de Investigación (EERA).

⁸⁸⁴ COM (2007) 723 final. 22.11.2007. Comunicación al Consejo, el Parlamento europeo, al Comité de las Regiones, y al Comité Económico Social.

EL SET Plan fue aprobado por el Parlamento Europeo, no sin hacer mención a la necesidad de evitar duplicidades y la generación de nuevas iniciativas concordantes con las existentes, en especial en cuanto a su conexión con el VII Programa Marco.

95.2. Estrategia de Ciencia y Tecnología.

En España, en 2009, justamente al inicio de una crisis económica que el Gobierno Socialista no quiso o no supo reconocer, se aprobó la Estrategia para la Economía Sostenible en la que se enmarcaba la ley de la Ciencia, Tecnología y la Innovación, aprobada en 2011 al final de la legislatura, ley que abordó dos estrategias: la Estrategia de Ciencia y Tecnología que tiene como finalidad aprovechar el conocimiento e infraestructuras de la comunidad científica y tecnológica, y la Estrategia de Innovación que implicaba a los distintos agentes sociales, económicos y políticos en el marco de la Estrategia Europea 2020 en la que se quiso alcanzar un 3% del PIB como inversión en I+D+i.

Es cierto que los efectos de los procesos de desarrollo de nuevas tecnologías no siempre recaen íntegramente en los países que promocionan estas tecnologías, siendo compartidos por otros países. Como indica Pablo del Río⁸⁸⁵ los procesos de innovación se caracterizan por la existencia de *spillovers* que hacen difícil que los países líderes en tecnologías puedan beneficiarse de su *know-how* para obtener unos costos más competitivos, pero destaca que si el gobierno considera que existen beneficios alcanzables, debe plantearse políticas adecuadas al fomento de la innovación más aún si hay beneficios ambientales, diversifican el suministro de energía e impulsan el desarrollo industrial.

El desarrollo de la Estrategia de Innovación se basó en las Plataformas Tecnológicas que tenían por objeto que las empresas identificaran las necesidades de desarrollo tecnológico para ser acometidas por el sistema de ciencia tecnología e innovación. La finalidad de este planteamiento es llevar el conocimiento al mercado que se convertiría al final en el agente financiador de la I+D+i.

Pero la realidad era bien distinta, porque en general las empresas, a través de sus propias asociaciones empresariales, pero en muchos casos a título individual, expresaban necesidades de orden operativo, prescindiendo de todo aquello que podía tener la consideración de estratégico a medio plazo y obviando las sinergias y alianzas tecnológicas entre empresas nacionales y europeas. Esta cortedad de miras de ambas

⁸⁸⁵ DEL RÍO, P. (2012), "Políticas públicas, creación de industria e innovación en energías renovables: una reflexión sobre el caso español". *Economía industrial*, (384), 75-84.

Sobre el desarrollo de políticas veáse: DEL RÍO, P., & UNRUH, G. (2007), "Overcoming the lock-out of renewable energy technologies in Spain: the cases of wind and solar electricity". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(7), 1498-1513; JOHNSTONE, N., HAŠČIČ, I. & POPP, D. (2010), "Renewable energy policies and technological innovation: evidence based on patent counts". *Environmental and Resource Economics*, 45(1), 133-155.

partes, en defensa de intereses competitivos a muy corto plazo, desarticuló y empobreció la generación de conocimiento de la universidad y de los centros tecnológicos de carácter público y privado, cuya fuente de financiación dependía en numerosas ocasiones de aceptar este planteamiento de principio. Lo mismo ocurrió con los proyectos CENIT en los que los intereses de las empresas a corto plazo condicionaron las estrategias de desarrollo tecnológico en línea con las estrategias 2020.

De esta manera, se han financiado los equipos internos de I+D+i de las empresas, prácticamente en su totalidad por medio de las ayudas a la innovación en base a proyectos y las deducciones fiscales de los gastos de I+D+i, que en muchos casos han sido destinadas, más cubrir necesidades de la ingeniería de proceso de producción que al propio desarrollo tecnológico competitivo. Que el coste de la innovación de las empresas fuese soportado al 100% por el Estado y CCAA, demuestra la poca confianza de las instituciones en la capacidad de las empresas en invertir en sus propias estrategias de conocimiento.

En 2013 la Secretaría de Estado de Investigación Desarrollo e Innovación tenía registradas las siguientes plataformas.

- Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y de las Pilas de Combustible.
- Plataforma Española de Redes Eléctricas –FUTURED.
- Plataforma Tecnológica del Sector Eólico –REOLTEC.
- Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa –BIOPLAT.
- Plataforma Tecnológica Española del CO2.
- Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética.
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia-GEOPLAT.
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar de Concentración.
- Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear de Fisión – CEIDEN.
- Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica.

96.3. Programas de I+D+i.

Los programas a nivel nacional en los que se apoyaron las iniciativas y proyectos fueron los Proyectos Singulares, los Proyectos Cenit y los Proyectos Impacto en proyectos de desarrollo experimental. En general la subvención no retornable⁸⁸⁶, con cargo al capítulo presupuestario 7, era muy pequeña. Los fondos del capítulo 8 para la financiación de proyectos, aunque cuantiosos, no tenían aceptación por las empresas

⁸⁸⁶ Los fondos del Capítulo 8 fueron utilizados, por su dimensión, para la financiación de infraestructuras. La paradoja es que ciertas infraestructuras realizadas por entidades de carácter público han supuesto una carga financiera para dichas instituciones, que en la práctica están soportando con sus presupuestos estas grandes instalaciones, como ha sido el caso de CENER, en sus bancos de ensayos y parque experimental.

y centros tecnológicos y menos aún por la Universidad, al tener la consideración de préstamos con bajos tipos de interés, pero retornables.

Los programas a nivel europeo eran los recogidos en la parte I, Set Plan, (EEI y EERA), las Plataformas Tecnológicas Europeas, y Energy Intelligent. La mayoría eran compatibles con las ayudas de los programas nacionales.

Este diseño venía generando cierta preocupación en el ámbito del Ministerio de Ciencia y Tecnología, de nueva creación, ante las dificultades presupuestarias con las que se encontraba la Administración a la hora de incrementar la dotación económica para alcanzar *standards* de inversión en I+D+i en línea con los preconizados en la Estrategia Europea 2020 Unión por la Innovación⁸⁸⁷ que en su decálogo dice textualmente *“Tenemos que sacar más innovación de la investigación. Debe aumentarse la cooperación entre el mundo de la ciencia y el mundo de la empresa, y deben suprimirse los obstáculos y darse incentivos”*.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 contempla un exhaustivo catálogo de líneas y actividades en I+D+i en conexión con el ámbito europeo y la Política Tecnológica Europea expresada en SET Plan. Tengo la sensación que este catálogo no tuvo en cuenta ni el estado del arte de las tecnologías, ni la capacidad y conocimiento tecnológico, ni tampoco su priorización en base a la efectividad medioambiental alcanzable en términos de reducción de emisiones. Es cierto que la dotación económica prevista era muy importante, pero aun así los redactores del Plan tendrían que haber contemplado un esquema con un mayor enfoque, máxime cuando se había entrado de lleno en crisis económica.

El Ministerio de Ciencia e Innovación lanzó en 2011 la iniciativa ALINNE, Alianza para la Investigación e Innovación Energética integrada por la administración, las empresas y los centros tecnológicos que tenía como objetivo la coordinación de los agentes implicados en este segmento. En enero de 2015, 3 años después, se publicó un documento que respondía al nombre de “Análisis del Potencial de Desarrollo de las Tecnologías Energéticas en España” que fue precedido de un documento de Criterios para el Análisis Potencial, presentado en septiembre de 2013, en cuya elaboración el papel de las Plataformas Tecnológicas como parte integrante del Comité de Estrategia, fue, nuevamente, fundamental, según indica el propio documento de análisis.

El objetivo orientador de este análisis *“identificar tecnologías que produzcan un desarrollo del tejido industrial productivo y de servicios del país y que, como consecuencia, creen empleo y, a la par, que este desarrollo sea continuado, con lo*

⁸⁸⁷ COM (2010) 546. Unión por la Innovación.

que será necesaria la disposición de una base sólida de recursos humanos y de otro tipo, que pueda generar o incorporar a nuestro sistema los conocimientos y la innovación propios para alcanzar este desarrollo.” Un objetivo ciertamente generalista y difuso, que no conecta con la Política Tecnológica Europea en materia de Energía ni tampoco con el Plan de Energías Renovables 20011-2020, ambos inspirados en la Estrategia 2020. Declinaron participar en el ejercicio las asociaciones y/o plataformas Sedigás, Carbunión, AOP, Acogen y PTR Fusión. Sí participó CEIDEN en representación de la industria nuclear de Fisión.

El resultado del análisis, en mi opinión, no ha cumplido con las expectativas generadas porque está lleno de lugares comunes que no aportan una visión clara de las necesidades energéticas de España, ni tampoco de las tecnologías específicas en sostenibilidad energética que, ante una inevitable limitación de recursos, deben de ser consideradas como prioritarias. Hay una tendencia bastante común en muchas iniciativas similares a detenerse más en el envoltorio que en el contenido. No es necesario emplear tres años de trabajo para dar respuesta a la pregunta más crítica y de mayor impacto global en torno al futuro sistema energético. Solamente hubiese bastado con mirar a lo que habían planificado los países más avanzados y unirse a ellos mediante acuerdos políticos y tecnológicos. Se tiene, en general, una gran tendencia a “reinventar la rueda”.

Como digo, la respuesta directa se puede expresar, desde el análisis de las políticas de I+D+i en Dinamarca y Alemania, en estos ejes:

- Escenarios en los que las energías menos contaminantes desplacen a las energías fósiles en todos los ámbitos del consumo, electricidad, calor y frío, transporte.
- Eficiencia en el uso y la transformación de energía.
- Desarrollo de infraestructuras de interconexión con las redes europeas.
- Desarrollos de tecnologías que permitan la reducción de costos de la energía renovables por mejora de la eficiencia de generación y costos de fabricación.
- Desarrollo de tecnologías y sistemas de acumulación de energía.
- Puesta en práctica de un marco regulatorio adecuado que permita un mercado transparente y competitivo.

96. Centros Tecnológicos especializados en Energías Renovables.

Destaco aquí los Centros Tecnológicos de mayor capacidad, infraestructuras y capacidades dedicados al desarrollo tecnológico de las energías renovables. Además de estos Centros hay determinadas actividades relacionadas con las energías renovables en diferentes Institutos Universitarios

CENER. Centro Nacional de Energías Renovables. Fundación CENER-CIEMAT.

- Áreas de actividad: Energía Eólica, Energía Solar FV, Energía Solar Térmica, Biomasa y Biocombustibles, Integración de Energía en Red, Energética Edificatoria.
- Infraestructuras: Planta de ensayo de palas de aerogenerador, Planta de ensayos de aerogeneradores, Parque Eólico Experimental 30 MW⁸⁸⁸, Centro de Biocombustibles de segunda generación, Laboratorio de Células Fotovoltaicas, Laboratorio de Ensayos de módulos fotovoltaicos, Laboratorio de ensayos de Captadores Térmicos, Laboratorio de Electroquímica.

CIEMAT Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.

- Estudio, desarrollo, promoción y optimización de las distintas fuentes de energía: renovables, fusión, fisión y combustibles fósiles; el estudio de su impacto en el medioambiente; el desarrollo de nuevas tecnologías; investigación fundamental; física de altas energías y biomedicina.
- Infraestructuras. PSA Plataforma Solar de Almería, CEDER Aprovechamiento energético biomasa. Soria.

IES. Instituto de Energía Solar. Universidad Politécnica Madrid.

- Semiconductores III-V, Tecnología del Silicio, Integración de sistemas e instrumentos, Sistemas fotovoltaicos

TECNALIA Research & Innovation.

- Aeroespacial, Automoción, Construcción, Energía, Ferrocarril, Fundición, Infotech, Medioambiente, Naval, Salud y Calidad, Siderurgia, Sistemas Industriales, Sociedad de la Información, Sistemas de Innovación, Software, Tecnologías de la Información, Telecomunicaciones.

IREC Fundació Institut de la Reçerca de l'energia de Catalunya.

- Materiales Avanzados, Bioenergía y biocombustibles, Eficiencia Energética, Eolica Marina

CIRCE Centro de Investigación de recursos y consumos energéticos.

- Análisis Integral de Recursos Energéticos (AIRE), Eficiencia Energética, Integración de Energías Renovables (IER) Recursos Naturales, Sistemas Eléctricos de Potencia (GISEP) Sistemas Térmicos, Socioeconomía de la Energía

CARTIF.

- Integración de energías renovables en edificación, Valorización energética de residuos y subproductos.

CTAER. Fundación Centro Tecnológico de Energías Renovables de Andalucía.

- Biomasa, Solar, Eólica, Proyectos en Red, Otras energías.

ITC Instituto Tecnológico de Canarias.

⁸⁸⁸ CENER, Centro Nacional de Energías Renovables, diseño e instaló la primera planta de ensayos de aerogeneradores del mundo. NREL, National Renewable Energy Laboratory de US, solicitó estar presente en el diseño e instalación, para replicar la planta en los Estados Unidos.

- Sistemas eólicos-fotovoltaicos aislados de la red eléctrica; Producción de algas a escala semindustrial.

97. Coordinación de actividades de I+D+i en orden a las Estrategias Europeas.

97.1. Nueva Estrategia Tecnológica.

Si analizamos el origen de las tecnologías de energías renovables más extendidas podremos observar que tanto la tecnología eólica como la fotovoltaica, e incluso las tecnologías de biocombustibles y de generación térmica, tienen su origen en otros países, Alemania, Dinamarca, Japón, Ucrania, etc. Las empresas españolas del sector han desarrollado eficientemente estas tecnologías mediante la innovación y aplicación de sistemas, cuyo diseño procede muchas veces de otros países. Pensemos por ejemplo en la tecnología Eólica y en sus distintos componentes: en la mayoría de las librerías de perfiles aerodinámicos de las palas, las resinas y tejidos utilizados, los diseños estructurales, en las multiplicadoras, en los rodamientos de buje, en los generadores, la electrónica de potencia, el hardware, los algoritmos de gestión de operación, los sistemas de mantenimiento predictivo avanzados, etc, etc., y veremos por un lado el origen y dependencia tecnologías y por otro lado el reducido número de patentes generadas en España.

Y lo mismo ocurre en fotovoltaica, tecnología en la que los procesos de obtención del Si amorfo y policristalino así como los equipamientos de procesos de obleas y los materiales de recubrimiento, tienen su origen en terceros países. Quizás el único sector, en el que la tecnología ha sido desarrollada con una participación de centros y empresas españolas, es el de la energía solar termoelectrica, gracias al trabajo de muchos años de la Plataforma Solar de Almería.

Esto nos conduce a una reflexión: ¿Son competitivos los equipos e instalaciones de las empresas españolas en los mercados internacionales? Y la respuesta es positiva, y constatable por la expansión internacional de las empresas, lo que permitiría pensar que la innovación aportada a los equipos, sistemas e instalaciones, es eficiente porque con pocos recursos aportados y poco tiempo de adaptación de las innovaciones, se obtienen retornos importantes (*spillover*). Algo que con frecuencia comento es que, se es capaz de operar el AVE y los aviones AIRBUS con una gran seguridad y precisión, y además, creando plataformas de mantenimiento reconocidas en Europa. Pero, salvo excepciones puntuales, no se ha participado en el diseño de ninguno de los dos medios de transporte de la misma forma que lo han hecho los franceses, alemanes e ingleses.

En el mundo de la energía eólica hay ejemplos concretos de lo que he destacado. Vestas, tras contar con Gamesa como empresa de construcción, licenció su tecnología, tras lo cual Gamesa hizo un desarrollo de equipos escalando el concepto

tecnológico heredado; pero las dificultades en el desarrollo de nuevos modelos le supuso un gran esfuerzo en recursos de ingeniería y largos plazos de puesta en el mercado. Acciona, a su vez, diseñó un *me too* de la máquina de Gamesa. Al final ambas compañías han tenido que asociarse a los grandes tecnólogos porque tanto en la dimensión tecnológica como en la económica no podían competir en el mercado.

Todo ello obliga a pensar en las razones de los bajos retornos de la inversión realizada por la reducida actividad de I+D+i, que son varias⁸⁸⁹. En primer lugar es destacable, como he esbozado más arriba, que la orientación de las empresas españolas en cuanto a la inversión en investigación y desarrollo, es muy débil; en general se prefiere no correr riesgos tecnológicos y/o financieros a medio largo plazo, prefiriendo ser licenciatarios de patentes que invertir en I+D+i. Y de esto hay ejemplos muy claros y notorios en todas las tecnologías de energías renovables y eficiencia energética. En consecuencia no se tractora la investigación y desarrollo desde la empresa, con las excepciones y particularidades comentadas, y por tanto los centros tecnológicos y universidades no tienen capacidad ni recursos para abrir y poner en marcha nuevas líneas de investigación con lo que se quiebra el sistema ciencia-tecnología-empresa.

En segundo lugar las empresas, como es natural, son muy celosas del conocimiento diferencial adquirido y su valor en cuanto a competitividad, lo que genera desconfianza en su colaboración con los centros tecnológicos y universidades. Esto lleva a tener una tendencia a crear pequeñas estructuras internas de I+D+i, excepto en casos muy conocidos de empresas que cuentan con importantes equipos de investigación, que se ocupan más de la mejora de los procesos y equipos, del afinado de las tecnologías existentes, etc., que conduzcan a una mejora de sus costos de generación y explotación sin rupturas ni aventuras tecnológicas. En pocas palabras se hace innovación operativa más que investigación tecnológica.

Para estimular la investigación y el desarrollo son necesarios recursos financieros y una de las pocas formas de hacerlo sería:

- Evitar reinventar la rueda; lo que significa tener una información detallada del estado del arte por comités de expertos nacionales e internacionales.
- Definir por las autoridades competentes, asesorados por expertos internacionales áreas, los programas y objetivos concretos de investigación y desarrollo en sectores muy específicos y de alto impacto social y económico, en línea con las Estrategia 2020.
- Identificar las capacidades e infraestructuras científico-tecnológicas para acometer estas líneas específicas de I+D+i.

⁸⁸⁹ He escuchado a una alta autoridad del Gobierno de España decir en público que los retornos de la I+D+i en España son muy altos si se tienen en cuenta las subvenciones obtenidas de la Unión Europea. Triste manera de medir la eficiencia de un sistema de Ciencia y Tecnología.

- Asegurar la financiación pública orientada a estos fines y apoyo público en la búsqueda de fondos de capital riesgo con ciertas garantías del Estado.
- Creación de una red de conocimiento e infraestructuras que tenga la capacidad de abordar estos proyectos⁸⁹⁰.
- Hacer alianzas con empresas de base tecnológicas, empresas industriales y sociedades de capital riesgo.

Si explicara este proceso en público, estoy seguro de que muchos me criticarían por plantear un excesivo dirigismo de la política de I+D+i. Es cierto que esta posición es dura de aceptar en un mercado tecnológico liberalizado pero, no es menos cierto que en un país como España, en el que la dimensión, esfuerzo económico y trayectoria de investigación ha estado, y sigue estando, muy alejada de la de otros países del entorno europeo, se han perdido muchos trenes que son difíciles de alcanzar. No se puede tener pretender tener una investigación de primera fila en todo y con recursos limitados, y por tanto hay que ser muy selectivos aplicando políticas más propias de una “economía de guerra”.

La situación de crisis económica, junto con la falta de prioridades en la investigación en energía, ha generado una situación de impasse de la que difícilmente España se va a recuperar. Si el Plan de Energías Renovables 2010-2020 no se modifica para adecuarse a la visión de la UE 2030, además de una dependencia energética se sufrirá una dependencia tecnológica en el sector muy preocupante.

CAPÍTULO VII. ESTRATEGIA ENERGÉTICA 2020.

98. Ley de la Economía Sostenible 2020.

La Ley de la Economía Sostenible 2020⁸⁹¹ viene a ser, de alguna manera, una plasmación del programa político en economía del Gobierno del Partido Popular surgido de las elecciones de Noviembre de 2010, que descansa en ciertas opciones estratégicas para una economía sostenible provenientes de la legislatura anterior, como la prioridad otorgada al incremento en la inversión en investigación, desarrollo e

⁸⁹⁰ En 2010 hice una propuesta conjunta al Ministerio de Industria y al de Ciencia y Tecnología para la creación de una red de conocimiento, que no tuvo aceptación, en parte porque se pensaba que ese era el papel de las plataformas tecnológicas. La iniciativa ALINNE creada en Junio de 2011 no cumple con esta finalidad.

⁸⁹¹ Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

innovación, o al fomento de las actividades relacionadas con las energías limpias y el ahorro energético. La ley en su conjunto pretende servir a un crecimiento⁸⁹² sostenible.

El título III está dedicado a la Sostenibilidad Ambiental y, en su primer capítulo, al modelo energético sostenible en el que *“la política energética estará orientada a garantizar la seguridad de suministro, la eficiencia económica y la sostenibilidad medioambiental por medio de un modelo de distribución de consumo y distribución de energía compatible con la normativa y objetivos comunitarios y con los esfuerzos internacionales en la lucha contra el cambio climático”*, definición de principio con la que no se puede estar en su conjunto más de acuerdo, aunque el concepto de eficiencia económica es en sí mismo muy poliédrico.

La ley determina objetivos de ahorro y eficiencia energética teniendo como foco la reducción de la reducción del consumo de energía primaria en un 20% en 2020 del cual al menos el 10% ha de venir del sector de transporte. Los objetivos de participación de las energías renovables en el mix de generación deben alcanzar una generación del 20 % de la energía final en 2020, compatibles con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Se anuncia la realización de un documento de planificación, con carácter indicativo, en línea con los objetivos de mejorar la participación de las energías renovables en el mix energético en particular en electricidad, teniendo en cuenta el análisis de los costos y beneficios de cada una de las distintas tecnologías de generación, la reducción de las energías que generan mayores emisiones de GHG, y determinar los niveles de participación de la energía nuclear en la cesta de generación energética.

La definición de los incentivos públicos se hará en base a criterios tales como la garantía de un retorno adecuado a la inversión de las tecnologías de régimen especial, que tenga en cuenta las curvas de aprendizaje de cada una de ellas hasta alcanzar su competitividad. La internalización de los costos de la energía, es un criterio que regirá a la hora de estudiar la sustitución de tecnologías obsoletas de energías de baja eficiencia económica y medioambiental. Por otra parte se priorizarán las instalaciones que aporten innovaciones tecnológicas que contribuyan al consumo de electricidad a través de sistemas de generación distribuida.

Dedica un artículo al fomento de las actividades de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación en energías renovables y eficiencia energética, con el fin de

⁸⁹² Es significativo el uso del término crecimiento económico en lugar de desarrollo económico que en economía son dos conceptos muy diferentes por cuanto las variables que inciden, favorecen o afectan a uno u otro y los indicadores de medida son también distintas. En general el concepto crecimiento, no suele tener en cuenta la componente más social, demográfica, ambiental, los recursos naturales, el medioambiente y el cambio climático.

obtener y aplicar nuevas tecnologías que contribuyesen a la disminución de la dependencia energética, a la reducción de costos de energía y de emisiones, así como el desarrollo de tecnologías que mejoren la gestionabilidad de las energías renovables y los sistemas de gestión y acumulación de energía. Se formulan acciones y programas para el desarrollo y mejora de la eficiencia de redes de transporte y distribución y microrredes.

Se contempla el impulso de medidas para el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones en 2020, tales como la creación de sumideros de CO₂ vinculados al uso forestal sostenible mediante planes y proyectos de gestión forestal, agrupaciones de productores, tratamientos silvícolas que reduzcan el riesgo de incendios y generen biomásas aprovechables, la selección y la conservación y mejora de la variabilidad genética de los recursos forestales.

Se consideran objetivos de la movilidad sostenible la puesta en práctica de políticas urbanísticas que minimicen los desplazamientos, la eficiencia energética, la mejora del medioambiente urbano, y la salud y seguridad de los ciudadanos, fomentando los medios de transporte de menos costo social, la modalidad e intermodalidad de los diferentes medios de transporte alternativos al vehículo privado. Se desarrollarán proyectos de movilidad en el transporte, y relacionados con el transporte ferroviario de mercancías. Y en general, aquellos proyectos de innovación tecnológica de mejora de la eficiencia energética del transporte, con el objeto de la reducción del consumo de energía y de las emisiones contaminantes.

Se constituye un Fondo para la compra de créditos de carbono que se destinará de manera preferente a proyectos de eficiencia energética, energías renovables y gestión de residuos y aquellos que representen un elevado componente de transferencia de tecnología.

Se pone en funcionamiento un mecanismo de seguimiento, cada cuatro años, de los planes y programas derivados de esta ley, en particular de la evaluación de la planificación indicativa del modelo de generación de energía, de la planificación vinculante de las infraestructuras y redes de energía, de los planes de energías renovables y los planes nacionales y programas de ahorro y eficiencia energética. Se establecen deducciones fiscales en la cuota íntegra del impuesto de sociedades del 8% para inversiones realizadas en bienes del activo material, que estén incluidas en los programas públicos, destinadas a instalaciones que eviten la contaminación atmosférica

99. Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Como ya se indicaba en la Parte I de esta tesis, en el punto Plan de Asignación de Energías Renovables, la Directiva 2009/28/CE fijó como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energías renovables en el consumo final de energía y de un 10% en el transporte. En noviembre de 2010 la Comisión envió al Parlamento, al Consejo, al Comité Económico y Social y al Comité de la Regiones una Comunicación sobre la Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura en 2020. El Plan 2011-2020 nace de estas iniciativas en sostenibilidad energética de la CE, elaborado por el IDAE con un gran detalle y extensión, y como continuación del Plan de Energías Renovables 2005-2010. Este Plan⁸⁹³ fue aprobado por el Consejo de Ministros de noviembre de 2011, días antes de las elecciones generales que dieron la victoria al Partido Popular. El tiempo dirá si la iniciativa se queda en un mero slogan electoral.

99.1. Visión Estratégica del Plan.

El Plan expone en primer lugar los ejes de la Política Energética Europea, que en esencia son: la necesidad de un avance coordinado en la liberalización de los mercados, la garantía del suministro, el desarrollo de las infraestructuras de interconexión y la reducción de emisiones contaminantes.

En particular, los retos de España en materia de energía sostenible se centran en la reducción de la intensidad energética, más elevada que en otros países industrializados con un grado de desarrollo económico similar, cuestión en la que el Plan pone el acento en que la reversibilidad de esta situación pivota en el cambio del modelo económico históricamente basado en actividades de alto consumo de energía.

La carencia de recursos energéticos propios, excepto los renovables, ha llevado a tener una dependencia de energía primaria del exterior, combustibles fósiles, con efectos importantes en la balanza comercial y en la pérdida de competitividad. Como resultado el nivel de emisiones es elevado, principalmente en el sector de generación de energía y en el transporte. La utilización de las energías renovables como fuente de energía primaria ha tenido en España un desarrollo enorme, en gran medida debido a la disponibilidad de recursos de un alto nivel energético y sin duda también al sistema de retribución de la energía denominado *feed in tariff*; sistema que también ha sido el mecanismo tractor inicial del desarrollo las energías renovables en países como Alemania y Dinamarca.

99.2. Cumplimiento Objetivos PER 2005-2010.

En el documento Plan 2011-2020 se reconoce que el desarrollo de las energías renovables constituye una apuesta prioritaria de la política energética española, con efectos directos en la contención de emisiones de CO₂, dependencia energética y

⁸⁹³ Plan de Energías Renovables 2011-2020 del 11 de Noviembre de 2011.

déficit comercial y, en el plano económico, como motor de un distinto modelo de desarrollo social y económico. (Política energética que, como tal, no existe enunciada, sino a través de distintos planes y estrategias)

Recordemos que la participación objetivo de las energías renovables en el Plan 2005-2010 incorporaba tres objetivos indicativos y un cuarto objetivo implícito o transversal derivado de los objetivos explícitos.

- la contribución de las energías renovables alcance el 12,1% del total de energía primaria,
- alcanzar el 29,4 % de generación eléctrica con renovables,
- impulsar el mercado los biocarburantes con una aportación del 5,75 % y
- reducción de emisiones hasta el año 2010 de 76,7 Mtm CO₂.

El detalle de los objetivos en términos de potencia instalada y producción vienen recogidos en el siguiente cuadro:

Cuadro 58. Objetivos PER 2005-2010

Objetivos PER 2005 2010										
		Antes de	Instalación y Producción en el PER 2005 2010						Total Plan	Total
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2005-2010	
Eolica										
Potencia Instalada	MW	8.155	1.800	2.000	2.200	2.200	2.000	1.800	12.000	20.155
Producción	GWh		2.115	6.580	11.515	16.685	21.570	25.940	84.405	
Hidroeléctrica										
Potencia Instalada	MW	1.749	70	70	70	80	80	80	450	2.199
Producción	GWh		109	326	543	775	1.023	1.271	4.047	
Potencia Instalada	MW	2.898	57	57	60	86	66	33	359	3.257
Producción	GWh		57	171	288	434	587	687	2.224	
Solar Termica										
Potencia Instalada	m2	700	148	211	531	1.000	1.095	1.215	4.200	4.900
Producción	ktep		11	28	69	146	231	325	810	
Solar Termoelectr.										
Potencia Instalada	MW		-	10	40	150	150	150	500	500
Producción	GWh		-	26	130	519	909	1.298	2.882	
Fovoltaica										
Potencia Instalada	MW	37	19	27	46	72	89	112	363	400
Producción	GWh		26	61	124	229	368	553	1.359	
Biomasa co Comb										
Potencia Instalada	MW	10	-	50	125	125	200	222	722	732
Producción	GWh		-	349	1.221	2.093	3.488	5.036	12.187	
Biomasa Termica										
Producción	ktep		50	80	85	95	120	153	583	
Biogas										
Potencia Instalada	MW	141	5	10	12	17	25	25	94	235
Producción	GWh		32	95	170	277	435	592	1.600	
Biocarburantes										
Producción inst.	ktep		50	250	325	350	430	566	1.971	2.200

Fuente Agencia Evaluación. Elaboración Propia

Analizamos estos objetivos, el grado de cumplimiento y las circunstancias de entorno:

1.- Contribución de las ER al total de energía primaria.

El capítulo del Plan 2011-2020, dedicado a la evaluación del Plan 2005-2010, indicaba que los objetivos previstos en dicho Plan, en cuanto a la contribución de las energías renovables en el total de energía primaria, no alcanzó el 12,1 % previsto, quedándose en el 11,3 % según el informe de la Agencia de Evaluación.

Cuadro 59. Objetivo participación ER en E. Primaria 2005-2010.

PLAN ENERGIAS RENOVABLES 2005-2010. Objetivo participación ER en Energía Primaria						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Gener. Electr. Ktep						
Hidraulica	1.597	2.200	2.342	2.004	2.266	3.630
Biomasa	564	574	567	682	838	1.006
RSU	124	166	203	256	249	183
Eólica	1.821	2.004	2.370	2.795	3.276	3.759
Solar FV	4	10	43	219	511	540
Biogas	156	151	153	144	156	186
Solar Termoelectrica	-	-	3	6	40	271
Total Gener. Elect.	4.266	5.105	5.681	6.106	7.336	9.575
Usos Térmicos Ktep						
Biomasa	3.441	3.513	3.548	3.583	3.551	3.655
Biogas	27	62	62	26	29	34
Geotermia	4	4	4	4	4	4
Solar Termica	61	73	93	129	156	183
Total Usos Térmicos	3.533	3.652	3.707	3.742	3.740	3.876
Biocarburantes	137	171	385	619	1.074	1.442
Total Energías Renovables	7.936	8.928	9.773	10.467	12.150	14.893
Consumo Energía Primaria	145.535	144.132	147.043	142.338	130.505	131.728
% E. Renovables/E.Primaria	5,45%	6,19%	6,65%	7,35%	9,31%	11,31%

Fuente PER 2005-2010. Elaboración propia.

Es necesario tener presente también que en la redacción del Plan de Energías Renovables 2005-2010 se contemplaron tres escenarios distintos de evolución de tecnología en cada área renovable: escenario actual, escenario probable y escenario probable. El plan pivotó sobre el escenario probable que según la propia definición del Plan *“considera la evolución más probable de las energías renovables durante los próximos años, de acuerdo con las condiciones de desarrollo actuales y las posibilidades de crecimiento adicional en cada área, con vistas a alcanzar los compromisos adquiridos”* Y en materia de evolución de tendencia energética, se plantean dos escenarios, Eficiencia y Tendencial que recoge *“las tendencias económicas y energéticas actuales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable sin nuevas actuaciones de política energética”*.

Pero estos escenarios moderados, probables y tendenciales, como es bien sabido, no se dieron; y en consecuencia se trastocaron todas las acciones y objetivos planteados. Si pensáramos en el crecimiento de la demanda tendencial prevista en el Plan en el escenario probable, el consumo de energía primaria en 2010 habría ascendido a 167.100 ktoe (166.900 ktoe en el escenario actual) El indicador de consumo de energía primaria real en 2010 es (132.213 ktoe) un 20,8 % inferior del consumo previsto en el escenario probable⁸⁹⁴.

En el caso de haberse alcanzado el consumo de energía primaria previsto en el escenario probable el ratio de participación de las energías renovables sería de un 8,87 %. Y desde otro punto de vista: si se hubiese alcanzado el 12,1% de incremento de la participación de las renovables en el total de energía primaria prevista en el Plan, la energía renovable hubiese supuesto una contribución de 20.219,1 ktoe, es decir 5.326 ktoe más de lo previsto.

Por tanto, el ratio de participación de las energías renovables en el total de energía primaria, cualquiera sea la metodología utilizada, cumple con los objetivos previstos no porque el numerador sea mejor, sino porque el denominador -energía primaria utilizada- es bastante más bajo.

2.- Participación de las ER en la generación de electricidad

En el año 2010 se produjeron 300.241 GWh de energía eléctrica bruta⁸⁹⁵., en cuyo total las energías renovables participan con 97.406 GWh en 2010, lo que significaba un 30,4% eléctrica total frente al objetivo del 29,4% de participación. Como comentaremos más adelante el incremento de producción de la energía eólica y de la potencia instalada en solar fotovoltaica contribuyó de manera notable a ello, en un escenario de retracción de la demanda de electricidad. Esto supuso que las instalaciones de combustibles fósiles tuvieran que reducir su producción generando con ello las protestas de las empresas titulares de plantas de generación de carbón y sobre todo de las empresas titulares de los ciclos combinados.

⁸⁹⁴ Datos de los informes Energía 2005, 2009 y 2010, de la SSE. Presenta algunas pequeñas diferencias con las indicadas en el Plan.

⁸⁹⁵ Tanto en la Ley 54/1997 como en el RD 436/2004 el límite de potencia para acogerse al régimen especial estaba establecido en 50 MW. El RD 667/2007 estableció un subgrupo para centrales hidroeléctricas con potencia no superior a 10 MW y otro con potencia no superior a 50 MW. Tampoco en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 se contemplaba la hidráulica de más de 50 MW en la clasificación de energías renovables. Es en el Plan 2000-2005 cuando se empieza a tener en cuenta la hidráulica con potencia superior a 50 MW formando parte de los planes de Energías Renovables, aunque los objetivos de incremento de potencia solo se centraban en la minihidráulica inferior a 10 MW y la hidráulica entre 10 y 50 MW. La razón de incluir la hidráulica de mayor de 50 MW en el Plan 2000-2005 solo puede tener como explicación el hecho de que era más sencillo alcanzar los objetivos planteados por la Comunidad Europea.

Cuadro 60. Potencia Instalada y Producción. ER 2010

Potencia instalada y Producción de fuentes renovables 2010		
Tecnología	Potencia MW	Producción GWh
Hidráulica > 50 MW	11.972	27.156
Hidráulica 10 MW a 50 MW	3.087	10.450
Hidráulica <10 MW	1.926	4.719
Biomasa	572	2.703
RSU	115	663
Eólica	20.013	43.784
Solar Fotovoltaica	3.642	6.495
Biogas	177	745
Solar Termoelectrica	682	691
TOTAL	42.186	97.406

Fuente REE y Energía en España. Elaboración propia

3.- Biocombustibles.

En este sector se produjo una disparidad entre el cumplimiento de los objetivos de producción y consumo. El objetivo de capacidad de producción instalada era de 1.972 ktoe, y sin embargo se instalaron plantas con capacidad para 3.810 ktoe. En Bioalcohol las plantas utilizaban principalmente grano de cereal y maíz para su sacarificación y fermentación, tecnología que estaba controlada por pocos actores. Las tecnologías de obtención de etanol a partir de residuos vegetales estaban aún poco desarrolladas.

Sin embargo, y como he comentado, en biodiesel se generó una inusitada gran expectativa de negocio por parte de empresarios que desconocían la tecnología y el trading de la materia prima, cuyos operadores eran incapaces de suministrar la demanda existente hasta el punto que hubo empresarios españoles que invirtieron en plantaciones de palma en África y de soja en Brasil y Argentina. Se instalaron plantas en localizaciones que no contaban con la logística necesaria ni para la importación de aceites ni para la salida de su producto terminado. En consecuencia muchas de estas plantas no contaban con suministro de materia prima ni ofrecían costos competitivos.

Por otra parte las empresas petroleras se encontraban con dificultades en incorporar el biodiesel en sus productos al estar producido con materias primas que no cumplían las especificaciones de la industria del automóvil. Según el Balance del Plan 2005-2010 incluido en el plan 2011-2020, el objetivo de consumo de biocarburantes alcanzó un 4,99% cuando el objetivo era el 5,83%, según datos de la Agencia de Evaluación de los que reconoce su escasa fiabilidad. La demanda prevista de 3.828 ktoe se redujo a

1.900 ktoe, con lo que el indicador habría mejorado quedando en un 5,5%, pero también por debajo de los objetivos.

4.-Emisiones de CO₂.

Tanto en el análisis de valor de los combustibles fósiles a lo largo del Plan 2005-2011 como en el análisis de la reducción de emisiones de CO₂ y los ahorros generados en emisiones no tuvieron en cuenta el consumo de energía con PIB a precios constante. La valoración realizada en este punto por la Agencia de Evaluación, en cuanto al consumo de energía expresado en ktoe, proyectaba una reducción de unas 4.000 ktoe/PIB a lo largo del Plan.

En lo que afecta a las emisiones, y siguiendo el criterio de consumo de energía indicado, las emisiones evitadas por las energías renovables a lo largo del Plan fueron 93,6 Mtm CO₂ de toneladas de un total de 2.435 Mtm CO₂ lo que representa un 3,8 %.⁸⁹⁶ En consecuencia puede decirse que se cumplió con el objetivo transversal de reducción de 76,7 Mtm CO₂. Y en buena medida esta reducción estuvo propiciada por la reducción de la demanda de energía de en torno a 65 Mtm CO₂.⁸⁹⁷

Los resultados del Plan 2005 -2010, presentados por la Agencia de Evaluación fueron:

⁸⁹⁶ Datos del informe de Evaluación del PER 2005-2010.

⁸⁹⁷ Hay que tener en cuenta que los efectos en el mercado de la reducción del consumo de energía afecta menos a las energías renovables, que tienen prioridad de despacho y entran a precio cero, que a las energías convencionales y por tanto las emisiones por unidad de energía son menores.

Cuadro 61. Resultados PER 2005-2010

RESULTADOS PER 2005 2010				
		Objetivos	Real	%
Eolica				
Potencia Instalada	MW	12.000	12.432	103,6
Produccion	GWh	84.405	71.660	84,9
Hidroelectrica				
Potencia Instalada	MW	450	173	38,4
Produccion	GWh		-	50,4
Potencia Instalada	MW	360	192	53,2
Produccion	GWh		-	65,3
Solar Termica				
Potencia Instalada	m2	4.200	1.676	39,9
Produccion	ktep	810	377	46,5
Solar Termoelectr.				
Potencia Instalada	MW	500	632	126,4
Produccion	GWh	2.882	818	28,4
Fovoltaica				
Potencia Instalada	MW	363	3.749	1032,8
Produccion	GWh	1.359	15.304	1126,1
Biomasa co Comb				
Potencia Instalada	MW	722	-	0,0
Produccion	GWh	12.187	-	0,0
Biomasa Termica				
Produccion	ktep	583	293	50,3
Biogas				
Potencia Instalada	MW	94	25	27,0
Produccion	GWh	1.600	844	52,7
Biocarburantes				
Produccion inst.	ktep	1.972	3.909	198,3

Fuente: Informe de Evaluación PER 2005 2010.

No podemos menos que decir que el alcance de los objetivos numéricos del Plan 2000-2005, que se publicó a través del Plan 2011-2020, se realizó con una interpretación de los datos poco rigurosa y no se quiso descontar en modo alguno el efecto de la crisis en el consumo de energía primaria. A pesar de ello, tanto en energía eólica como en termoeléctrica, pero especialmente en fotovoltaica, se instaló más potencia que la planificada, aunque la producción de electricidad se vio penalizada por la caída de la demanda, haciendo muy complicado el atender a la deuda financiera de ciertos proyectos.

Esta situación sirvió como pretexto al Gobierno para poner en funcionamiento una sensible reducción de las primas y de las horas de producción con el objeto de compensar el déficit de tarifa. Creo que de estos hechos cabría obtener una lección de

cómo actuar en las políticas de desarrollo y en los incentivos a las energías renovables⁸⁹⁸, siempre que sean necesarios, para evitar que la especulación financiera domine un sector, que si algo necesita es rigor y profesionalidad.

Tampoco se alcanzaron los objetivos en el consumo de biocarburantes, no incluidos este cuadro, siendo el dato aportado por el IDAE del 4.99% frente a un objetivo de 5,83%. Los objetivos 2005-2010 en términos de CO₂ se cumplieron al incrementar la base de renovables sobre la que se apoya el cálculo, pero tampoco estuvieron en consonancia con el Plan.

Hemos visto que los objetivos del Plan 2005-2010 se han visto afectados por la situación económica y energética en una situación de crisis internacional. La cuestión, que se plantea con esta puntualización, es si los objetivos deben de estar indexados a las variables citadas o por el contrario son objetivos cuantitativos independientes y no proporcionales a las variables energéticas, económicas y medioambientales. Y la cuestión es pertinente en cuanto a que, en cualquier circunstancia económica, tanto la dependencia energética como las emisiones de gases de efecto invernadero, deben de formar parte de los ejes conductores de una política energética sostenible, siempre que el balance de los costos de energía, importaciones y costos medioambientales sea favorable económica y socialmente.

5.- Escenarios del Plan 2011-2020.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 contempla un escenario de referencia acorde con la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética E4, 2004-2012 y el escenario de Eficiencia Energética Adicional 2011-2020⁸⁹⁹. Se hace la advertencia de que estos escenarios pueden verse afectados por distintos factores, como la demanda energética, los precios de las materias primas, el crecimiento económico, etc., por lo que en tal caso podría ser necesario la reformulación de los objetivos.

El Plan contempla que el crecimiento económico del PIB para el 2014 sea el 2,4% en lugar del 2,6% previsto en el Programa de Estabilidad 2011-2014, y que a partir del 2015 sea del 2,4% frente al 2.1% previsto. Y por tanto la demanda energética en el año 2020 será un 1,6% inferior a la prevista.

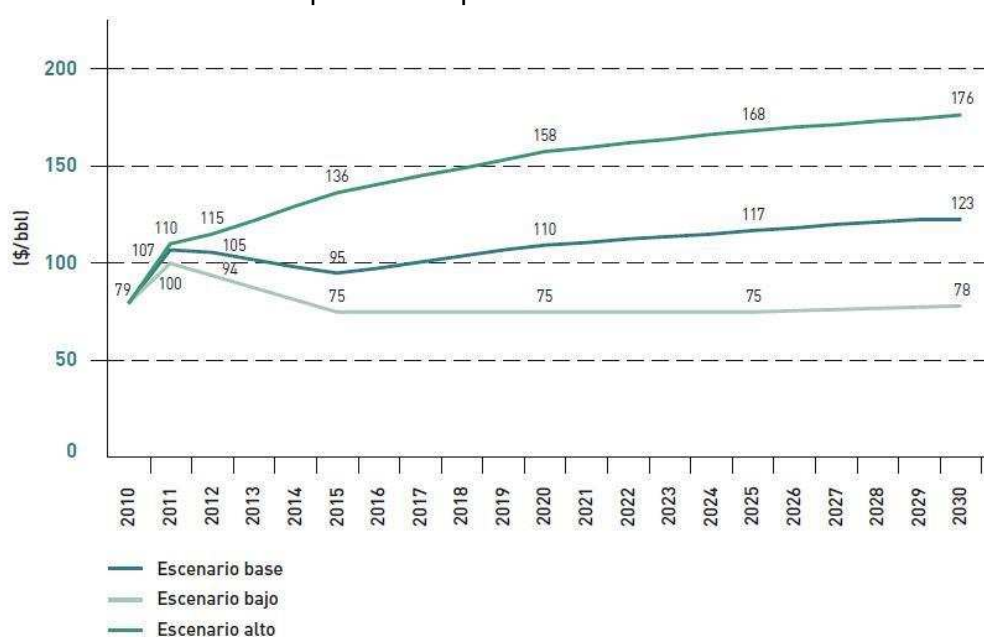
⁸⁹⁸ SAWIN, J. (2006). National policy instruments: Policy lessons for the advancement & diffusion of renewable energy technologies....., *op.cit.*, pp. 18 y ss

⁸⁹⁹ Ambas estrategias están descritas en el Capítulo IV de este Parte 4.

99.3. Efecto de los precios energéticos.

La variable de los precios energéticos, cuyo indicador principal es el precio del petróleo⁹⁰⁰ en el horizonte 2010-2030 y que se recoge en el gráfico siguiente, refleja la situación en tres escenarios diferentes, base, bajo, alto. Una vez más se constata aquí la dificultad de las previsiones de los precios del petróleo incluso a corto plazo. A 30 de marzo de 2015 el precio WTI era de 48,10 USD/barril y el Brent 56,01 USD/barril, muy lejos de los 75 USD/barril en el escenario más bajo de la previsión que mantiene los precios indicados constantes hasta el año 2020. Por el contrario en 2016 se ha vivido un escenario de bajos precios de petróleo que en algunos momentos han estado cerca de los 30 USD/barril

Gráfico 83. Previsión de precios del petróleo 2010/2030.



Fuente: BCG

99.4. Escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero.

Los escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero están marcados por la propuesta del IPCC de mantener el nivel de 445 ppm en 2050, nivel que supone una reducción de 22 Gt CO₂ lo que conlleva a un precio en el año 2020 de 30 €/t⁹⁰¹. El plan contempla otros escenarios menos exigentes que los derechos de emisión de CO₂, pero los argumentos para justificar estos escenarios no son admisibles. La generación de emisiones en CO₂ en el año 2012 fue de 340,8 Mt de CO₂⁹⁰² y el último dato conocido de emisiones de CO₂ en 2015 ha sido de 339.3 Mt. Esto significa una

⁹⁰⁰ El Energy Sector Inquiry de la UE considera que el 85% de los contratos de gas en Europa están indexados a los precios del petróleo.

⁹⁰¹ El precio de la tm/CO₂ al 30 de Marzo de 2015 era de 6,79€/tm. La media anual en 2016 estuvo en 5,35 €/tm CO₂.

⁹⁰² Fuente Agencia Europea de Medioambiente.

estabilización de las emisiones que tiene su origen en la creciente generación de electricidad a partir de carbón. En 2015 el 20.3% de la electricidad procedía del carbón.

En el año 2012, la Agencia Europea de Medioambiente hizo públicos los datos de emisiones del conjunto de los estados miembros de la UE que ya habían sido enviados a Naciones Unidas. La reducción de emisiones había sido del 11,8 %. España consiguió en su firma del protocolo de Kioto en 1997 un incremento de emisiones del +15% en el periodo 2008-2012, pero este límite se ha superado en 2012 llegando al +23,7% y ello a pesar de que la disminución de la demanda de energía total disminuyó como consecuencia de la crisis, hecho que ha sido reconocido por la misma Secretaría de Estado responsable de la Oficina de Cambio Climático.

A la vista de este mal dato en cuanto a emisiones, ya conocido con anterioridad a su publicación, y del esfuerzo en reducción necesario, el Plan 2011-2020 hace un análisis específico de cómo las acciones del Plan contribuyen a esta reducción de emisiones. El Plan de Acción Climática INDC que la UE presentó a UN, con motivo de la cumbre de París del cambio climático del 2015, expresaba el compromiso vinculante de la UE de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero GHG, en el año 2030 en un 40% con respecto a las emisiones de 1990. El Gobierno de España asumió y firmó los compromisos allí formulados.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, fija como objetivos generales para el año 2020 la participación de las energías renovables de un mínimo del 20% del consumo final bruto de energía y de un 10% en el sector de transporte, así como una reducción del 20 % en la reducción de emisiones. En línea con la Directiva, el Plan 2011-2020 asume el compromiso de alcanzar un 20,8% de participación de las energías renovables del total del consumo final y un 11,3 % en el sector del transporte.

Dado que, como he recogido arriba, los objetivos del 2015 de reducción de emisiones para el año 2030 suponen una reducción del 40% con respecto a 1990, el Plan contempla la necesidad de adaptarse a estas exigencias, seguramente con un nuevo Plan de Eficiencia Energética y Energías Renovables.

99.5. Potencial de las Energías Renovables.

Se analiza el potencial de España en Energías Renovables, que sustancialmente descansa en la Energía Solar y Eólica para generación de energía eléctrica y de la energía solar y biomasa para generación de calor y frío. En el primer caso la energía solar tiene potencial para la instalación de más de 1.000 GW y el de la energía eólica terrestre y marina se calcula en 340 GW. Más alejadas de este potencial están tecnologías como la hidráulica (33 GW) y la energía de las olas (20 GW) a las que hay

que añadir unos 60 GW más del conjunto de otras tecnologías, biomasa eléctrica, bombeo, geotermia, etc.

En España se puede estimar que una instalación fotovoltaica tipo tiene una producción que oscila 1.800 kWh a 2.250 kWh por cada kWp⁹⁰³ instalado, en función de las localizaciones de las plantas. En el más bajo de los escenarios el potencial de generación estaría en torno a los 1.600.000 GWh/año, es decir más de 4 veces el consumo eléctrico en el año 2020. En el caso de la energía eólica, el potencial de 340 GW instalados en parques eólicos de bajo recurso eólico, 2.000 horas netas equivalentes, daría una producción de 680.000 GWh año, 2 veces el consumo de electricidad en el año 2020.

El aprovechamiento de este potencial renovable tiene una limitación estructural debida a la aleatoriedad de la producción, ya que no se obtiene siempre la energía demandada, y por otra parte a las horas de insolación diurnas. La limitación estructural solamente se contingenta con los sistemas de acumulación de energía, los mecanismos de flexibilidad de generación y de la demanda, y por supuesto con las interconexiones con la red europea de electricidad, La sobrecapacidad de generación es inversamente proporcional a la de interconexión. Una segunda limitación tecnológica, el costo de la energía generada, depende del avance en el desarrollo de equipos e instalaciones menos costosas y más eficientes energéticamente hablando, y por tanto de los esfuerzos en investigación y desarrollo.

99.6. Costos de generación.

El Plan hace un estudio de los Costos de generación siguiendo el modelo de LCOE, *Levelized Costs of Energy*. En el caso de la energía eólica, el Plan con datos del año 2010 parte del supuesto de instalaciones con una producción de 2.200 horas netas equivalentes (factor de capacidad 25,1%) con una inversión comprendida entre 1,0 M€/MW y 1,3 M€/MW para parques de un tamaño de 50 MW. Con esta inversión y con costos OPEX de operación y mantenimiento de 9.27 €/MWh⁹⁰⁴, el precio de la energía para nuevas instalaciones era de 7,7 c€/kWh y el pronóstico al 2020 para el mismo supuesto indica un costo de generación de 5,8 c€/kWh.

En el caso de la fotovoltaica, el Plan distingue entre las instalaciones en techo para las que la inversión se considera entre 2,59 €/Wp y los 3,68 €/Wp y en suelo para las cuales la inversión se situaba entre 2,27 €/Wp y 2,77 €/Wp, a lo que habría que añadir en su caso el sistema de seguimiento que incrementaba el costo en 0,2 €/Wp para un

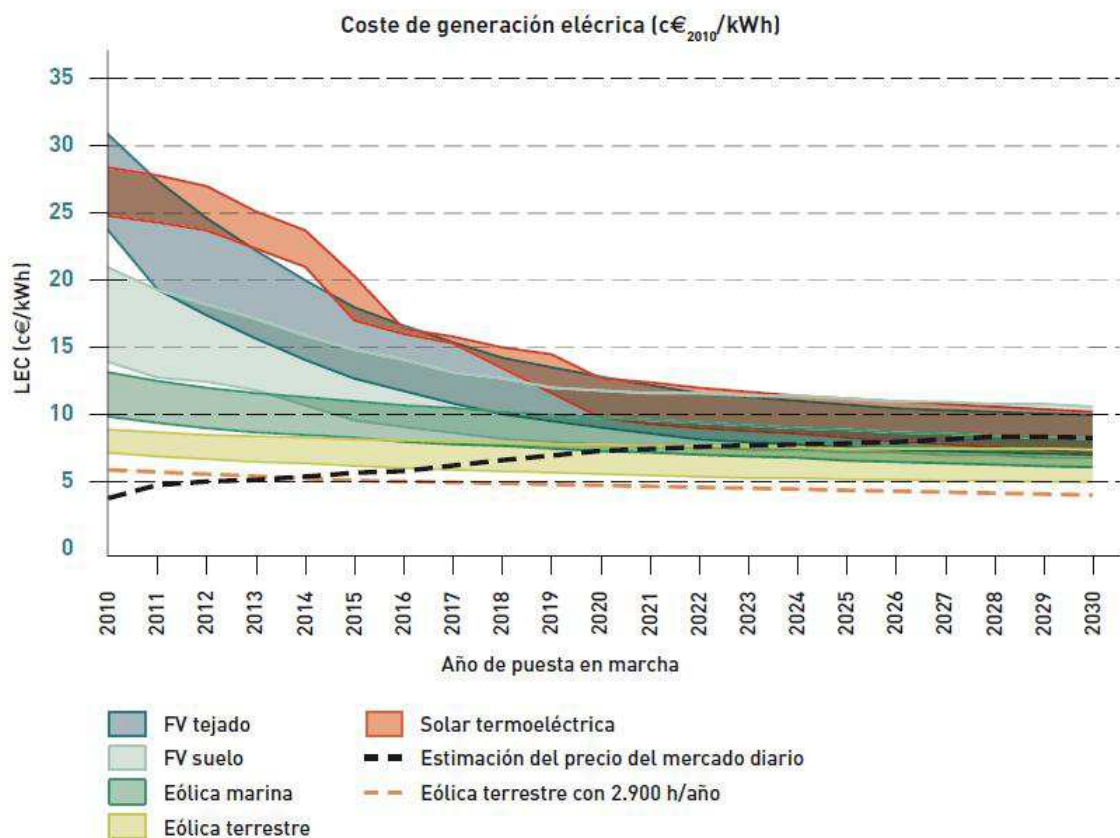
⁹⁰³ El watio pico, Wp, es la máxima potencia que puede generar una instalación en condiciones de radiación solar igual a 1.000 w/m² a 25 °C

⁹⁰⁴ El costo de inversión en 2010, en plena situación de crisis, era inferior a 1M€/MW. Sin embargo el coste OPEX es un costo muy bajo, poco realista. La estimación en 2010 según tipo de máquina entre 18 y 20 €/MWh

eje y 0,25 €/Wp para dos ejes⁹⁰⁵. En tales supuestos los precios de generación de energía, con unos costos de mantenimiento OPEX de 15 c€/MWh, oscilaban en techo entre los 23 c€ KWh y 32 c€ KWh y en suelo entre 14c€ KWh y 22 c€ KWh.

En todas las tecnologías se pronosticaba un descenso de los costos de inversión y operación y mantenimiento para el 2020 y 2030, siendo más acusado el descenso en solar termoeléctrica, dado que en 2010 la tecnología estaba en el inicio de su curva de experiencia. El cuadro 84 refleja esta reducción de costos al 2020 y 2030 y la evolución de los precios del mercado diario. La energía eólica es ya competitiva con el mercado en el año 2015 y en el año 2020 también la solar fotovoltaica más aún si tenemos en cuenta la reducción de los costos de inversión y mejora de eficiencia.

Gráfico 84. Comparación de costos LCOE renovables y mercado diario.



Fuente: BCG e IDAE

99.7. Objetivos energéticos generales.

Los objetivos generales del PER 2011-2020, de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE y del Paquete Europeo de Energía y Cambio climático estriban en:

- Una participación de las energías renovables del 20,8% en el consumo bruto de energía primaria, resultante de la división de la generación de electricidad,

⁹⁰⁵ En 2016 el costo de instalación de 1 Wp fotovoltaica ha estado comprendido entre 0,8 y 1 €/Wp. En consecuencia los precios de generación también se han reducido proporcionalmente.

excluyendo el bombeo, y uso de las energías renovables en calefacción, refrigeración y transporte, entre el total del consumo de energía primaria que incluye el consumo en todas las actividades de generación de electricidad y sus pérdidas de transformación y transporte, transporte, edificios, agricultura, pesca y silvicultura.

- Una participación de las energías renovables del 11,3% en el consumo del consumo total de energía en el sector transporte con una metodología en la que el numerador es el total de energía procedente de fuentes renovables y el denominador es el consumo total de combustibles y energía eléctrica totales sin excluir en esta totalidad la participación en los combustibles y en la electricidad la parte cuyo origen procede de fuentes renovables.
- Un objetivo de reducción de emisiones tendente a un 30% de GHG, lo que según el propio Plan puede suponer un cambio en la políticas específicas en energías renovables y por tanto en el PER.
- Los objetivos en términos de energía primaria y energía final y en el escenario de referencia y escenario adicional, quedan recogidos en el cuadro siguiente elaborado con datos del propio Plan. No deja de sorprender nuevamente que el ratio de transformación de energía, que en lugar de subir como consecuencia del mayor aporte de energía final por el gas y las renovables, sea decreciente a lo largo del Plan y más aún en el escenario adicional. No encuentro explicación a este descenso que va en contra del propio análisis que IDAE realiza tanto en este Plan de Energías Renovables como en el Plan de Eficiencia Energética. Sin duda este indicador merece un análisis detallado que está fuera del alcance de esta tesis.

Cuadro 62. Objetivos PER 2011-2020 Sector Eléctrico. Fuente PER 2011-2020.

OBJETIVOS PER 2011-2020 Sector Eléctrico						
	2011		2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Hidraulica>50 MW	11.437	31.226	11.531	26.784	11.676	26.548
Hidráulica< 50 MW	1.911	5.922	2.017	5.754	2.185	6.592
Geotermia	-	-	-	-	50	300
Solar FV	4.265	6.916	5.416	9.060	7.250	12.536
Solar Termoelectrica	1.379	2.648	3.001	8.287	4.800	14.379
Mareomotriz	-	-	-	-	100	220
Eolica on shore	21.855	43.550	27.847	55.703	35.000	71.640
Eólica off shore	-	-	22	66	750	1.845
Biomasa. Biogas	924	5.528	1.162	7.142	1.950	12.200
TOTAL	41.771	95.790	50.966	112.797	63.761	146.260
Generacion bruta Electrica	303.197		349.111		383.654	

Cuadro 63. Objetivos Plan Energía Renovables 2011-2020

OBJETIVOS PLAN PER 2011-2020		2011	2015	2020
PIB (Previsión Plan)	MUSD/2005	1.179	1.258	1.448
Población	Millón			48
Escenario de referencia				
Energía Primaria	ktep	131.927	149.889	165.921
Energía Final	ktep	99.838	110.773	120.613
Ratio Transformación		75,7%	73,9%	72,7%
Energía Eléctrica	GWh	300.241	368.123	441.497
Energías renovables	GWh	97.121	112.797	146.080
Renovables/ Energía Elect	GWh	32,3%	30,6%	33,1%
Intensidad Energética		111,9	119,1	114,6
Escenario EE Adicional				
Energía Primaria	ktep	131.927	137.930	142.611
Energía Final	ktep	99.838	101.273	102.220
Ratio Transformación		75,7%	73,4%	71,7%
Energía Eléctrica	GWh	290.285	329.119	374.666
Energías renovables	GWh	97.121	112.797	146.080
Renovables/ Energía Elect	GWh	33,5%	34,3%	39,0%
Intensidad Energética		111,9	109,6	98,5

Fuente PER 2011-2020. Elaboración propia.

99.8. Objetivos reducción de emisiones.

El plan analiza las emisiones evitadas. De acuerdo con la metodología seguida, en la generación de electricidad se supone que de no producirse el incremento de energía eléctrica previsto en el Plan por medio de las energías renovables, se haría mediante ciclos combinados de gas con rendimientos medios de transformación del 50% de la energía bruta en energía eléctrica. En el caso de los biocombustibles biodiesel y bioetanol, su sustitución se haría por gasóleo y gasolinas. En la generación térmica de energía, la sustitución se haría con combustibles fósiles.

De este análisis se desprende que la reducción de las emisiones acumuladas a lo largo del Plan 2010-2020 sería de 170,9 Mt CO₂, de las cuales 50,6 Mt de CO₂ serían evitadas por el parque de energías renovables existentes. De esta reducción total a lo largo de la vida útil del Plan, 32,6 Mt CO₂ se reducirían en el año 2020 cuando los escenarios de nuevas instalaciones y cambios de tecnologías estén operativos.

En el sector de electricidad, los ahorros totales, 126,1 Mtm CO₂ se deberían a la generación de electricidad, 17,8 Mtm CO₂ a la generación térmica y 27,1 Mtm CO₂ al transporte. En cuanto a tecnologías destaca la energía eólica con ahorros de 62,7 M

tm CO₂, la energía solar termoeléctrica con 32,6 Mtm CO₂, el biodiesel con 24,5 Mtm CO₂ y la fotovoltaica con 12.9 Mtm CO₂.

99.9. Seguimiento y Control.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 encomienda al IDAE el análisis de su evolución y de la consecución de los objetivos, organismo que confeccionará un informe o Memoria anual, poniendo énfasis en la consecución de los objetivos medioambientales del informe de Sostenibilidad del propio PER

En el caso de que los resultados medios bianuales, las trayectorias indicativas, se desviaran de los objetivos previstos se contempla la posibilidad de revisión del Plan. La desviaciones socioeconómicas en las que pivota el Plan también serán tenidas en cuenta, aspecto con el que, como ya he comentado en apartados anteriores, me manifiesto crítico al entender que los objetivos de reducción de emisiones y sus consecuencias en el cambio climático no puede estar condicionado por variables económicas positivas o negativas.

Desde mi punto de vista se deberían de establecer unos objetivos cuantitativos mínimos, independientemente de cualquier circunstancia económica, y unos objetivos variables en función del grado de desarrollo económico. Nos cuesta admitir que el fenómeno del cambio climático afecta a las sucesivas generaciones y a sus modos y medios de vida.

En 2015, el Gobierno aprobó en Consejo de Ministros del 29 de Noviembre el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica⁹⁰⁶, por el que se establecen nuevos objetivos para las energías renovables, que modifican el Plan 2011-2020 vigente, reduciendo la capacidad renovable instalada a 61.007 MW, un 4,3 % del total de Plan; el segmento más penalizado es el de la Eólica Marina al suprimirse toda la potencia planificada. De cualquier forma, y dado el ritmo de las inversiones en renovables hasta el 2015, todo hace presagiar que el Plan comprometido con Europa no cumpla los objetivos señalados para el año 2020.

100. Plan Eficiencia Energética 2011-2020

100.1. Descripción.

Este Plan⁹⁰⁷ es continuación de los dos Planes de Ahorro y Eficiencia Energética 2005-2007 y 2008-2012 derivados de la Estrategia de Ahorro y Energía 2004-2012 surgidos como consecuencia de las distintas Directivas de la UE y cuya evaluación he

⁹⁰⁶ Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

⁹⁰⁷ Plan de Acción aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de fecha 29 de julio de 2011

comentado en el apartado anterior. Este Plan responde a la Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de Abril del 2006.

El Ministerio de Industria y Energía consideró a este Plan de Acción como una herramienta central de la Política Energética del Estado. Los ahorros propuestos son coherentes con la Directiva 2009/28/CE, relativa al uso de energía procedente de fuentes de primarias de energías renovables y de la planificación de infraestructuras de transporte y distribución de gas y electricidad. Igualmente las acciones y los consiguientes ahorros derivados de este Plan son coherentes con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero determinados en la estrategia 20/20/20 de la Unión Europea.

El Plan de Acción 2008-2012 contó con dos instrumentos adicionales de planificación, Plan de Activación del Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2011 y el Plan de Intensificación 2011 que se reforzó mediante medidas urgentes.

El Plan de Acción 2008-2012 aportó un conjunto 31 medidas de poco calado individual, agrupadas en medidas transversales, en movilidad, ahorro y eficiencia en edificios, medidas entre las que destacaban la acreditación de la eficiencia energética en la contratación pública de la AGE, Plan VIVE de sustitución de vehículos, reducción de límites de velocidad en carretera, limitación de calefacción y refrigeración en espacios climatizados, reparto de bombillas de bajo consumo, etc que en conjunto tenían un ahorro previsto de 6.285,7 ktoe.

En el Plan de Intensificación 2011, con 20 medidas, destacaron por su impacto el plan de eficiencia energética en el transporte ferroviario de mercancías, renovación de alumbrado público, sustitución de ópticas de semáforos por LED, intensificación de plan renove de calderas de gas, elevación al 7% del uso de biocombustibles en los combustibles, etc., lo que en conjunto suponían un ahorro teórico de 3.771,4 ktoe.

100.2. Análisis de la situación energética 2010.

El Plan se inicia con un análisis de la situación energética en el año 2010 en cuanto a la dependencia energética y eficiencia energética. Se reconoce que las políticas en energías renovables y eficiencia energética han contribuido a la reducción, modesta, de la dependencia energética del exterior, aunque todavía llegaba al 84% de la energía primaria y con ello un mejor indicador de eficiencia en la transformación de energía primaria. Es muy significativo el párrafo siguiente que recojo textualmente: *“Si bien es un hecho que la dependencia energética nacional aún sigue siendo considerable, es incuestionable el efecto positivo que la intensificación y sinergia de las políticas mencionadas en las áreas de eficiencia energética y de energías renovables ha tenido en la mejora de nuestro grado de abastecimiento, al posibilitar una mayor cobertura, con recursos autóctonos, de la demanda energética nacional. Una consecuencia adicional de todo ello ha sido la mejora de la eficiencia de nuestro*

sistema transformador, expresada ésta como la relación entre las demandas totales de energía final y primaria”.

Este análisis de la situación energética en el año 2010 supuso un reconocimiento de los logros de las políticas energéticas en apoyo a las energías renovables en un momento en el que ya estaban aplicando duras medidas para la contención del déficit tarifario que como hemos analizado incidían en los costos permanentes del sistema y en particular a las energías renovables con reducción de primas, horas de actividad máximas reconocidas e impuestos, acabando por la eliminación del régimen especial⁹⁰⁸.

Hasta el año 2004 la tendencia en el consumo de energía primaria y final fue ascendente, y ya a partir de este año, tanto por la aplicación de medidas de eficiencia energética como consecuencia de la crisis económica del 2008, con la consiguiente disminución de la actividad lo que paradójicamente contribuyó a la mejora del indicador de intensidad energética como reflejo de la disminución del consumo de energía mayor que el PIB. No cabe duda que esta situación de crisis económica no es el mejor escenario para medir lo acertado o no de las políticas de ahorro y eficiencia energética y su impacto en la dependencia energética. Pero son hechos objetivos y medibles que el crecimiento de las energías renovables desde el 2006, a un ritmo superior al 9% anual, permitió que en el año 2010 la aportación a la demanda de energía primaria fuese del 11,3 % y en el año 2013 se alcanzase un 42% a la energía eléctrica final⁹⁰⁹.

100.3. Mecanismos de actuación.

El Plan contempla tres tipos de mecanismos de actuación: instrumentos de apoyo financiero, medidas de información y comunicación⁹¹⁰ y actuaciones de impulso de empresas de servicios energéticos para el ahorro de energía, mecanismos en consonancia con los establecidos en la Ley 2/2011 de Economía Sostenible que se plantean de acuerdo con la metodología de la Directiva. Los objetivos planificados son

⁹⁰⁸ BLANCO, J. F. (2011), “Una reflexión sobre el sistema eléctrico español”. *Estudios de economía aplicada*, 29(2), 2-15.

⁹⁰⁹ En los últimos años es frecuente hacer comparaciones de la intensidad energética de distintos países teniendo en cuenta, en lugar del PIB, el PPA o producto a paridad de adquisición para una canasta de productos y servicios. Este indicador PPA es mayor que el PIB en países menos desarrollados, por lo que el indicador de intensidad energética a paridad de poder de adquisición mejora. El valor de este indicador de intensidad energética no cambia en nada las orientaciones necesarias en cuanto ahorro y eficiencia energética.

⁹¹⁰ Un aspecto a tener en cuenta en las estrategias de comunicación de los mecanismos de actuación es el llamado efecto rebote o efecto Jevons, ya comentado en páginas anteriores, or el que a medida que el perfeccionamiento tecnológico aumenta la eficiencia con la que se usa un recurso, lo más probable es que aumente el consumo de dicho recurso. En este sentido véase: VAN DEN BERGH, J. C. (2011), “Energy conservation more effective with rebound policy”. *Environmental and resource economics*, 48(1), 43-58; ALCOTT, B. (2005). “Jevons' paradox” *Ecological Economics* 54 (1): 9–21.

coherentes con el objetivo general de mejora de la intensidad de energía final del 2% interanual en el alcance del plan entre 2011 y 2020.

100.4. Objetivos del Plan.

Los Objetivos del Plan previstos en la Planificación energética indicativa de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible y en los hitos anuales de referencia se recogen en el siguiente cuadro 86.

Cuadro 64. Objetivos del Plan 2011-2020. Hitos anuales de referencia

Consumo de Energía primaria por Fuentes						
	2010		2016		2020	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Carbón	8.271,0	6,3	10.468,0	7,6	10.058,0	7,1
Petróleo	62.358,0	47,3	55.746,0	40,2	51.980,0	36,6
Gas Natural	31.003,0	23,5	37.147,0	26,8	38.839,0	27,3
Nuclear	16.102,0	12,2	14.490,0	10,5	14.490,0	10,2
Energ. Renovables	14.910,0	11,3	21.802,0	15,7	27.878,0	19,6
Saldo Eléctrico	-717,0	-0,5	-1.020,0	-0,7	-1.032,0	-0,7
Total	131.927,0	100,0	138.633,0	100,0	142.213,0	100,0

Fuente. Plan 2011-2020. IDAE. Escenarios de la Planificación Energética indicativa de la Ley de la Economía sostenible. Elaboración propia

Cuadro 65. Consumo Energía Final por fuentes

Consumo de Energía Final por Fuentes						
	2010		2016		2020	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Carbón	1.693,0	1,8	2.168,0	2,3	2.146,0	2,3
Petróleo	48.371,0	51,8	43.026,0	45,4	39.253,0	41,2
Gas Natural	16.573,0	17,7	18.211,0	19,2	18.800,0	19,7
Electricidad	21.410,0	22,9	24.343,0	25,7	27.085,0	28,4
Energ. Renovables	5.375,0	5,8	6.971,0	7,4	8.070,0	8,5
Total	93.422,0	100,0	94.719,0	100,0	95.354,0	100,0
Eficiencia Transformación	-38.505,0	70,81	-43.914,0	68,32	-46.859,0	67,05

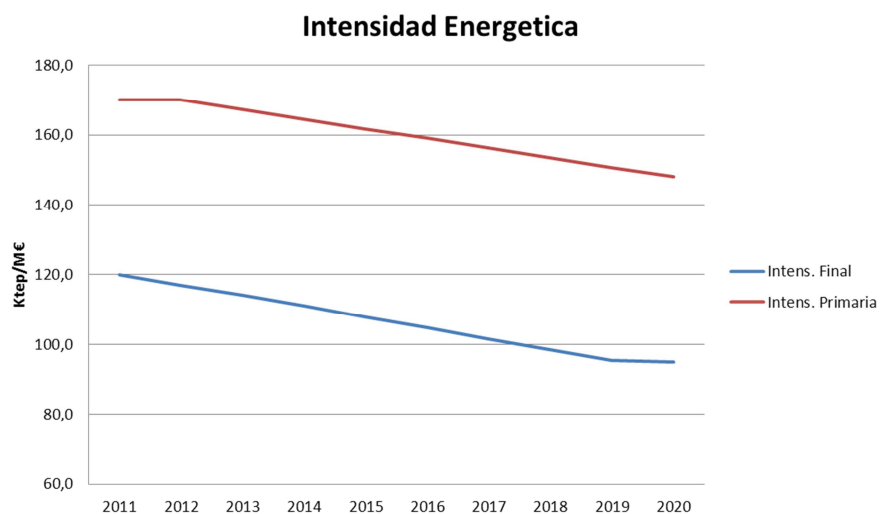
Fuente. Plan 2011-2020. IDAE. Escenarios de la Planificación Energética indicativa de la Ley de la Economía sostenible. Elaboración propia

De los cuadros de los objetivos de consumo de energía primaria y final del propio Plan de Ahorro y Eficiencia 2011-2020 se concluye que:

- El consumo total de energía primaria en el escenario del Plan se incrementa un 7,8 %, que en parte podrá ser debido a una mejora de la actividad económica y consiguiente mayor demanda, pero no deja de ser significativo que mientras el consumo de petróleo—que representa más del 40% del total de la energía primaria consumida—decrece un 16,6%, el consumo de carbón como energía primaria se incrementa en un 21,6 % con el consiguiente mayor impacto en las emisiones de GHG
- Es significativa la peor eficiencia de transformación del gas, cuyo consumo se destina principalmente a la generación de electricidad. En el año 2010 la eficiencia de transformación es del 53,4%, mientras que en el año 2020 baja al 48,5 %, cuando se supone que las instalaciones de ciclos combinados serán aún más eficientes y que las medidas de eficiencia energética en la edificación mejorarán el aislamiento de las viviendas y con ello el consumo de gas para usos residenciales.
- Las energías renovables, de los datos expresados en los cuadros, también disminuyen su eficiencia de transformación a lo largo de la vida del Plan, lo que es sorprendente. Quizás la explicación esté en que en la cesta de energías primarias renovables tenga una mayor participación la biomasa cuya conversión en electricidad, calor y biocombustibles es menos eficiente.
- El indicador general de transformación de energía primaria a energía final, obtenido de los datos del propio Plan, y como se puede observar en el cuadro 64, aporta para el año 2010 un índice de transformación del 70,81%⁹¹¹ disminuyendo en 2020 hasta el 67,05%, más coherente con los publicados por Eurostat del 2008 y 2012. En el gráfico 85 de la intensidad energética primaria y final, el diferencial entre ambas es coherente con el ratio de transformación. El gráfico de eficiencia de transformación desde el año 2000 hasta el año 2010 pone en claro la evolución positiva de las energías renovables y del gas en el índice general, especialmente a partir del año 2005.

⁹¹¹ Los datos del Ministerio de Industria y Energía del año 2010, publicados en la revista Energía daba como dato de Energía primaria 132.123 ktep y de Energía final 99.830 ktep, con lo que el índice de transformación aún era mayor 75,55 %.

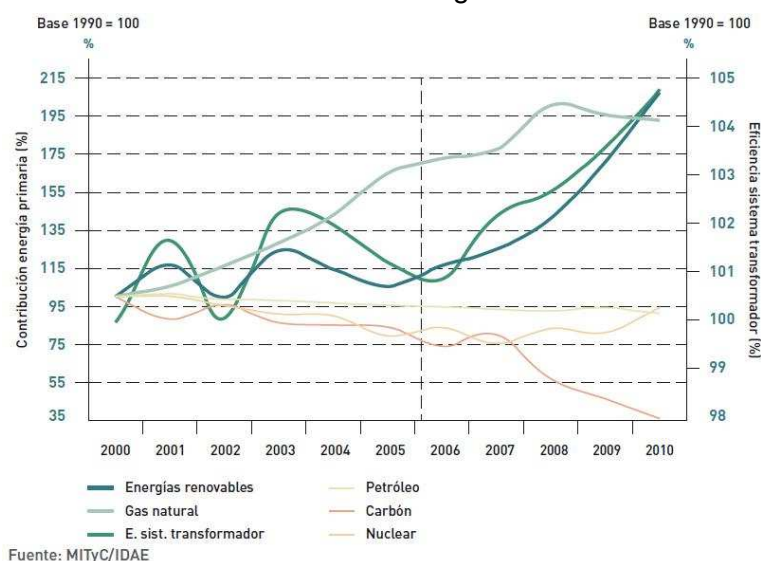
Gráfico 85. Intensidad Energética 2011-2020.



Fuente Eurostat. Elaboración propia.

El gráfico 86 siguiente muestra la evolución de la contribución a la transformación de energía primaria en energía final de las fuentes de energía primaria con una clara tendencia a la mejor eficiencia de transformación del indicador general, principalmente debido al gas y a las energías renovables.

Gráfico 86. Eficiencia en transformación de energía 2000-2010



El Plan 2011-2020 considera que el ahorro de energía final por sectores, en los años indicados de acuerdo con los criterios metodológicos e indicadores válidos para el año 2010.

Cuadro 66. Ahorros de Energía Final por Sectores.

Ahorros de Energía Final por Sectores						
	2010		2016		2020	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Industria	-2.866,0	-60,7	2.489,0	18,9	4.489,0	25,2
Transporte	4.561,0	96,6	6.921,0	52,5	9.023,0	50,6
Edificios y Equipamiento	2.529,0	53,6	2.674,0	20,3	2.867,0	16,1
Servicios Públicos	29,0	0,6	56,0	0,4	126,0	0,7
Agricultura y Pesca	467,0	9,9	1.036,0	7,9	1.338,0	7,5
Total	4.720,0	100,0	13.176,0	100,0	17.843,0	100,0

Fuente. Plan 2011-2020. IDEA. Elaboración propia

Las medidas propuestas se exponen en el Plan en una tabla por sectores y en el escenario de los años 2016 y 2020, aportando el detalle de los ahorros de energía primaria y final, de la reducción de emisiones de CO₂, así como las inversiones y ayudas durante la vigencia del Plan⁹¹². En el conjunto de medidas las inversiones públicas y privadas contempladas ascienden a 45.681 millones de euros. Las emisiones evitadas al final de Plan son 139.599 kt CO₂.

El dato de los ahorros energéticos en el año último del Plan, 2020, será de

- Ahorro de Energía Primaria 2020 35.585 ktoe
- Ahorro de Energía Final 2020 17.842 ktoe⁹¹³

En línea con lo que ya hemos comentado en cuanto a los ratios de eficiencia en la transformación de energía vemos que a lo largo de la vida del Plan el ratio correspondiente a los ahorros de energía primaria y final es el 48,8%, lo que significaría que las medidas de eficiencia energética aplicada inciden en reducir el consumo de aquellas fuentes de energía final más exigentes de energía primaria, con peor índice de transformación en energía final

100.5. Beneficios económicos.

Teniendo como referencia el análisis sectorial realizado, los beneficios económicos derivados del Plan se estiman en 78.687 millones de euros, provenientes tanto de los ahorros energéticos como de las emisiones de CO₂. Esta estimación se soportan

⁹¹² ALONSO J.A. (2012), "Situación actual de la eficiencia energética y el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020". *Simposium sobre Eficiencia Energética*. IDEA.

⁹¹³ Los ahorros comunicados por el Gobierno a la Comisión Europea fueron de 15.979 ktoe, equivalentes al 1,5% de las ventas de energía anuales.

tomado como base el año 2010 y asumiendo un precio del petróleo de 109,6 USD/barril y un precio de la tonelada de CO₂ creciente, hasta alcanzar en 2020 los 25 euros.

100.6. Fondo de Eficiencia Energética.

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, estableció la creación de un marco común para el fomento de la eficiencia energética y acciones concretas para el ahorro energético. La Ley 18/2014⁹¹⁴ estableció la creación de un sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética por el que se asigna a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos y de gases licuados, una cuota de ahorro energético⁹¹⁵.

Por medio de la Orden IET/289/2015⁹¹⁶, de 20 de febrero, se establecen un objetivo de ahorro energético agregado de 262 ktoe y una equivalencia financiera de 789.728 por cada ktoe ahorrado. El total de ahorro asignado a las compañías afectadas ascendía en 2015 a 206,9 millones de euros.

En octubre del 2016, el Tribunal Supremo acordó plantear cuestión prejudicial ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea. La decisión ha sido tomada al tener dudas sobre la compatibilidad de esa regulación con la Directiva comunitaria de eficiencia energética que crea un sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética.

CAPITULO VIII. SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA.

101. Consideraciones previas.

El concepto de Sostenibilidad Energética, objeto de esta tesis, se basa en estos ejes principales, acompañados de acciones más significativas.

Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero como medida para la contención del cambio climático.

- Sustitución progresiva de las fuentes primarias de energía de origen fósil por fuentes primarias de energías renovables de balance cero de emisiones con precios de energía competitivos.

⁹¹⁴ Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y eficiencia.

⁹¹⁵ LINARES, P. (2015) “¿Es una locura el Fondo de Eficiencia Energética?” *El Periódico de la Energía*.

⁹¹⁶ Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015.

- Uso eficiente de la energía: menor consumo de energía por cápita, menor intensidad energética.
- Sensibilización social de la gravedad de la situación climática y de la necesidad de un cambio de paradigma hacia un consumo de energía responsable.

Reducción de la dependencia energética.

- Disminución progresiva de la dependencia energética de los combustibles fósiles en el mix energético.
- Mejora del procesos de transformación de energía primaria en energía final
- Reducción del déficit comercial energético.

Precios de Energía Competitivos.

- Desarrollo de un nuevo sistema de operación de mercado que refleje los costos reales de generación y los precios máximos para cada tecnología en un mercado abierto a generadores europeos.
- Mercados eficientes y conexiones internacionales.

En el periodo analizado, desde la Ley de la Conservación de la Energía de 1980 hasta hoy, se destacan tres momentos significativos en la política energética de España. En primer lugar, el proceso de liberalización del mercado impulsado por la Unión Europea que supuso un cambio importante en los modos de operar y en la regulación del sector. En segundo lugar la entrada de las energías renovables en el modelo de producción de energía eléctrica y de calor que permiten la reducción de la dependencia energética y la reducción de emisiones, apoyadas en sus costos por ayudas públicas. Junto a este proceso de transformación energético se han desarrollado estrategias de eficiencia energética con el objetivo de reducir el consumo, la dependencia energética y las emisiones. Y por último la Reforma del Sector Eléctrico que se inició en el año 2010 y que está teniendo serias consecuencias presentes y venideras para el sector eléctrico, los consumidores y el cumplimiento de los objetivos de la Unión Europea.

En este tiempo, la Política Energética en España, reflejo de una nueva política energética en Europa, no ha estado exenta de polémica como consecuencia de desaciertos regulatorios, de puntos de vista e intereses distintos, de tensiones en el sector entre los generadores de energía con distintas fuentes primarias convencionales, de disfunciones en el marco regulatorio y en el mercado de electricidad y de una presión al alza en los precios de la energía que han repercutido de una manera importante en las economías domésticas y en la pequeña y mediana empresa.

No podemos olvidar que el escenario energético de España está presidido por la dependencia energética de los combustibles fósiles que, según el informe anual Energía 2013 de la Secretaría de Estado de Energía, alcanza un valor del 71,4%, alrededor de un veinte por ciento por encima de la media europea de dependencia

energética, que en opinión de Antonio Barredo⁹¹⁷ hace insostenible el modelo energético español tanto en lo climático como en la vertiente económica. El impacto del déficit de la balanza energética en la balanza comercial representa el 95% del déficit comercial (18.754 M€ en 2016⁹¹⁸) déficit comercial reducido gracias a una situación de bajos precios energéticos. A ello se suma el efecto producido por la carencia de conexiones con los países miembros de la Unión Europea, en la red eléctrica, y gasista, que ha creado un efecto endogámico tanto en la gestión regulatoria como en los precios de la energía en el mercado, al que los sucesivos gobiernos han contribuido con falta de claridad en sus políticas y con un acusado carácter proteccionista nacional.

102. Análisis de resultados de las Políticas de Eficiencia Energética

102.1. Valoración de ahorros de las Estrategias de Eficiencia Energética.

El ejercicio de valoración de las Estrategias de Eficiencia Energética, las medidas planteadas y su adecuación al entorno de las estrategias europeas y de las directivas específicas, la contribución efectiva al cambio climático y la viabilidad y recursos disponibles para su impulso implementación se ha realizado en el punto 102 de este Capítulo.

El análisis del seguimiento de los distintos planes que conforman las Estrategias de las Administraciones del Estado, Autonómicas y en su caso Municipales toma como indicador a corto plazo, la cuantía y destino de ayudas y subvenciones para los distintos sectores, en sus distintas modalidades concedidas en base a los proyectos presentados.

Del ejercicio de evaluación posterior de las Estrategias, con datos reales del periodo en análisis, se obtienen conclusiones sobre el grado de cumplimiento de las medidas planteadas. Una de las mayores dificultades para valorar la efectividad de las acciones planificadas con respecto a los objetivos planteados, y especialmente con el desglose sectorial de los últimos planes, es la falta de indicadores en el mismo nivel de detalle que las medidas planteadas.

El Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía, en la publicación del PAEE 2011-2020, incorporó un documento Anexo en el que se realizaba el cálculo de ahorros en el Plan 2004 a 2010 y la metodología aplicada acorde al documento

⁹¹⁷ BARREDO, A. (2015), "La UE revela la brutal dependencia energética de España" *Revista de Energías Renovables. Ed. Haya Comunicación. Madrid.*

El informe sobre el Estado de la Unión Energética de noviembre de 2015 destacaba que la dependencia de los combustibles fósiles en España está 17 puntos por encima de la media de la UE28.

⁹¹⁸ ICEX 2016. En 2016, la reducción de la factura energética en España, como consecuencia de los bajos precios del petróleo y gas, fue de 27.000 millones de euros.

“Recomendaciones en la medición y metodología de verificación en el marco de la Directiva 2006/32 de energía y uso final de la energía”, metodología sumamente compleja, sobre todo debido a la dificultad de aportar datos concretos, más que estimaciones a los numerosos parámetros requeridos. La metodología contempla un doble enfoque, descendente-ascendente, acorde con las directrices europeas, que según IDAE permite explicar efectos indirectos y/o no cuantificables asociados a ciertos cambios estructurales y coyunturales.

Los diferentes escenarios temporales de las Estrategias Energéticas no permiten hacer un análisis riguroso de evaluación. La primera estrategia E4 tenía un escenario temporal de aplicación del 2004 al 2012. Pocos años después nace la Estrategia E4+ que se solapa con la anterior y la sustituye en el periodo 2008-2012. Y finalmente contamos con la Estrategia 2012-2020. No hay un ejercicio de valoración de la E4 separado de la E4+, sino un ejercicio 2004 a 2010 en el que se pierden todas las referencias de los objetivos.

Un ejemplo de esta dificultad lo encontramos en el análisis del sector de Edificación residencial, en la envolvente y equipos térmicos, en el indicador del “consumo energético doméstico en calefacción por superficie de viviendas principales, corregido por condiciones climáticas” y lo mismo para refrigeración y agua caliente sanitaria. No alcanzo a comprender con qué herramientas cuentan las diferentes administraciones para poder dar un dato fiable más allá de una estimación. Tampoco las ayudas e incentivos públicos procuran información directa de los ahorros energéticos producidos.

Es difícil contar con determinadas herramientas específicas de valoración, por ejemplo, de los ahorros energéticos derivados de una mejor movilidad urbana o de la conducción eficiente. Más sencillo son sin embargo las valoraciones en el sector de transporte por carretera, en base a la renovación de la flota de vehículos y autobuses, o en el transporte marítimo, ferrocarril o avión. Las valoraciones a largo plazo de las Estrategias de Ahorro y Eficiencia Energética en línea con las políticas de sostenibilidad energética y ambiental, pasan necesariamente por la obtención e interpretación de indicadores fiables agregados y sectoriales desagregados, tales como:

Consumo de Energía Primaria.

- Intensidad Energética (en base al PIB y PPA).
- Consumo
- Consumo per cápita.
- Intensidad Energética.
- Consumo
- Consumo per cápita.

- Eficiencia en la transformación de energía primaria en energía.
- Emisiones de CO₂ equivalente.

102.2. Evaluación de la Estrategia E4. Plan 2004-2012.

En las fechas en las que se diseñó esta Estrategia, el escenario económico del momento es hoy considerado como una fase de expansión de la economía que se inicia con la entrada de España en la Comunidad Europea con crecimientos anuales del 4 %, y una muy baja tasa de desempleo que alcanzó el nivel de desempleo técnico, con el sector de la construcción como tractor importante de la economía. En este clima económico las autoridades energéticas propiciaron el desarrollo de las energías renovables y fueron muy sensibles a las corrientes europeas más progresistas en materia energética y del cambio climático, y en consecuencia de la puesta en marcha de estrategias de ahorro y eficiencia energética. Postulados que, aunque no en la práctica, siguen hoy más vigentes si cabe.

La Directiva 2006/32 considera que el objetivo orientativo nacional de ahorro energético consistirá en un 9 % de la cantidad media anual de los 5 años anteriores a la aplicación de la Directiva de consumo energético, medido en el noveno año del de aplicación de la presente Directiva, es decir 2015. El anexo publicado por IDAE recoge en el siguiente cuadro los ahorros de energía primaria y final por sectores de la actividad económica desde 2004 y 2007 con respecto al 2010 de acuerdo con los criterios metodológicos de la Directiva⁹¹⁹ en su Anexo IV.

Cuadro 67. Datos de Eficiencia Energética IDAE 2010

Eficiencia Energética 2010		Base 2004	Base 2007
Energía Final	ktep	8.342,9	4.719,9
Energía Primaria	ktep	7.958,6	4.028,7
CO2	ktCO2	24.859,4	11.999,8

Fuente IDEA. Elaboración Propia

⁹¹⁹ Para el cálculo de la cantidad media anual de consumo, los Estados miembros utilizarán el consumo anual final interior de energía durante el período de cinco años inmediatamente anteriores a la aplicación de la presente Directiva. Basándose en esta cantidad media anual de consumo, se calculará por una vez el objetivo orientativo nacional de ahorro energético y la cantidad absoluta resultante de energía que debe ahorrarse se aplicará a todo el período.

En el siguiente cuadro 68 se recogen los datos de los indicadores más significativos tomados de fuentes contrastadas⁹²⁰ como la Agencia Internacional de Energía, Eurostat, y los presentados por la Secretaría de Estado de Energía en sus informes anuales “Energía”, durante el período de aplicación de las estrategias y planes de eficiencia energética, comprendidos en el año 2004, 2007, 2010 y 2013. De manera que permita contrastar estos valores con los publicados por IDAE y en cualquier caso valorar la efectividad de las políticas en materia de ahorro y eficiencia energética de una manera agregada y por aplicación de indicadores de eficiencia energética.⁹²¹

De los datos del cuadro 68, obtenemos unas primeras conclusiones generales del periodo 2004-2013.

- El consumo per cápita de energía primaria se reduce en un 14,7%.
- El consumo per cápita de energía final se reduce en un 18,1 %.
- El consumo de electricidad por habitante disminuye en un 6,1%.
- La intensidad energética se reduce en un 28,8%.
- El índice de transformación empeora en un 4,05%.
- Las emisiones de CO₂ se reducen en 23,4%.

⁹²⁰ Es muy frecuente encontrar datos distintos según la fuente utilizada. Es particularmente curioso que los datos de la Secretaría de Estado de Energía y los de Eurostat sean a veces discordantes.

⁹²¹ Los datos son anuales y sirven como indicadores. De ellos no se pueden obtener valores absolutos de mayor gasto o ahorros en los periodos de referencia.

Cuadro 68. Indicadores Energéticos 2004-2013

Principales Indicadores Energéticos			2004	2007	2010	2013
Población	INE	1 Enero Año+1	43.038.035	45.283.259	46.597.205	46.704.314
PIB	Minetur	miles millones €	861,40	1.080,80	1.080,90	1.031,20
Energía Primaria	Minetur	ktep	142.056	146.779	132.213	121.119
Energía Final	Minetur	Ktep	104.434	108.197	99.830	85.436
Importaciones	Minetur	ktep	109.513	116.167	97.662	85.147
Dependencia Energética		%	77,1%	79,1%	73,9%	70,3%
TEP /hab		tep/hab	3,30	3,24	2,84	2,59
TEF/hab		tep/hab	2,43	2,39	2,14	1,83
Indice Transf. Energía		EF/EP	73,5%	73,7%	75,5%	70,5%
Intensidad Energética		ktep/M€	0,16	0,14	0,12	0,12
Electricidad	Minetur	TWh	247,11	290,04	278,00	232,00
Electricidad por habitante		MWh/hab	5,74	6,41	5,97	4,97
Emisiones de CO2	MMA	MtCO2	417,20	432,00	347,20	319,67
CO2 por unidad energía		tCO2/tep	2,94	2,94	2,63	2,64
CO2 por habitante		t CO2 /hab	9,69	9,54	7,45	6,84
CO2 por PIB		kg CO2/€	0,48	0,40	0,32	0,31

Fuentes citadas. Elaboración Propia.

Los ahorros obtenidos, considerando los datos de consumo de energía final en el periodo 2001-2005 del Ministerio de Industria y Energía, nos permiten obtener la media de referencia para el cálculo del ahorro total equivalente al 9% señalado en la Directiva de Eficiencia Energética de 2006: el valor medio de referencia es de 100.346 ktoe. En consecuencia el ahorro objetivo es de 9.031 ktoe a obtener en el noveno año de la aplicación de la Directiva. El ahorro de energía entre el año 2007 y 2015 ha sido de 20.548, por lo que se puede afirmar que el objetivo de la UE se ha cumplido.

102.3. Indicador de Eficiencia en la transformación de energía.

He comentado acerca de los respectivos planes ciertas incoherencias de objetivos y datos, como por ejemplo en el Plan 2011-2020 el incremento de la ineficiencia de la transformación⁹²² de la energía primaria en energía final, incremento que se hace difícil

⁹²² El ratio se ha calculado a partir de los datos de los respectivos planes dividiendo los consumos previstos en energía final entre la energía primaria en el mismo periodo

de entender, salvo que su justificación venga de una política de mayor generación de electricidad de las térmicas de carbón.

Los indicadores resultantes de los datos de energía primaria y de energía final del documento Energía son:

Cuadro 69. Índice de transformación de EP en EF.

Índice de Transformación Energía Primaria en Energía final							
Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EP ktep	146.779	142.070	130.508	132.123	129.339	128.870	121.119
EF ktep	108.197	105.347	97.776	99.830	93.238	89.349	85.436
IT	73,7%	74,2%	74,9%	75,6%	72,1%	69,3%	70,5%

Fuente: Minetur. Elaboración propia.

De los datos aportados por el propio Plan 2011-2020 de energía primaria y final se obtienen los siguientes indicadores de transformación en los que podemos observar una progresiva mejoría del indicador de eficiencia de la transformación de energía entre los años 2004 y 2010, que luego se reduce sensiblemente en los años 2011 al 2013.

Cuadro 70. Indicadores de transformación de Energía primaria en Energía final.

Índice de Transformación EP en EF			
Año	E. Primaria	E. Final	IT
2010	132.123	99.830	75,6%
2016	138.633	94.720	68,3%
2020	142.213	95.355	67,1%

Fuente. IDEA. Elaboración propia.

De todos estos datos surgen aspectos de difícil interpretación. Es significativo que el indicador de la eficiencia de transformación energética en 2011, 2012 y 2013 haya sido peor que en los años anteriores. También que en el escenario total previsto por el Plan 2011-2020 el indicador medio de eficiencia de transmisión de los tres años de referencia será de 68,68%, peor que al inicio del Plan en 2011⁹²³. Esto significa que para mantener la demanda de energía final se necesita, según el propio Plan de

⁹²³ El indicador del informe de IDAE 2013 de intensidad energética del sector químico, que transforma energía primaria en derivados del petróleo, (plásticos, fertilizantes, productos químicos orgánicos, etc.) no experimentó en 2012 ninguna variación significativa con respecto a años anteriores.

Eficiencia Energética, una mayor cantidad de energía primaria, lo que sin duda es algo incoherente con una estrategia de eficiencia energética.

Tan solo tiene como explicación que el Gobierno proyectase una mayor generación de electricidad a partir de térmicas de carbón; y así se reconoce en la publicación de Minetur, Energía de 2012, en donde se indica que la aplicación en el Sistema Eléctrico del procedimiento de restricciones por garantía de suministro ha permitido incrementar el consumo de carbón para generación eléctrica disminuyendo significativamente el nivel de los stocks. Por otra parte los costos internacionales y la caída de los derechos de emisión de CO₂ han contribuido a un mayor consumo de carbón para electricidad.

Con los datos de objetivos de los indicadores de transformación en los años 2016 y 2020, todo induce a pensar que la política de la administración plantea un mayor consumo de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

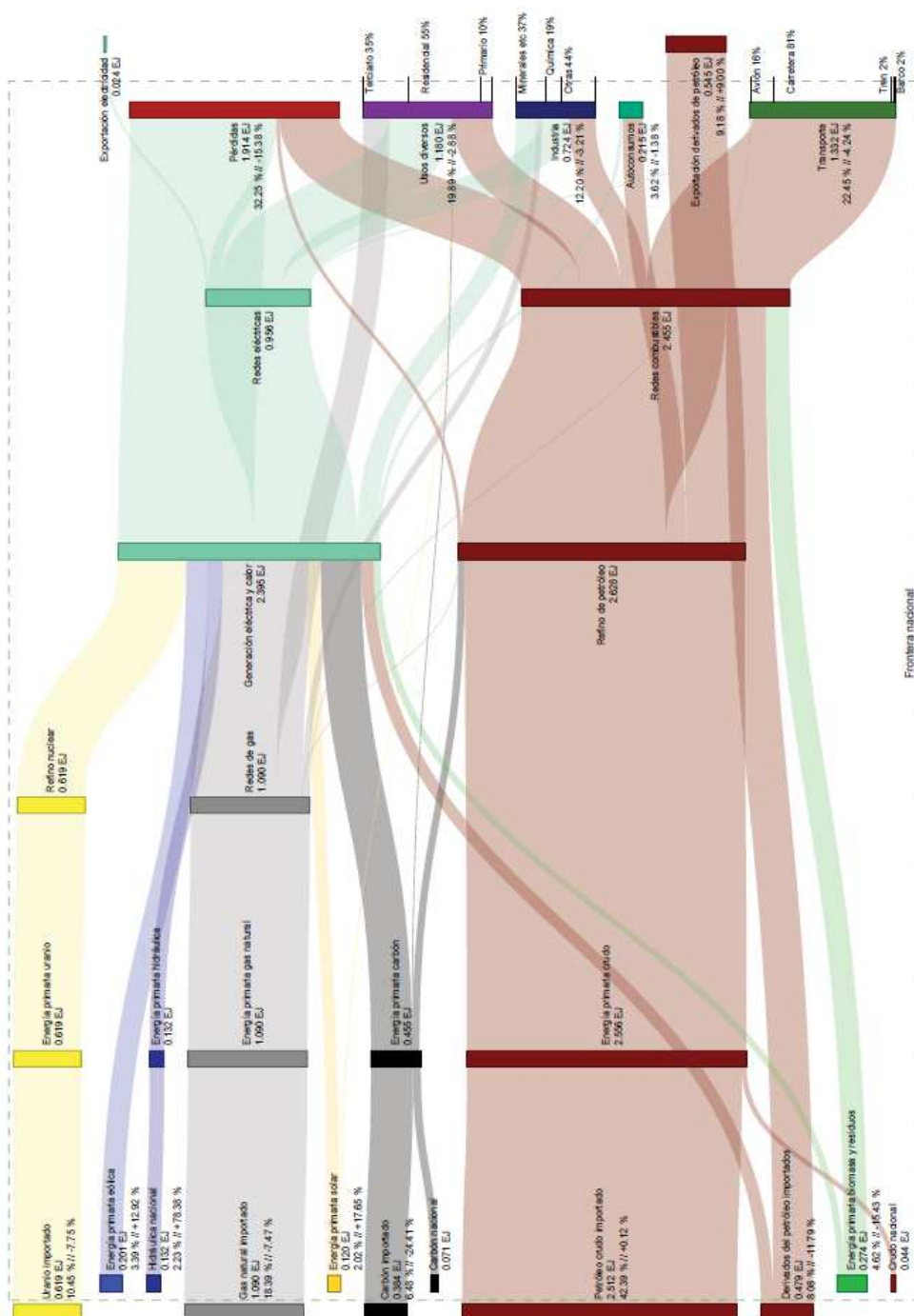
Hay por tanto algo inconsistente en estos datos transformación de la energía primaria en energía, ya que una mayor utilización y participación en el mix energético de las energías renovables, que tienen como fuente de energía primaria el viento o el sol, debería de conducir a un mejor indicador de transformación energética, aún en el supuesto de cálculo que contemple que el ratio de energía primaria renovable transformado en energía final es del 100%⁹²⁴. Esto se ha confirmado con los datos del Observatorio de Energía de los años 2007, 2008 y 2009, años en los que la participación de las energías renovables en la generación de electricidad pasa del 19,9% al 25,6% y la eficiencia de transformación del sector eléctrico sube desde el 38,8 % al 41,0 % en 2009.

El Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España hace un análisis detallado de la Energía y Sostenibilidad, fuentes, transformaciones y usos final de la energía, así como del origen de las emisiones de CO_{2-equiv}⁹²⁵ y mediante el diagrama de Sankey, un balance energético que tiene en cuenta el total de energía que entra en el sistema, los distintos procesos de transformación y los consumos finales por cada fuente, las exportaciones y en definitiva la eficiencia global del sistema. Este diagrama permite conocer de una manera más precisa las emisiones de CO₂ a partir de los combustibles que generan estas emisiones. El anuario Energía de Minetur ha publicado en algunas ediciones este diagrama.

⁹²⁴ Otro supuesto sería considerar que la energía primaria renovable sea cero al ser un recurso no finito.

⁹²⁵ LÓPEZ-PEÑA, Á., DANESIN, A., & LINARES, P. (2013), "Informe basado en indicadores 2010", *Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España*.

Gráfico 87. Diagrama de Sankey 2014. Fuente Observatorio de Energía y Sostenibilidad.



102.4. Inversiones.

Destacan las importantes inversiones previstas en determinados sectores, como el de los edificios. El PAEE E4 2008-2012 contempla una inversión de 13.469,4 millones de euros y unos incentivos públicos de 1.591 millones de euros para un ahorro en energía

de 15.283 ktoe a lo largo de la vida del Plan con un plazo de retorno de la inversión elevado⁹²⁶.

En el cuadro siguiente se analiza la eficiencia de las inversiones planificadas. Un cálculo sencillo de los retornos de la inversión realizada y su periodo de amortización con los ahorros obtenidos, a un precio creciente del 3,5% anual de la kilotonelada de petróleo equivalente, ktoe, pone de manifiesto el mejor retorno –en términos de plazo de amortización– de las inversiones en el sector industrial y transporte, y los mayores plazos de retorno de la inversión en el caso de los edificios y servicios públicos. Este análisis justifica el difícil cumplimiento del Plan en el aspecto de medidas en edificios que contaba con el 60% de las ayudas, pese a los esfuerzos de la administración, de los profesionales de la arquitectura y de las empresas de construcción y suministros⁹²⁷, que han visto en esta actividad una oportunidad para salir de su particular crisis económica.

Los mejores ratios de retorno de las inversiones en eficiencia energética se obtienen en el sector industrial junto con el de transporte. No se ha encontrado información sobre el grado de aprovechamiento de estas ayudas en el sector industrial

Cuadro 71. Amortización Inversiones Plan 2008-2012

PLAN PAE+4 2008-2012 Periodo amortizacion inversiones							
Sector	Inversión €	Inversion €/ktep	Ahorros Ktep	Precio ktep 2008 €/ktep	Valor Total Ahorros PAE+4 €	Valor anual Ahorros €	pay back Inversion años
Industria	1.671.000.000	67.515,15	24.750,00	480.000	11.880.000.000	2.970.000.000	< 1 año
Transporte	1.892.718.000	56.548,00	33.471,00	480.000	16.066.080.000	4.016.520.000	< 1 año
Edificios	13.489.477.000	882.645,88	15.283,00	480.000	7.335.840.000	1.833.960.000	7 años
Equipamiento	1.992.235.000	457.985,06	4.350,00	480.000	2.088.000.000	522.000.000	4 años
Agricultura	683.207.000	418.119,34	1.634,00	480.000	784.320.000	196.080.000	4 años
Servicios Pub	1.351.000.000	776.883,27	1.739,00	480.000	834.720.000	208.680.000	6 años
Transformación	1.685.330.000	251.279,26	6.707,00	480.000	3.219.360.000	804.840.000	3 años

Cálculo con precio ktep variable incrementado anualmente en 3,5%.

No se tiene en cuenta intereses financieros de la deuda de la inversión

Fuente PAEE 2008-2012.

102.5. Dependencia Energética.

En cuanto a la disminución de la dependencia energética, los indicadores mejoran ligeramente en el periodo 2004-2012, como expresión directa de la disminución de la

⁹²⁶ Eurostat recoge datos sobre el consumo total de energía en los hogares divididos por categoría de combustible. Los datos más detallados para el consumo de energía en los hogares (por ejemplo, energía para calefacción, refrigeración, calentamiento de agua y cocinar) se recogerán en el futuro en virtud del Reglamento (UE) nº 431/2014 de 24 de abril.

⁹²⁷ DÍEZ, J., FERRER, J., & HERAS, R. (2013), "La eficiencia energética en la edificación". *Técnica Industrial*, 303, 50-62.

demanda y del crecimiento, pequeño pero constante, de la producción interna con fuentes de energía primaria propia, entre las que destacan las energías renovables.

Cuadro 72. Dependencia Energética 2004-2013

DEPENDENCIA ENERGETICA 2004-2013										
Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
EP ktoe	142.056	145.816	144.881	146.779	142.070	130.508	132.123	129.339	128.870	121.119
EF ktoe	109.013	115.037	112.923	116.067	111.345	110.537	97.662	98.410	95.511	87.369
IT	76,7%	78,9%	77,9%	79,1%	78,4%	84,7%	73,9%	76,1%	74,1%	72,1%

Fuente: Minetur. Elaboración propia.

Se observa con claridad la mayor dependencia de las importaciones en los años anteriores de la crisis 2004-2009 y el efecto de la producción interna en este indicador ante el descenso del consumo de energía primaria. Parece evidente que la disminución de la dependencia energética, desde un 79,1 % en 2009 hasta un 72,1% en 2013, no está solamente soportada por las mejores prácticas de ahorro de energía sino de una manera muy destacada, también, por la caída de la demanda y por la generación a partir de fuentes renovables.

El informe anual “Energía 2013”, en cuanto al papel de las energías renovables en la dependencia energética, dice lo siguiente: *“El potencial de producción autóctona a partir de las diversas fuentes energéticas, junto a la evolución de la estructura de suministro energético hacia una mayor diversificación, determina la capacidad de autoabastecimiento. La dependencia energética nacional, alcanza en la actualidad un valor del 72,1%, alrededor de unos veinte puntos porcentuales por encima de la media europea. A pesar de ello, resulta destacable la evolución observada a partir del año 2005 de las energías renovables⁹²⁸, caracterizada por una penetración progresiva en el sistema energético, lo que conduce en la actualidad a una producción autóctona equiparable e incluso superior a la de origen nuclear. Ello se ha traducido en una cierta mejora del autoabastecimiento energético, que en 2013 supone el 27,9%”*

Y esto lo dice un Gobierno que se ha caracterizado por disminuir el déficit tarifario en gran medida a costa de ir eliminando las ayudas a la producción de las energías renovables y limitando por Real Decreto su factor de capacidad, lo que francamente no resulta muy serio. Es necesario destacar que las energías renovables Eólica y Solar produjeron en el periodo 2004-2010 un total de 19.952 ktoe⁹²⁹ cuyo valor se eleva a

⁹²⁸ Este comentario hace difícil entender el empeoramiento del índice de transformación, como ya se ha expuesto.

⁹²⁹ Dato de Ministerio de Industria y Energía; informe Energía 2011.

unos 10.000 millones de euros. En 2014 la producción de energía eólica+solar fue equivalente a un 4% del total de la energía primaria consumida.

A modo de ilustración se presenta el siguiente cuadro de la dependencia energética de los países mayores consumidores de energía de la UE:

Cuadro 73. Dependencia Energética 2004-2013 UE.

Dependencia Energética en la UE						
	España	Alemania	Dinamarca	Francia	Italia	Reino Unido
2004	76,7%	60,9%	-47,0%	50,8%	84,8%	4,5%
2008	79,1%	60,8%	-20,5%	50,8%	85,7%	26,2%
2012	74,1%	61,3%	-3,0%	48,0%	79,3%	42,2%
2013	72,1%	62,8%	12,3%	47,9%	76,9%	46,4%

Fuente Eurostat. Elaboración propia.

102.6. Intensidad energética.

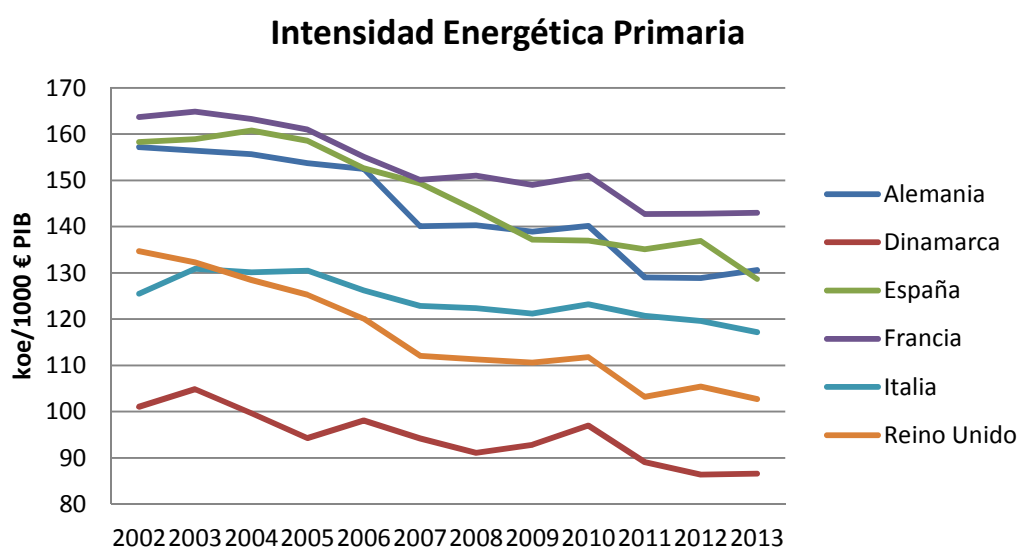
Es necesario hacer la consideración de que el indicador de intensidad energética puede expresar situaciones energéticas que no se corresponden con la actividad económica. Un país, con una tasa elevada de producción industrial en la industria siderometalúrgica, tendrá un peor indicador de intensidad energética a igualdad de PIB, que un país cuya actividad económica se soporte en las nuevas tecnologías y en la innovación. Y no podremos decir que el primer país es energéticamente más ineficiente que el segundo. Solo podemos decir simplemente que el consumo de energía en el primero es mayor que en el segundo. Esta visión de lo que expresa el indicador de intensidad energética es bastante extendida, de manera que el indicador es útil como elemento de comparación en entornos económicos de similar nivel de desarrollo, US, UE, principalmente.

Por estas razones, es frecuente hacer un análisis de desagregación de la intensidad de energía por sectores de la actividad económica como el realizado por M. Mendiluce 2010⁹³⁰, utilizando la metodología “*Logarithmic Mean Divisia Index (LMDI)*” en la intensidad energética de España desde 1995 a 2006 del que se obtienen tres conclusiones principales. La primera es que la estructura económica de España puede ser la causa de las diferencias entre los indicadores de intensidad energética con respecto a la UE15. En segundo lugar, se constata que el sector terciario y residencial de los países del Mediterráneo ofrecen valores de intensidad energética más bajos

⁹³⁰ MENDILUCE, M., PÉREZ-ARRIAGA, I., & OCAÑA, C. (2010), “Comparison of the evolution of energy intensity in Spain and in the EU15. Why is Spain different?”. *Energy Policy*, 38(1), 639-645.

debido a las temperaturas más suaves. Finalmente, el sector industrial mejoró la intensidad energética en los años 80 y 90, pero empeoró de una forma importante a partir del año 1995 siendo especialmente más alta en la industria de minerales no metálicos, metalurgia básica e industria química, sectores cuyos productos, cemento, hierro y aluminio, han sido ampliamente utilizados en el boom de la construcción. A pesar de este efecto en el sector industrial, los sectores que mayor crecimiento en intensidad energética y diferencias con respecto a la UE 15 en el periodo analizado, han sido el transporte y el sector residencial o edificios.

Gráfico 87. Intensidad Energética E. Primaria UE



Fuente. Eurostat.

Hemos asistido con cierta frecuencia a una presión de las grandes empresas consumidoras de energía ante la desaparición del concepto tarifario de la interrumpibilidad y en consecuencia la subida del precio de la electricidad. Y empresas fabricantes de aluminio primario⁹³¹ esgrimieron amenazas de cierre de la actividad si no se rebajaban las tarifas. Desde una óptica del modelo industrial habría que pensar si tiene sentido energético que en España se pueda producir aluminio, altamente consumidor de energía, cuando se importa el 72 % de la energía primaria con un importante saldo comercial negativo⁹³² que en 2012, en una situación de elevados precios energético, fue del orden de 45.000 millones de euros.

Por todo ello creo que, decantar las políticas de eficiencia energética desde el lado de la naturaleza de la demanda puede llegar a ser muy beneficioso y complementario a

⁹³¹ El consumo de energía es de 15 MWh por tonelada de aluminio obtenido de óxido de aluminio. El aluminio reciclado consume 750 kWh/tm.

⁹³² En 2014 el déficit comercial energético era de 38.300 millones de Euros. Fuente BBVA Research enero 2015.

otras medidas que acoplen la política energética y el modelo de desarrollo del país a los recursos disponibles. En consecuencia, considero que las estrategias de eficiencia energética en su conjunto, y en sus diferentes planos, han de transformar los modelos económicos y energéticos en modelos sostenibles. Pretender mejoras sustanciales solamente a través de estrategias de eficiencia energética, sin adaptar las políticas energéticas a modelos energéticos sostenibles, conduce a fracasos con efectos que cada vez más nos alejan de la competitividad en el uso de la energía.

102.7. Emisiones de CO₂ y otros gases GHG.

Los países signatarios del protocolo de Kioto de Diciembre de 1997 pactaron reducir en, al menos, un 5 % en promedio las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012, tomando como referencia los niveles de 1990. El Consejo de Medioambiente de la Unión Europea, frente a la reducción de emisiones conjunta del 8% de la Unión Europea, admitió en 1998 el compromiso de España de crecimiento de sus emisiones hasta un límite máximo del 15% sobre el año de referencia 1990. El límite de emisiones el año base 1990 era de 283,7 MtCO₂-eq., el límite máximo anual admisible 326,3 MtCO₂-eq y el compromiso de emisiones totales en el periodo 2008-2012 ascendían de 1.631,2 MtCO₂-eq.

A pesar de esta limitación, las emisiones de CO₂ equivalentes, en el periodo 2008-2012⁹³³ alcanzaron un total de 1.791,9 Mt CO₂-eq, lo que supuso un 9,2 % más que las emisiones totales con base a las emisiones del año 1990, incrementadas en un 15%, más del 50% con respecto a los parámetros de 1990 sin incremento. El punto de emisiones más elevado se alcanzó en 2007 con 440,0 MtCO₂ toneladas de CO₂-eq.

Las emisiones en el periodo 2004 al 2010 experimentaron un crecimiento acusado en el periodo 2004 al 2007, iniciándose a partir de 2010 un descenso de emisiones importante en el que se estabilizan las emisiones hasta el 2013, pero por encima del límite fijado. En consecuencia el límite de emisiones en el periodo 2004-2010 es de 2.283 mt CO₂ y las emisiones reales en el mismo periodo ascienden a 2.849 mt CO₂, superando por tanto el límite de emisiones en 566 mt CO₂. Con respecto a las emisiones en el periodo, en el valor del año 2004, el ahorro es de 111 mt CO₂ inferior a lo previsto en la Estrategia E4. En 2015 las emisiones de CO₂ ascendieron a 339,3 Mt CO₂. La disminución con respecto al nivel de referencia del año base 1990 ha sido prácticamente nula.

⁹³³ Ministerio de Medio Ambiente. Inventarios Nacionales de Emisiones a la atmosfera 1990-2012. IDAE (2014) Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España.

Alcántara y Padilla explican, en base a la identidad IPAT⁹³⁴, que las emisiones de CO₂ dependen de varios factores como son: 1) las emisiones por unidad de energía primaria utilizada, 2) del consumo de energía primaria por unidad de energía final, es decir de la transformación de energía, 3) del efecto de intensidad de energía y 4) el efecto escala en la variación de PIB a precios constantes.

Los autores consideran que la participación creciente de las energías renovables en el mix energético es un camino para disminuir las emisiones en un escenario en el que el uso de combustibles fósiles es dominante. Un importante efecto positivo en la reducción de emisiones desde 2000 al 2007 se debió a la mejora del índice de transformación de energía (72,18 % en 2000, 73,7% en 2007). Pero, por el contrario, el efecto más negativo en cuanto a la reducción de las emisiones se debe, en su opinión, al incremento de la intensidad energética final. Coinciden con mi punto de vista expresado en el apartado anterior en que el indicador es muy variable, bien por menor consumo de energía final o porque el PIB evolucione por actividades más eficientes y menos demandantes de energía.

En el plano de las actuaciones para la contención del cambio climático, sus orígenes y sus efectos hay dos tendencias distintas. Una en línea con el protocolo de Kioto que supone actuar de arriba abajo con objetivos comunes de reducción de emisiones y asignaciones de distintos niveles de compromiso, en función del punto de partida y el potencial económico y tecnológico de cada país. El otro modelo es de abajo a arriba en el que muchas pequeñas acciones nacionales o regionales coordinadas contribuyen a los objetivos de Kioto. Lo cierto es que la magnitud global del problema hace ver que ambas tendencias son necesarias y complementarias siempre que los objetivos perseguidos y los hitos para alcanzarlos sean comunes y compartidos. En este sentido las acciones emprendidas en España a nivel de estado y con carácter de política de estado han adolecido de una falta de implicación a nivel autonómico que no se han sentido propietarios de las acciones ni de los compromisos, Y lo mismo ha ocurrido en la involucración de las empresas y en la coordinación con organismos no gubernamentales⁹³⁵.

Todo ello ha conducido a un mal resultado en el cumplimiento de los objetivos y actuaciones, y en consecuencia tanto las políticas como las acciones deben de tener un componente bilateral. Y no solo en España, sino en general en toda la UE. Es cada

⁹³⁴ ALCÁNTARA, V., & PADILLA, E. (2010), "Determinantes del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)". *Departamento de Economía Aplicada* Universidad Autónoma de Barcelona, Barcelona.

IPAT es una forma de medición del Impacto Ambiental, en la que se tiene en cuenta como factores, la población, el PIB y la eficiencia tecnológica. Está considerado como un indicador de referencia en la ecología industrial.

⁹³⁵ LÓPEZ-PEÑA, Á., PÉREZ-ARRIAGA, I. & LINARES, P. (2012), "Renewables vs. energy efficiency: The cost of carbon emissions reduction in Spain". *Energy Policy*, 50, 659-668.

vez más asumido por las autoridades multilaterales e investigadores del cambio climático que, pese a que las consecuencias son a nivel global, las manifestaciones climáticas y meteorológicas lo son a nivel regional.

Cuadro 74. Emisiones de GHG en España.

EMISIONES de GHG mtCO2							
año	mtCO2	año	mtCO2	año	mtCO2	año	mtCO2
1990	283,7	1996	315,1	2002	394,9	2008	398,4
1991	293,3	1997	328,4	2003	402,4	2009	359,7
1992	301,7	1998	338,2	2004	417,2	2010	347,2
1993	291,3	1999	364,0	2005	431,4	2011	345,9
1994	307,5	2000	380,0	2006	423,6	2012	340,8
1995	322,3	2001	376,9	2007	432,0		

Fuente Minetur/IDAE. Elaboración Propia.

102.8. Consideraciones finales.

En los apartados anteriores hemos podido ver que la Estrategia PAEE E4 ha tenido un efecto importante en la reducción de la energía primaria, quizás no tanto como hemos visto al estudiar los ahorros potenciales. También hemos visto, que los mayores recursos en términos de ayudas a la mejora de la eficiencia energética en edificios no han tenido la respuesta ni los resultados esperados.

En el estudio de consumo de energía final por sectores podemos observar que el sector industrial ha tenido un claro descenso de consumo; el consumo del transporte se mantiene constante después de un mayor consumo en el años de 2004 al 2008. Ambos sectores representan cerca del 70% del consumo final de energía⁹³⁶, y han sido los que han tenido una mayor reducción de consumo de energía final, mientras que el resto de los sectores se han mantenido en una línea de ligeros crecimientos. Todo ello en consonancia de la caída del PIB por sectores económicos⁹³⁷.

No cabe duda que el efecto de la crisis económica complica el análisis de esta Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, crisis económica de una importancia y consecuencias no vistas desde la crisis del año 1929. Podríamos pensar que este importante descenso en el consumo se debe a las acciones planificadas en eficiencia energética. Pero la realidad es que tal reducción supera lo planificado, sobre todo si se tiene en cuenta que las ayudas económicas diseñadas por las Estrategias de

⁹³⁶ El cuadro de IDAE () recoge los ahorros realizados inferiores a los previstos por haberse visto absorbidos por un mayor consumo de energía, lo que no significa que no se hicieran ahorros.

⁹³⁷ Los datos publicados por Eurostat no coinciden con los datos del Ministerio de Industria publicados en el documento anual Energía.

Eficiencia y Ahorro de Energía fueron eliminadas en 2012, mediante el RD 13/2012, que hizo devolver los recursos propios destinados a los planes de Eficiencia Energética y, posteriormente, no se incluyeron las partidas previstas para ayudas en los Presupuestos Generales del Estado de 2013 y siguientes.

La cuestión, por tanto, está en conocer en qué medida la aplicación de los planes de eficiencia energética han contribuido, en términos cuantitativos, en esta fuerte reducción del consumo y, en consecuencia en la dependencia energética y emisiones de GHG. Porque, el riesgo de que la aplicación de los programas de medidas previstos no se haya realizado de acuerdo con lo planificado es que, en una previsible mejora de la economía, España se encuentre de nuevo con una situación de mayor consumo energético con efectos de difícil de superación, si las actuales medidas o nuevos planes no se ajustan a ese nuevo ciclo económico. Y esto es más preocupante aun cuando en el Plan de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020 enviado por el Gobierno de España a la Comisión Europea, se indica, con complacencia, que España ha cumplido con los objetivos de reducción del 20% de energía señalado para el 2020 sin llegar a hacer un ejercicio serio para conocer si los efectos responden a las estrategias y como la situación económica distorsiona la estrategia planteada.

Mi valoración sobre la efectividad de los Planes de Eficiencia Energética no puede ser positiva por diversas razones:

- la complejidad de los mecanismos de evaluación no permiten discernir correctamente la naturaleza de los ahorros energéticos,
- el cálculo de ahorros potenciales, en base a indicadores 2004 constantes, ofrece cifras muy superiores a los ahorros realizados,
- los indicadores de transformación de energía empeoran año tras año,
- la reducción de la intensidad energética se estabilizó, no decreció, en los años 2009 al 2012,
- la reducción de emisiones no cumplió con sus objetivos,
- la reducción del consumo de energía primaria y final, como vemos en el cuadro siguiente, es probablemente debido más a la crisis económica que a las medidas planteadas en las Estrategias y en los Planes que la desarrollan.

En este entorno, la Unión Europea refuerza su apuesta por una reducción del consumo de energía primaria del 20 % en el año 2020 y en consecuencia modifica las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, mediante la publicación de la Directiva 2012/27 en la que hace ver que los objetivos del 2020 no pueden alcanzarse, requiriendo para ello de medidas complementarias con un mensaje muy claro: *“Sería preferible que el objetivo de eficiencia energética del 20 % se consiguiese a partir de la aplicación acumulativa de medidas específicas nacionales y europeas de fomento de la eficiencia energética en diversos campos. Procede exigir a los Estados miembros que fijen objetivos, planes y*

programas nacionales de eficiencia energética de carácter indicativo. Estos objetivos y los esfuerzos de cada Estado miembro deberían ser evaluados por la Comisión, junto con los datos disponibles sobre los avances alcanzados, a fin de evaluar la probabilidad de alcanzar el objetivo general de la Unión y el grado en que los distintos esfuerzos serían suficientes para lograr el objetivo común”.

Cuadro 75. Consumo de Energía Final por Sectores.

Consumo de Energía Final por Sectores							
Sectores		2004	%	2008	%	2012	%
Industrial	ktep	30.127,6	31,8	25.832,2	27,3	20.733,8	25,0
Transporte	ktep	38.636,8	40,8	40.531,1	42,8	33.348,3	40,1
Residencial	ktep	14.671,0	15,5	15.494,8	16,4	15.524,9	18,7
Agricultura	ktep	3.340,5	3,5	2.694,7	2,8	2.674,2	3,2
Servicios	ktep	7.745,1	8,2	9.296,3	9,8	10.045,5	12,1
Otros	ktep	188,0	0,2	786,4	0,8	745,5	0,9
Total Energía Final		94.709,0		94.635,5		83.072,2	

Fuente Eurostat. Elaboración propia.

En cualquier caso, considero que la eficiencia energética tiene un amplio campo de potencial desarrollo y puesta en práctica en todos los sectores de la actividad y estamentos públicos y en la sociedad en general. Así lo recoge también el documento *Visión de la Eficiencia Energética en España (2009)* de la Plataforma Española de Eficiencia Energética⁹³⁸ en sus recomendaciones finales, proponiendo una serie de medidas en el campo de la Investigación y Desarrollo, actuaciones públicas y del conjunto de la sociedad, y acciones sectoriales.

Desde mi punto de vista es el sector de transporte, el sector de mayor consumo, el que presenta las mayores oportunidades de aplicación de medidas de eficiencia energética, tanto por su naturaleza como por su impacto energético. Hasta ahora, una buena parte de la eficiencia conseguida alcanzada en este sector, de difícil cuantificación por el impacto de la crisis, ha venido de la reducción de consumo por kilómetro en los coches y camiones, y muy claramente en la aviación. Pero este ahorro no ha sido fruto de los planes de ahorro y eficiencia y de concienciación de la sociedad, sino de los desarrollos técnicos y competitividad de los propios constructores de automoción y aviación.

⁹³⁸ Ministerio de Ciencia e Innovación (2009), “Documento de visión de la Eficiencia Energética en España”. Plataforma Tecnológica Española.

El crecimiento del transporte de mercancías está muy relacionado con los crecimientos del PIB y no se está alcanzando la disociación entre crecimiento y los flujos de transporte. Como señala el Libro Blanco de la Unión Europea 2001, lo que en opinión de Pérez-Martínez y Monzón, (2010)⁹³⁹ dificulta el cumplimiento de los compromisos internacionales de emisiones de CO₂ ante una tendencia sostenida del uso de transporte de carretera por la actividad industrial, y cuyos efectos e indicadores no computan en este sector industrial.

Hay ejemplos de éxito de estrategias e iniciativas que han sido puestas en práctica en otras partes de Europa y que en España no han contado con el suficiente respaldo institucional como, entre otras, son:

- El desarrollo y fomento de sistemas y tecnologías y creación de compañías ferroviarias y navales que impulsen el desarrollo del transporte por ferrocarril y barco.
- Estrategias de apoyo institucional de consumo de materias primas y productos elaborados de lugares de producción próximos que requieran menos consumo de energía en su transporte.
- Las estrategias que lleven a la reducción del uso de vehículos en los centros urbanos, peatonalizando amplios espacios, e instalando parkings disuasorios en las periferias de las ciudades al mismo tiempo que se incrementa el servicio de “navettes” eléctricas para los desplazamientos internos.
- La progresiva sustitución de autobuses comarcales y regionales, en líneas en competencia con las redes ferroviarias, a favor del uso del ferrocarril. Implantación de medidas comerciales y de servicio que favorezcan a este tipo de transporte.

En materia de normativa de movilidad sostenible, algunos autores⁹⁴⁰, destacan como un gran avance la Estrategia Española de Movilidad Sostenible EEMS (2009) y la Ley de la Economía Sostenible de 2011. El Plan Nacional para la Mejora de la Calidad del Aire aprobado el 1 de diciembre de 2011 por el Ministerio de Medioambiente tenía previsto incorporar el sistema de peaje urbano con carácter permanente, sistema de peaje que, finalmente, no fue incluido en el Plan.

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 contempla medidas encaminadas a favorecer el cambio modal, la renovación de flotas de transporte y el uso eficiente de los medios de transporte.

⁹³⁹ PÉREZ, P., & MONZÓN, A. (2008), “Consumo de energía por el transporte en España, Tendencias de emisión”. *Observatorio Medioambiental*, 11, 127-141.

⁹⁴⁰ MUÑOZ, J. P. (2012), *Los sistemas de peaje urbano: estudio y predicción de los efectos derivados de la implantación de un sistema de peaje urbano para la Ciudad de Madrid*. Universia Libros, Madrid. pp-1-3.; vid, asimismo, MIGUEL, J., & RODRÍGUEZ, F. (2014), “Los sistemas de peaje urbano y su efecto en el cambio de las pautas de movilidad en el transporte urbano: un estudio empírico aplicado a Madrid”. *Urban Public Economics Review*, (20), 38.

El sector industrial es el que mayor actividad ha manifestado en la aplicación de las medidas de eficiencia y ahorro energético, porque el peso de la energía en los costos de productos suele ser especialmente elevado en muchas de las actividades, principalmente de subsectores como la metalurgia, la cerámica, el cemento. Y esto se pone de manifiesto en el periodo 2004-2012 en el que la reducción de energía primaria en el sector alcanzó un 15% como consecuencia, principalmente de la crisis del sector de la construcción.

Los indicadores ODYSEE MURE de intensidad energética por sectores dan para España un valor de consumo de energía de 0,088 koe/€, un valor inferior al de Alemania 0,111 koe/€, y al de Francia 0,116 koe/€, pero superior al de UK 0,082 koe/€ y Dinamarca 0,081 koe/€. Es decir España está en línea con las mayores economías de la UE, si bien en este indicador la tipología de actividad industrial tiene una influencia importante.

Es en la recuperación de energía disipada en los procesos industriales en forma de calor en donde cabe un potencial de desarrollo importante en el aprovechamiento de energía con bajo nivel de entalpía, que cuenta ya con tecnologías muy desarrolladas en ciclos térmicos y/o eléctricos, así como en el calor residual de bajo nivel de entalpía. El desarrollo de tecnologías de ciclo Rankine orgánico, ya existentes, con el fin de obtener mejores ratios de eficiencia económica, contribuiría de una manera importante a la recuperación de energía y por tanto a la eficiencia energética en los procesos industriales generadores de energía de baja entalpía.

En el sector residencial habría que impulsar el aislamiento energético para situaciones de frío, pero también para el calor. En muchas regiones de España, las temperaturas diurnas superan los 30º en más de 5 meses al año y en consecuencia las instalaciones de aire acondicionado incrementan tremendamente la demanda en verano, a partir del mediodía. En general es técnicamente más complicado aislar y combatir los efectos del calor que los del frío, siendo los equipos de refrigeración energéticamente más ineficientes que los equipos de calefacción por radiación y convención. Los sistemas de *district heating and cooling* son más eficientes que los sistemas domésticos, más aun si incorporan el suministro de electricidad.

103. Indicadores energéticos.

103.1. Consumos de EP y EF

Los indicadores energéticos anuales y su comparación con años anteriores son una herramienta muy valiosa para evaluar el grado de avance de la política energética sostenible y sus estrategias, y pone en evidencia los aspectos en los que se requiere emprender acciones correctoras. En el cuadro siguiente se analiza la producción interior de energía primaria, el consumo de energía primaria, y el consumo de energía final. Los indicadores de evolución de los consumos y participación de las distintas

fuentes, de la eficiencia en la transformación de energía y de la dependencia energética, son tres indicadores clave en política energética. A ellos se añaden los de corte económico y ambiental, que se recogen en un cuadro posterior.

El consumo de energía primaria en el periodo entre 2008 y 2015 disminuyó un 12,81%. El efecto más notable de esta reducción de consumo se percibió desde al año 2011 al 2014 fundamentalmente en petróleo y gas. En 2015 se observa un ligero incremento del 3,3 % en la demanda de energía primaria. El consumo de carbón ha experimentado un crecimiento del 20% en tan solo un año, como consecuencia del mayor uso en la generación de electricidad, desplazando a los ciclos combinados de gas, lo que no deja de ser una locura medioambiental y climática. En general se confirma la apreciación realizada en el estudio de la eficiencia energética, en el sentido de que la crisis económica distorsionaba todos los análisis de los efectos directos de las Estrategias.

El consumo de energía primaria experimentó en el periodo de 2008 al 2015 una reducción del 20,2%, pero esta reducción energética no se ha visto reflejada en energía final. En el mismo periodo el consumo de energía final ha sido del 12,8 %. En consecuencia, el ratio de transformación de energía primaria en energía final ha llegado al valor más bajo en el escenario analizado, 67,78%, muy probablemente al haber entrado en el mix una mayor cantidad de combustibles fósiles y en contra de lo que cabría pensar al haber una mayor participación de las energías en el mix, de más del 17% de la energía final en 2015. Nuevamente se vuelve a los valores de elevada dependencia energética, alejados de ese objetivo del 70% que tan solo hace unos años se consideraba alcanzable.

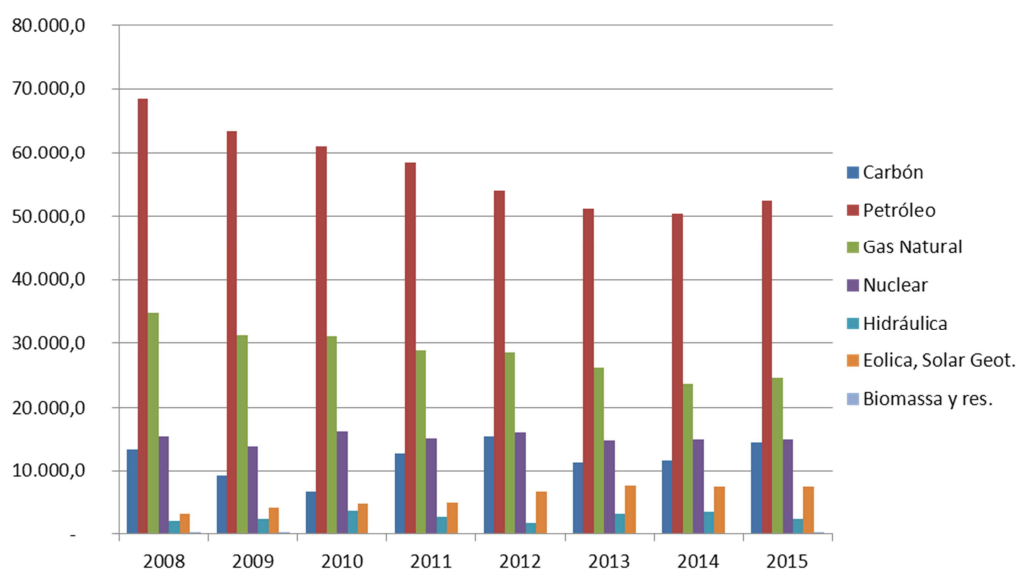
Cuadro 76. Producción y Consumo de energía final por fuentes de energía 2008-2015.

Energía Primaria y Final Ktoe	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Producción Energía Primaria	30.725	29.907	34.462	31.871	33.359	34.421	33.653	33.340
Carbón	4.374	3.887	3.448	2.648	2.462	1.762	1.577	1.246
Petróleo	127	107	126	102	145	375	311	233
Gas Natural	14	12	55	45	52	50	50	54
Nuclear	15.368	13.750	16.155	15.042	16.019	14.784	14.933	14.782
Hidráulica	2.001	2.266	3.390	2.631	1.767	3.163	3.361	2.419
Eólica Solar y Geotérmica	8.841	9.885	11.288	5.173	6.582	7.331	7.617	8.425
Biomasa				6.230	6.332	6.956	5.804	6.181
Consumo Energía Primaria	142.074	130.535	132.122	129.340	128.870	120.445	118.412	123.876
Carbón	13.917	10.550	8.463	12.698	15.510	11.397	11.975	14.437
Petróleo	68.110	63.684	62.540	58.372	53.978	51.318	50.740	52.434
Gas Natural	34.783	31.096	31.003	28.930	28.184	26.077	23.664	24.590
Nuclear	15.368	13.750	16.155	15.042	16.019	14.784	14.933	14.927
Hidráulica	2.001	2.266	3.390	2.631	1.767	3.163	3.361	2.396
Eólica Solar y Geotérmica	3.092	3.986	4.800	5.173	6.582	7.331	7.617	7.476
Biomasa	5.752	5.898	6.488	6.894	7.616	6.810	6.296	7.370
Residuos no renovables				194	177	146	119	259
ER Import-Export Balance	- 949	- 695	- 717	- 594	- 963	- 581	- 293	- 13
Consumo de Energía Final	105.348	97.602	99.831	93.288	89.349	85.856	83.667	83.968
Carbón	2.080	1.398	1.719	1.915	1.507	1.753	1.647	1.444
Petróleo	59.648	55.387	54.551	43.832	40.237	39.054	38.572	42.879
Gas	17.273	15.016	16.772	14.042	14.729	14.784	14.156	14.344
Electricidad	22.112	20.969	21.418	20.942	20.661	19.953	19.576	19.999
Energías renovables	4.235	4.832	5.371	5.785	6.234	5.293	5.294	5.302
Usos no energéticos				6.772	5.981	5.019	4.422	
%de Energía Renovables s/ Energía Prim	6,22%	7,57%	8,54%	8,82%	10,02%	11,86%	11,33%	11,79%
%de Energía Renovables s/ Energía Final	8,39%	10,13%	11,31%	12,22%	14,45%	16,64%	16,04%	17,39%
Dependencia Energética	78,37%	77,09%	73,92%	75,36%	74,11%	71,42%	71,58%	73,09%
Índice de Transformación EP/EF	74,15%	74,77%	75,56%	72,13%	69,33%	71,28%	70,66%	67,78%

Fuente. IEA, Eurostat y Ministerio de Industria. Elaboración propia,

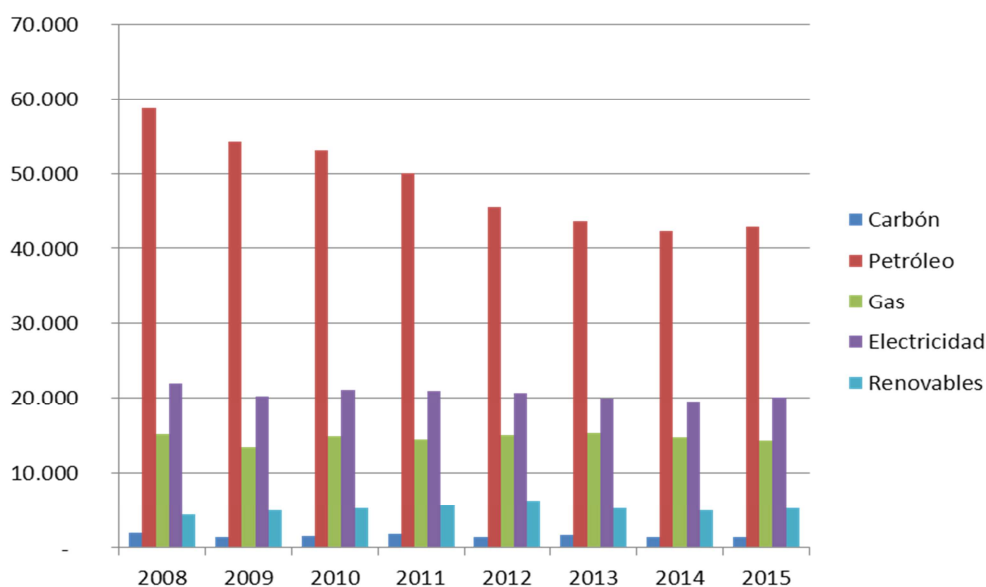
Los gráficos 88 y 90 representan en energía primaria y final la participación de las distintas fuentes de energía.

Grafico 88. Consumo Energía Primaria por fuentes, ktoe.



Fuente: Ministerio de Industria y Energía. Elaboración propia.

Grafico 89. Consumo Energía final por fuentes, ktoe.



Fuente: Ministerio de Industria y Energía. Elaboración propia.

103.2. Indicadores Energéticos, Climáticos y Económicos

El cuadro 75 siguiente recoge los indicadores económicos y climáticos⁹⁴¹ El ratio de intensidad energética con relación a la energía primaria, en un escenario de reducción del PIB, ha disminuido en un 15,8 % en el periodo estudiado, inferior al del consumo de energía. Esta diferencia puede considerarse debido a que en el escenario económico vivido, se manifiesta el efecto de reducción de actividades de alto consumo

⁹⁴¹ La fuente utilizada en la IEA. No se ha podido extender el análisis al año 2015 por cuanto los datos en la fecha de redacción, Febrero 2017, no han sido publicados.

energético y el mantenimiento de un suelo de actividad económica de supervivencia a través de los servicios, en general con bajo consumo de energía.

Cuadro 77. Indicadores de Sostenibilidad Energética.

Indicadores Sostenibilidad Energía		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Población	Millones hab	45,20	46,16	46,75	47,02	47,19	47,27	47,13	46,77
PIB	mil Millon €	1.080,80	1.116,20	1.079,00	1.080,90	1.070,40	1.042,80	1.031,20	1.041,20
EP Production	Mtoe	25,34	29,75	30,28	34,33	31,88	33,39	34,42	33,62
Total consumo EP	Mtoe	147,48	142,12	129,96	129,74	129,53	129,30	120,45	118,41
Consumo EP per capita	toe/hab	3,26	3,08	2,78	2,76	2,74	2,74	2,56	2,53
Intensidad Energética EP	koe/1000 €	150,5	143,8	136,8	136,8	136,5	138,6	130,7	126,7
Consumo Energía Final	Mtoe	105,97	102,20	94,71	96,04	93,28	89,00	85,86	83,53
Consumo EF per capita	toe/hab	2,34	2,21	2,03	2,04	1,98	1,88	1,82	1,79
Emisiones CO2	Mt CO2	440,08	408,98	371,49	360,80	360,30	355,40	327,40	328,90
CO2/TEP	tCO2/toe	2,984	2,878	2,859	2,781	2,782	2,749	2,718	2,778
CO2 per Cápita	tCO2/hab	9,736	8,860	7,946	7,673	7,531	6,926	6,979	7,032
CO2/PIB	kg CO2/€	0,407	0,366	0,344	0,334	0,337	0,341	0,317	0,316

Fuentes: IEA y Eurostat. Elaboración propia.

La participación de las energías renovables en este consumo de energía primaria ha ascendido sensiblemente, en términos relativos, desde un 4,9 % a un 11,3 %, en línea con los mismos ratios en Alemania, alcanzándose un 16,04% en términos de participación en energía final (en 2015 el indicador surgido del cuadro anterior apunta a una participación del 17,39% sobre energía final). Es sin duda un buen indicador que se justifica por el hecho de que la electricidad de fuentes de energías renovables tiene prioridad de despacho y en consecuencia ha desplazado en el mix a otras tecnologías, especialmente a los ciclos combinados de gas, cuyo consumo ha decaído un 25% en el periodo analizado, y no al carbón como sería lo razonable.

En este cuadro se pone también de manifiesto que el índice de transformación de energía primaria en energía final ha empeorado en cerca de tres puntos porcentuales, lo que es poco coherente con una mayor participación en el mix de las energías renovables y la gran hidráulica, efecto contrarrestado por el mayor uso de combustibles sólidos convencionales.

103.3. Efectos de la Política Energética en los precios de la energía eléctrica.

Como hemos tenido ocasión de comentar en la Parte I, desde los inicios de la CECA en Europa tanto la seguridad de suministro ha sido preocupación como los precios de

la energía a los consumidores, han constituido una constante preocupación, vigente aún en la UE. Esto ha llevado, en el caso de los precios, a la publicación de la Comunicación (2014) 21, final, de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones sobre “Precios y costes de la energía en Europa”.

Los precios de la energía a los consumidores integran los costos del mercado minorista o mayorista, a los que se suman principalmente los pagos por capacidad y los costos de operación del sistema. A este precio de la energía, que tiene un carácter de precio variable, se añaden los costos regulados, que no proceden del mercado sino que como en el caso de los costos de transporte, distribución, primas a las renovables, impuestos especiales, gravámenes, y en el caso de España que nos ocupa incluye los costos de amortización y financieros del déficit de tarifa, que son determinados por las autoridades energéticas y reguladores. David Robinson introduce el concepto “wedge” que *“representa los costos en el precio final de la energía que se derivan de impuestos, gravámenes o cargos para financiar las políticas públicas y que son introducidos por decisiones de los gobiernos”* y que en algunas situaciones representan una parte importante de los precios, ajena a su propia naturaleza y componentes.

En la citada Comunicación de la Comisión, se considera que el coste de la energía renovable añadido a los precios al por menor constituye el 6 % del precio medio de la electricidad de uso doméstico en la UE12 y casi el 8 % del precio de la electricidad industrial antes de tener en cuenta las exenciones. Es frecuente escuchar que los precios de la energía en España⁹⁴² son los más altos de Europa y para analizarlo he recurrido a las fuentes de Eurostat.

⁹⁴² DE MIERA, G. S., DEL RÍO GONZÁLEZ, P., & VIZCAÍNO, I. (2008), “Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain”. *Energy Policy*, 36(9), 3345-3359.

Cuadro 78. Costos desagregados. Electricidad Industrial.

Costos Electricidad Industrial			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2014/2009
IA									
<20 MWh	Energía y Sumin.		0,0926	0,0980	0,1055	0,1120	0,1963	0,2201	137,7%
	Costo Red		0,0758	0,0802	0,0863	0,0916	0,0417	0,0581	-23,4%
	Impuestos		0,0086	0,0091	0,0098	0,0104	0,0122	0,0142	65,1%
	Total		0,1770	0,1873	0,2016	0,2140	0,2502	0,2924	65,2%
IB									
20 a 500 MWh	Energía y Sumin.		0,0825	0,0855	0,0903	0,0816	0,1204	0,1175	42,4%
	Costo Red		0,0444	0,0461	0,0486	0,0667	0,0254	0,0307	-30,9%
	Impuestos		0,0065	0,0067	0,0071	0,0076	0,0075	0,0076	16,9%
	Total		0,1334	0,1383	0,1460	0,1559	0,1533	0,1558	16,8%
IC									
500 a 2000 MWh	Energía y Sumin.		0,0746	0,0728	0,0770	0,0739	0,0977	0,0922	23,6%
	Costo Red		0,0320	0,0312	0,0330	0,0398	0,0166	0,0189	-40,9%
	Impuestos		0,0054	0,0053	0,0056	0,0058	0,0058	0,0057	5,6%
	Total		0,1120	0,1093	0,1156	0,1195	0,1201	0,1168	4,3%
ID									
2.000 a 20.000 MWh	Energía y Sumin.		0,0711	0,0683	0,0713	0,0713	0,0763	0,0835	17,4%
	Costo Red		0,0178	0,0171	0,0178	0,0191	0,0129	0,0143	-19,7%
	Impuestos		0,0045	0,0044	0,0046	0,0049	0,0053	0,0050	11,1%
	Total		0,0934	0,0898	0,0937	0,0953	0,0945	0,1028	10,1%
IE									
20.000 a 70.000 MWh	Energía y Sumin.		0,0626	0,0581	0,0618	0,0709	0,0782	0,0739	18,1%
	Costo Red		0,0157	0,0145	0,0155	0,0125	0,0045	0,0053	-66,2%
	Impuestos		0,0040	0,0037	0,0040	0,0043	0,0042	0,0040	0,0%
	Total		0,0823	0,0763	0,0813	0,0877	0,0869	0,0832	1,1%
IF									
70.000 a 150.000 MWh	Energía y Sumin.		0,0574	0,0543	0,0589	0,0645	0,0686	0,0692	20,6%
	Costo Red		0,0101	0,0096	0,0104	0,0088	0,0035	0,0044	-56,4%
	Impuestos		0,0034	0,0033	0,0035	0,0037	0,0037	0,0038	11,8%
	Total		0,0709	0,0672	0,0728	0,0770	0,0758	0,0774	9,2%

Fuente Eurostat. Elaboración propia.

Del cuadro de precios de electricidad⁹⁴³, por grupos, vemos que las pequeñas empresas son las más penalizadas por las subidas de los precios de la energía y de los costos regulados; sin embargo las medianas y la gran empresa han tenido subidas muy próximas a la subida del IPC en el periodo entre 2009 y 2014 que fue del 8,4%. El

⁹⁴³ Se considera que los consumos máximos cada tarifa se producen con instalaciones con las siguientes características aproximadas en cuanto a potencia instalada.

- Grupo IA. Instalación con hasta 11 kW de potencia 10 horas 250 días año
- Grupo IB. Instalación con hasta 74 kW de potencia 24 horas 250 días año
- Grupo IC. Instalación con hasta 370 kW de potencia 24 horas 250 días año
- Grupo ID. Instalación con hasta 3,7 MW de potencia 24 horas 250 días año
- Grupo IE. Instalación con hasta 11 MW de potencia 24 horas 250 días año
- Grupo IF. Instalación con hasta 30 MW de potencia 24 horas 250 días año

La mayor parte de la actividad industrial se centra en la pequeña y mediana empresa de los Grupos de Tarifa IA a ID, Se considera gran empresa las clasificadas por potencia dentro del grupo de tarifa IE y muy gran empresa las del Grupo de tarifa IF.

85% del consumo eléctrico de la industria⁹⁴⁴ se concentra en los sectores de Siderurgia y Metalurgia (44,25%), Alimentación (12,32%), Química (10,93%) Pasta del papel (6,73%), Transporte (6,56%), Equipo de Transporte (3,46%) y Construcción (3,22%).

En cuanto a los componentes de los precios, en general se observan importantes subidas del precio de energía, una reducción en los costos de la red y una subida de los impuestos, con la excepción de nuevo en los Grupos de Tarifa IE y IF.

En consecuencia se puede decir que las tarifas energéticas en el sector industrial se han mantenido en unos rangos de precios similares a los del año 2009, excepto las de los pequeños consumidores que han sufrido un incremento muy importante y de alguna forma discriminatorio.

Cuadro 79. Evolución de Costos de Energía Domestica 2009-2012

Evolución de Costos Energía Doméstica 2009 -2014									
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2014 vs 2009	2014 vs 2012
DA									
<1.000 kWh	Energía y Sumin.	0,1828	0,1637	0,1674	0,1348	0,2500	0,2671	46,1%	98,1%
	Costo Red	0,0783	0,1339	0,1370	0,1582	0,0664	0,0996	27,2%	-37,0%
	Impuestos	0,0573	0,0653	0,0732	0,0796	0,0860	0,0997	74,0%	25,3%
	Total	0,3184	0,3629	0,3776	0,3726	0,4024	0,4664	46,5%	25,2%
DB									
1.000-2.500 kWh	Energía y Sumin.	0,1100	0,0941	0,1028	0,0910	0,1589	0,1587	44,3%	74,4%
	Costo Red	0,0471	0,0770	0,0841	0,1068	0,0422	0,0579	22,9%	-45,8%
	Impuestos	0,0345	0,0375	0,0449	0,0538	0,0547	0,0589	70,7%	9,5%
	Total	0,1916	0,2086	0,2318	0,2516	0,2558	0,2755	43,8%	9,5%
DC									
2.500-5.000 kWh	Energía y Sumin.	0,0987	0,0835	0,0926	0,0823	0,1425	0,1364	38,2%	65,7%
	Costo Red	0,0414	0,0683	0,0758	0,0966	0,0362	0,0497	20,0%	-48,6%
	Impuestos	0,0303	0,0333	0,0405	0,0486	0,0486	0,0506	67,0%	4,1%
	Total	0,1704	0,1851	0,2089	0,2275	0,2273	0,2367	38,9%	4,0%
DD									
5.000 a 15.000 kWh	Energía y Sumin.	0,0886	0,0763	0,0860	0,0755	0,1317	0,1229	38,7%	62,8%
	Costo Red	0,0380	0,0624	0,0703	0,0887	0,0320	0,0430	13,2%	-51,5%
	Impuestos	0,0278	0,0304	0,0376	0,0446	0,0445	0,0451	62,2%	1,1%
	Total	0,1544	0,1691	0,1939	0,2088	0,2082	0,2110	36,7%	1,1%

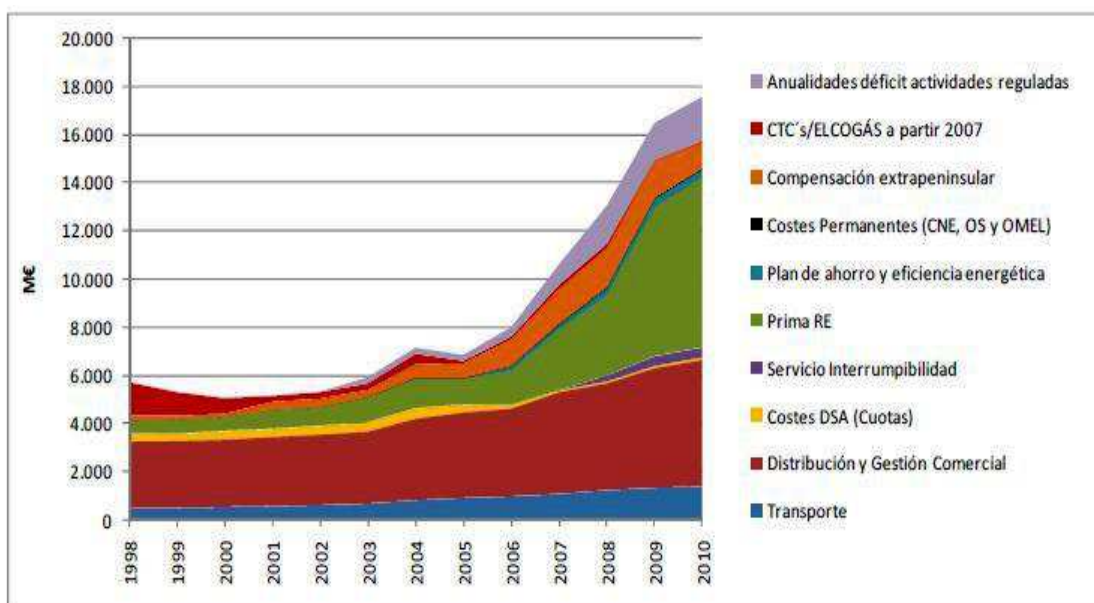
Fuente Eurostat. Elaboración Propia.

⁹⁴⁴ Fuente Minetur e IDEA. Balance de Energía 2013.

103.4. La visión de la CNE sobre el efecto de las ER en los precios.

La Comisión Nacional de Energía, por encargo de la Secretaría de Estado de Energía, realizó el Informe sobre el Sector Energético Español, que se publicó en Marzo del 2012 dedicando la Parte I a las “Medidas para garantizar la Sostenibilidad Económico Financiera del Sector Eléctrico” que tuvo como orientación el análisis de los conceptos integrantes del déficit de tarifa y la búsqueda de soluciones no traumáticas que pudieran contribuir a su reducción.

Gráfico 90. Evolución Costos del Sistema. 1998-2010.



Fuente CNE.

En este estudio se puso en evidencia que no solo las energías renovables no eran causantes de la situación de déficit sino que existían conceptos, dentro de los llamados costos regulados, que tendrían que formar parte del precio de energía. Se cuestionaba también la existencia de ciertos conceptos tales como los pagos de capacidad en una situación de sobrecapacidad instalada, los pagos a la inversión de las tecnologías de generación con combustibles fósiles, los costos de operación del sistema, los costos de distribución, las compensaciones extrapeninsulares, etc. A modo de resumen de las medidas propuestas se recogen las más importantes:

- Actualización de las primas a las energías renovables con el IPC corregido por un factor de eficiencia que afecte solamente al 15 % de los costos de inversión, es decir al capital privado.
- Actualización de primas y tarifas en 2012 de acuerdo con el IPC.
- Limitación de los combustibles fósiles al 5% de la energía primaria en biomasa, solar y residuos.
- Revisión de los criterios de amortización de los activos y de los costos de operación y mantenimiento de los distribuidores de más de 100.000 clientes.

- Armonización de la prima de la tecnología solar termoeléctrica con respecto a la tarifa regulada.
- Traslado del coste de interrumpibilidad al coste de energía de los clientes no interrumpibles.
- Traslado del costo de operación del sistema al costo de energía.
- Reducción del mecanismo de resolución de restricciones de garantía de suministro.
- Revisión de pagos por capacidad y pago a la inversión.
- Desvincular la financiación de las acciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia energética de los peajes de acceso.
- Financiación de las primas de Energías Renovables con cargo a ingresos de subastas de CO2.
- Financiación de las primas de Energías Renovables con cargo a sectores responsables del consumo de combustibles fósiles o con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

104. El plano social y económico de la energía.

Dentro del proceso de Reforma Energética, se ha vivido una constante y abrumadora lluvia de cambios regulatorios que entraban en contradicción con el discurso oficial del Ministerio de que todo estaba dentro de la normalidad. La comunicación, más bien desinformación, realizada al sector y a los usuarios no ha podido ser más inoperante e intranquilizadora, adornada con medidas populistas que no han conseguido transmitir confianza a los usuarios, hasta el punto insólito que las compañías distribuidoras han tenido que hacer un interesado esfuerzo de información en la factura, ésa que aún hoy, casi nadie entiende. Ni tan siquiera el Presidente de la Comisión Nacional de la Competencia, como él mismo lo dice.

Es responsabilidad de las autoridades energéticas, de los organismos reguladores y de los legisladores, velar por un eficaz defensa y protección de los derechos e intereses de la sociedad, respetando y favoreciendo la libre competencia y la libertad de mercado. Sus actuaciones y comportamientos no deben de generar ninguna sombra de duda de la honestidad y rigor político. En muy frecuentes ocasiones este crédito se ha perdido, a ojos de la sociedad, debido a la reiterada y denunciada práctica de los altos cargos de la AGE, de formar parte en posiciones muy destacadas de las mismas compañías a las que han afectado sus decisiones. Todo ello también forma parte de la Sostenibilidad Energética.⁹⁴⁵

⁹⁴⁵ Sobre el concepto de sostenibilidad energética véase entre otros a. ARAQUE, J. B. (2010), "Energía y sostenibilidad: el reto europeo del logro de los objetivos de 2020". *Economía industrial*, (377), 127-139; BRAVO, J., LAGO, C., LÓPEZ, A., & CUEVAS, P. (2010), "Energías renovables y modelo energético, una perspectiva desde la sostenibilidad". *Nimbus: Revista de climatología, meteorología y paisaje*, (25), 43-64.

104.1. Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables.

El Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables del año 2015, publicación anual de la Asociación de Energías Renovables APPA, contempla los aspectos socio económicos, medioambientales, la política energética, y la evaluación de las externalidades del sistema, así como los efectos de las energías renovables en el precio de la energía, el impacto de las primas en el déficit de tarifa, etc.

En el resumen ejecutivo se destaca que, en 2015, el Sector de las Energías Renovables aportó al Producto Interior Bruto (PIB) 8.256 M€ (0,76%), como efecto de los mayores precios de la electricidad, aportación superior a la del PIB 2014 de 7.637 M€. La aportación fiscal neta alcanzó la cantidad de 1.090 millones, invirtiéndose 230 millones en I+D+i, lo que supuso un porcentaje del 3,41% del PIB, un valor por encima de la ratios de la UE y de España. Las exportaciones por un total de 2.783 millones de euros contribuyeron a mejorar la balanza comercial española en 2.511 millones. Por efecto de los menores precios de las energías renovables en el mercado eléctrico se generaron ahorros en los costos de adquisición de energía por valor de 6.866 millones como consecuencia de reducir el precio de la electricidad en 16,9 €/MWh.

Pero quizás los efectos más importantes en cuanto a sostenibilidad energética fueron:

- el ahorro de las importaciones de 19.925,2 ktoe, equivalentes 6.886 M€, de un total de importaciones energéticas de 24.174 M€
- una reducción de emisiones de 55 millones de toneladas de CO₂ lo que supuso un ahorro en derechos de emisión 309 millones.

La totalidad de los costos del sector eléctrico ascendieron a 32.909 M€, de los cuales los costos liberalizados supusieron 14.750 M€ y los costos regulados 18.159 M€. De estos costos regulados las primas a las energías renovables ascendieron a 5.338 M€, pero solamente el ahorro por menor precio de la energía del mercado por la entrada de las renovables es de 4.180 M€, lo que supuso un costo neto en el sector eléctrico de 1.159 M€, compensado por los ahorros en la importación, la exportación de equipos renovables, la reducción de emisiones, la inversión en I+D+i, etc.

El capítulo de déficit dentro de los costos regulados ascendió a 2.889 M€, menor que en ejercicios anteriores, lo que pone de manifiesto que el déficit no se generase por las renovables. No extraño por tanto que se hayan generado críticas contra el denominado déficit de tarifa, mecanismo de contención de la inflación generado por el gobierno popular y mantenido por los gobiernos socialistas, que ha traído como consecuencia la paralización del sector de las energías renovables

El Comisario de Energía de la UE Günther Öttinger manifestó, en 2013, su preocupación por la generación del déficit tarifario cuando dijo que *"los precios fijados por la intervención del estado no brindan a los consumidores la mejor oferta; pueden*

dar una falsa impresión de seguridad que los desanima a la hora de buscar activamente mejores opciones, incluidos los servicios de eficiencia energética; además, los precios al consumo final regulados obstaculizan las inversiones, lo que impide a las empresas acceder al mercado e invertir en nuevas capacidades de generación. Los precios regulados por debajo de los costes se traducen al final en deudas que tienen que pagar los contribuyentes".

También desde medios especializados como la "Revista de Energías Renovables", se denunció que, en el capítulo de déficit de tarifa, se habían incluido primas de más de 5.000 millones por la cogeneración con carbón, fuel, gasoil, gas de refinería y gas natural; más de 2.500 millones de euros de pagos por costos de capacidad desde 2007; más de 1.800 millones anuales de retribución adicional a los generadores extrapeninsulares de electricidad, los costos de interrumpibilidad; los cerca de 1.000 millones año de los costos de transición a la competencia, etc. Igualmente desde la Asociación Fotovoltaica UNEF su Director General, ante la intervención del Presidente del Gobierno en el Congreso acerca de la burbuja fotovoltaica, defendió que el déficit de tarifa generado por las energías renovables, cogeneración y residuos no superaba más del 20% del déficit acumulado de 30.000 millones⁹⁴⁶.

Todo lo ocurrido con el déficit de tarifa, generado por el poder ejecutivo en su empeño en hacer ver a los ciudadanos las cosas como no son realmente sino como ellos quieren que se vean, tiene mucho que ver con la falta de independencia real y capacidad del organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía que en su momento no supo, o no pudo, ejercer sus responsabilidades. En su informe 12/2000 dice *"La Comisión considera, que una vez que se ha decidido financiar el déficit de las actividades reguladas, esta forma de financiación resulta la más adecuada, con independencia de que el conjunto de la regulación debería de garantizar que no se produjesen déficits en las liquidaciones de las actividades reguladas o que en todo caso, estos tuvieran carácter coyuntural"*.

Juan Ignacio Unda, ex Consejero de la Comisión Nacional de Energía⁹⁴⁷ en su artículo *"Análisis de la Problemática que suscita el déficit tarifario"* se muestra crítico con el mecanismo de liquidación de los Costos de Transición a la Competencia, generadores del déficit, con un párrafo que considero conveniente destacar. *"Si tras el análisis de*

⁹⁴⁶ RREEF, Antin, Eiser, Masdar, NextEra, InfraRed, Renergy, RWE, un grupo de empresas alemanas encabezadas por Stadtwerke München, Steag, 9 REN, BayWa, Cube Infraestructuras, Matthias Kruck, KS y TLS y JGC Corporation y Cavalum, han presentado demandas ante CIADE. Además, PV Investors ha presentado una demanda en Uncitral, órgano jurídico central de las Naciones Unidas en el ámbito del derecho mercantil, y en la Cámara de Comercio de Estocolmo lo han hecho la compañía holandesa Charanne Construction Investments, Isolux Infrastructure Netherlands de Luxemburgo y CSP Equity Investment, todas ellas por violación de la Carta de la Energía.

⁹⁴⁷ Juan Ignacio UNDA *"Análisis de la Problemática que suscita el déficit tarifario"*, Publicado en 5 Días. 15 diciembre 2015.

los diferentes mecanismos que se derivan de la legislación vigente existieran indicios de que se están “manipulando” los precios de generación, se da la posibilidad de recurrir a las instancias que cuidan de la salud de la competencia, en primer lugar la CNE y posteriormente el Tribunal de Defensa de la Competencia”.

La Audiencia Nacional ha admitido a trámite una querrela por los 3.400 millones cobrados de más por las eléctricas por los costes, también reconocidos, de transición a la competencia (CTC).

Como dice Javier García Breva, ex director general del IDAE, en un artículo publicado en la Revista Energías Renovables (2015) *“la captura por el poder ejecutivo de los organismos reguladores de la competencia ha sido una práctica común tanto de los gobiernos del PSOE como del PP, que colocaron a personas afines en los órganos reguladores de la competencia, Comisión Nacional de la Competencia (CNC) y Comisión Nacional de Energía (CNE)”*. La independencia de la CNE se ha visto más conculcada aún a partir de la promulgación de la Ley 3/2013, por la que se traspasan las funciones de la CNE al Ministerio de Industria. Los consejeros de la CNMC se nombran por decreto a propuesta del Ministro de Economía y sus informes no serán vinculantes para el Gobierno.

Recientemente, la Comisaría de Competencia de la UE ha abierto procedimiento de infracción a España por la falta de independencia de los organismos reguladores de acuerdo con las Directivas de mercado interior, y por la implicación gubernamental en el ejercicio de las funciones del organismo regulador. La Comisión Europea ha puesto en marcha una investigación sobre las ayudas públicas a las compañías eléctricas que conceden España y otros 10 países (Francia, Alemania, Italia, Polonia, Bélgica, Croacia, Dinamarca, Irlanda, Portugal y Suecia) para garantizar la seguridad de suministro, los denominados pagos por capacidad. La CE pretende analizar si las citadas ayudas constituyen obstáculos al mercado interior de la energía en la UE.

104.2. Pobreza Energética

La Asociación de Ciencias Ambientales, ACA, inició en 2011 la investigación sobre el fenómeno de la pobreza energética⁹⁴⁸. Como continuación de esta iniciativa, se publicó, en 2015, el tercer Estudio sobre Pobreza Energética realizado en 2014, en el que exponía que un 11,1% de los ciudadanos –un 22% más que en el estudio anterior– se declaran incapaces de mantener su vivienda en condiciones de temperatura adecuada, lo que sitúa a España por encima de la media de la UE. De ellos, 4 millones de habitantes se consideran que viven en pobreza energética. Más de

⁹⁴⁸ El Consejo Económico y Social Europeo, define la pobreza energética como «la dificultad o la incapacidad de mantener la vivienda en unas condiciones adecuadas de temperatura, así como de disponer de otros servicios energéticos esenciales a un precio razonable».

un 6% de los ciudadanos dedican más del 15% de sus ingresos al pago de las facturas de gas y electricidad.

El portal de Energía de la UE señalaba en Diciembre de 2015 que la pobreza energética podría afectar a un 11% de la población de la UE y que, en el marco del *Third Energy Package*, es responsabilidad de los Estados miembros abordar la pobreza energética, identificar a los consumidores vulnerables y tomar las medidas necesarias. Sin embargo, indicaba que *“en la actualidad algunos países de la UE no identifican ni cuantifican a los consumidores vulnerables y, por lo tanto, no pueden orientar adecuadamente las medidas de pobreza energética. Menos de un tercio de los países de la UE reconocen oficialmente la pobreza energética, y sólo unos pocos tienen una definición oficial en su legislación nacional”* Cruz Roja internacional indica que los gobiernos de Reino Unido, Francia, Alemania, Italia y España no intervienen en garantizar que no se produzcan cortes de energía por impago de sus facturas de energía.

En esas mismas fechas, los Servicios de Investigación del Parlamento Europeo indicaban que los actuales indicadores de Eurostat son insuficientes para identificar dónde está el problema⁹⁴⁹ y por tanto, el reto para los Estados miembros, es desarrollar definiciones adecuadas útiles para la formulación de políticas, apoyadas por las estadísticas. Un estudio solicitado por la Comisión de Industria, Investigación y Energía (ITRE) del Parlamento Europeo, recomendó a los responsables políticos que trabajasen para encontrar una definición de la pobreza energética, apoyar financieramente las políticas nacionales mediante la coordinación de la UE y establecer normas mínimas para la eficiencia energética de los Edificios.

Parecería, por tanto, que los gobiernos se preocupasen más del aspecto de transformación, suministro y distribución de energía, y de su regulación, perdiendo la visión de la componente social y de servicio público. Si a esta dejación, se unen las corrientes ideológicas más liberalizadoras, se llega a una inclinación de la balanza hacia el plano meramente industrial y tecnológico y empresarial, y en consecuencia a un proceso de desregularización, o una regresión en la regulación, con tintes similares a la vivida desregularización financiera de dramáticas consecuencias para los más desfavorecidos.

La accesibilidad a la energía por los ciudadanos se ha convertido en un derecho al que no siempre atienden los gobiernos con criterios de servicio público, derecho pocas veces tenido en cuenta y rara vez resaltado. No es socialmente admisible que familias

⁹⁴⁹ Sobre las metodologías de los estudios de la pobreza energética, véase: ROMERO, J., LINARES, P., LOPEZ, X. (2017), “Evaluating energy poverty in Spain. Policy implications” *Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad de Comillas.*

con una única renta básica de 460 euros no puedan hacer uso un normal de la energía.

CAPÍTULO IX. CONCLUSIONES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN ESPAÑA.

105. Influencia del Proceso de Liberalización en la Sostenibilidad energética.

La liberalización del Sector Energético se produjo como consecuencia de la reforma surgida de la Unión Europea con el fin de adecuarse a los principios de mercado interior inspirados en el Tratado de la UE, mercado en el que la energía eléctrica tiene una contribución fundamental en el desarrollo social, económico y medioambiental europeo, de lo que se deriva un derecho universal del acceso a la electricidad en el marco de un mercado competitivo. España fue uno de los primeros países de la UE en poner en marcha el proceso de liberalización del sector energético, en un afán estético del gobierno de turno de demostrar ante la UE, como nuevo socio, la mejor disposición para acometer las directrices de la CE.

El proceso de liberalización iniciado en 1997 tuvo como preludeo el Protocolo de los Costos de Transición a la Competencia suscrito entre el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas eléctricas el 11 de diciembre de 1996 que en opinión de la Comisión Nacional de Energía⁹⁵⁰ *“supuso la concreción de un diseño complejo y global de transición de un sistema intervenido y burocratizado a un sistema más libre de funcionamiento del sector y asimismo el acuerdo con los principales agentes económicos de la industria sobre una profunda modificación del sistema retributivo hasta ahora vigente y sobre el escalonamiento progresivo de las distintas etapas conducentes a la liberalización del mercado. El Protocolo se configuró, en definitiva, para que, considerado en toda su extensión, fuese elemento inspirador de un profundo proceso de cambio”*.

De lo dicho se desprende que el sector temía que los nuevos precios de la electricidad en el mercado fuesen claramente inferiores a los hasta entonces percibidos y que tal reducción llevase a las compañías a una situación financiera difícil, en la que de hecho ya estaban sumergidos, argumentando que las inversiones acometidas se habían hecho en un distinto contexto regulatorio y en respuesta a la planificación del Gobierno.

Lo cierto es que este pacto se sustanció en el reconocimiento de unos Costos de Transición a la Competencia CTC con un importe equivalente a 11.951 millones de euros de hoy, lo que puso en evidencia una vez más la inentendible subordinación de

⁹⁵⁰ CNE 2008. Ley del Sector Eléctrico, 5ª edición.

las autoridades energéticas a las preocupaciones e intereses de las compañías eléctricas que defendieron sólidamente sus argumentos. Los CTC han permitido a los generadores ofertar en el mercado spot a precios más reducidos, inferiores a 6 pts/kWh, límite máximo para poder obtener la compensación de los CTC, y que en la práctica han actuado como barrera de entrada a otros generadores más eficientes, por cuanto los generadores beneficiados con los CTC tenían asegurado un complemento en el precio que acabó distorsionando el mercado.

Un efecto contrario al proceso de liberalización del sector fue la concentración de empresas y su verticalización. Las 15 compañías eléctricas integradas en UNESA en 1997, tras sucesivos procesos de fusiones y absorciones, en pocos años quedaron reducidas a 5 empresas: Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, EDP y la alemana E-On (hoy Viesgo). A partir de ellas se han creado corporaciones de empresas holding que incluyen filiales de generación, distribución, y comercialización, cada una de ellas con carácter de sociedades independientes, aunque en el fondo forman parte del mismo grupo.

La liberalización trajo de la mano el mercado marginalista, del que hemos comentado sus ineficacias y limitaciones. Conceptualmente un mercado de electricidad que determina los precios de distintas tecnologías independientemente de sus costos, que se desconocen, es un mercado imperfecto que por su naturaleza es opuesto al proceso de liberalización. Las generadoras que producen el 80% de la electricidad y las distribuidoras y comercializadoras que venden el 90% están integradas verticalmente. Es opinión generalizada que la integración vertical de las empresas participantes en este mercado hace poco transparente el mecanismo de la casación de oferta y demanda.

Es muy difícil de entender cómo un mercado de energía se puede considerar abierto y competitivo cuando una compañía generadora y otra comercializadora integradas en un mismo grupo operan en el mercado de casación de ofertas y demanda la energía. Si las empresas de generación y comercialización operasen en condiciones reales de libre mercado, dada la sobrecapacidad de generación existente hoy, ofertarían en el mercado a precios más reducidos que podrían ser transferidos a los consumidores. En un mercado libre, el exceso de oferta, para una demanda dada, tiene su reflejo en una reducción de los precios. Y sin embargo, como hemos visto, lo que están ocurriendo es una subida continuada de los precios de electricidad en el mercado.

Sin duda el mayor problema vivido en este proceso de liberalización ha sido la generación, por decisión política partidista, de un déficit de tarifa que superó los 30.000 millones de euros. Este déficit se originó por la diferencia entre los costos regulados y las cantidades percibidas para su pago, y como consecuencia de una decisión política tomada en el año 2002, para no repercutir a los consumidores los

precios reales de la energía y evitar el efecto inflacionista que pudiera ocasionar. Fruto, por tanto, de una decisión política con alcance y repercusiones muy graves. Pero fue en el año 2009, cuando desde el Ministerio de Industria y Energía, y tanto por el gobierno socialista como poco después por el gobierno popular, se empezó a considerar a las energías renovables como responsables del déficit de tarifa, aunque la realidad de los “extracostos” por primas a las energías renovables no alcanzaba ni de lejos las cantidades del déficit.

El enorme impacto económico y social que ha provocado el déficit de tarifa del sector eléctrico ha oscurecido el hecho de que también se estuviese generando desde el año 2008 un déficit de tarifa en el sector del gas, de una menor dimensión económica, pero de igual naturaleza e importancia. Lo que refuerza las debilidades de la política energética de España, la falta de flexibilidad de las infraestructuras para adaptarse a situaciones de menor demanda que la prevista por los responsables de la planificación energética y, en consecuencia, alejada de los necesarios criterios de sostenibilidad.

106. Crisis de la Reforma Energética.

Como consecuencia de estas disfunciones y arbitrariedades regulatorias, los precios de la electricidad, tanto en las tarifas industriales como en las domésticas – pero especialmente en éstas últimas–, han experimentado una fuerte subida que ha afectado gravemente a los consumidores y a la opinión pública y que ha criticado muy seriamente la actuación del Gobierno en esta materia. La subasta nº 25 de CESUR del último trimestre de año 2013, fue el punto culminante de esta crisis de la reforma del marco regulatorio energético que alcanzó el precio de 61,83 €/MWh. El Gobierno vio en esta subasta una amenaza para las tarifas TUR, con alto impacto y costo social y político, y una prevista repercusión al alza de los precios del 11%. En consecuencia el Gobierno la anuló, no sin generar un gran revuelo mediático, responsabilizando a los actores, a las compañías eléctricas y, en general a todo el sector, por utilizar procedimientos poco ortodoxos. El Gobierno consiguió la difícil hazaña de poner en su contra a todos los agentes, compañías eléctricas, consumidores incluso a la Comisión de la Competencia.

Jorge Fabra, Consejero de la CNE en los años 2005 a 2011 expresó mediante su voto particular su oposición a este tipo de subastas financieras que en sí mismo se consideran como inflacionistas, porque los intermediarios contemplan una prima de riesgo que cubre la operación, entendiendo que habría sido mejor el comprar la energía en el mercado diario lo que habría significado un ahorro del orden de 1.000 millones de euros a los consumidores. Las compañías eléctricas fueron acusadas por el Ministro Soria como de *“burda manipulación y actuaciones para modificar los precios manipular la subasta”*, diciendo que *“teníamos sospechas de la manipulación porque el precio que resultó en la subasta es un 7% superior a las referencias de los*

precios de contratos equivalentes”, a lo que la patronal UNESA respondió con firmeza, diciendo que “ la aprobación del RD Ley en el mismo día en el que se publica la Ley del Sector Eléctrico pone en evidencia el fracaso de la reforma, ya que no resuelve cuestiones fundamentales para el funcionamiento del sistema” y queda a la espera del informe de la CNMC para esclarecer las causas que motivaron la anulación de la subasta”.

Tras esta crisis y su solución incompleta, se acentuaron las críticas a la reforma eléctrica promovida por el Gobierno de Rajoy. Luis Atienza, Presidente de Red Eléctrica Española del 2004 al 2012, entendía que, con decisiones regulatorias arbitrarias como la inclusión de la CNE en otro organismo CNMC próximo al Gobierno, y la reducción de la retribución a las energías renovables, con efectos retroactivos, se ha dado lugar a una imagen de inseguridad jurídica y a una cascada de demandas.

107. Sostenibilidad Energética.

Desde el punto de vista de la sostenibilidad, las energías renovables cumplen, como no lo hace ninguna otra fuente de energía, con los criterios que define el concepto. No emiten emisiones y contribuyen a la independencia energética. Sin embargo, sus costos de generación no son aún competitivos en términos estrictos de precio de la energía, si no se tienen en cuenta otros factores como la reducción de emisiones en términos económicos, el efecto positivo en la balanza comercial como consecuencia de la disminución de las importaciones, ni el efecto de dinamizador de una nueva actividad tecnológicamente muy competitiva.

Los mecanismos de retribución, seguidos por los países líderes y tractoros del desarrollo de las energías renovables en Europa, se han centrado en la modalidad *feed in tariff*, que supone complementar mediante ayudas a la tarifa los extracostos de generación con respecto a otras tecnologías. Otras modalidades de incentivos como los certificados verdes, *Market Premium*, etc. tienen una finalidad similar. Pero el desarrollo tecnológico ha conseguido reducir los costos de generación de electricidad en todas las tecnologías, especialmente en la tecnología solar fotovoltaica y en energía eólica, con unos costos nivelados, LCOE, que en pocos años serán equivalentes, sin ayudas, a los de las tecnologías convencionales más eficientes, como los ciclos combinados de gas natural.

Los indicadores de Sostenibilidad Energética desde el año 2008 al 2015 reflejan con claridad que la Política Energética Sostenible ha aportado importantes avances en materia de disminución del consumo de energía final y primaria, en la participación de las energías renovables en la energía final, que alcanza un 11,3%, en consecuencia en la disminución de la dependencia energética hasta un 70,3% y en la reducción de emisiones de GHG y en la reducción de la intensidad energética inferior a la de

Alemania. Sin embargo, el mayor uso de las tecnologías de carbón ha empeorado el índice de eficiencia en la transformación en un 6,3%. Desde el punto de vista del impacto económico se produjeron ahorros de más de 6.800 millones de euros por efecto de los menores precios de las energías renovables en el mercado eléctrico y un ahorro en las importaciones de 19.925,2 ktoe, equivalentes 6.886 M€, de un total de importaciones energéticas de 24.174 M€. Queda para un análisis más detallado el conocer el impacto que la crisis económica ha tenido en estos indicadores.

Estos indicadores son consecuencia de la política energética sostenible iniciada en España en los años 90. Sin embargo, nada permite decir que estos datos marquen una tendencia en los próximos años, habida cuenta de la paralización del desarrollo de las energías renovables y de otras acciones en apoyo de la sostenibilidad.

¿Cuál es el problema para que las energías renovables sean tan cuestionadas? En un principio es una tecnología en competencia con otras tecnologías de generación que distorsiona el modelo de negocio de muchas compañías, por lo que es entendible que grandes compañías eléctricas del mundo también hayan apostado por participar en este segmento para poder mantener su *statu quo*. Por otro lado, los *lobbies* de las compañías petroleras protegen sus intereses con las armas a su alcance, que son muchas, tratando de desmontar las evidencias científicas respecto al cambio climático y, de paso, considerando ineficientes las tecnologías renovables. Pero todo ello tiene los días contados, porque la sensibilización internacional es imparabile.

En España, estos mismos sectores e intereses conservadores han apuntado a las energías renovables como la causa de los males que afectan al sector eléctrico y del mayor precio de la energía, olvidando que una buena parte del mayor costo de la electricidad procede de los pagos por capacidad a las plantas convencionales que están fuera de operación, al déficit de tarifa generado por una administración irresponsable, a los costos de los peajes de infraestructuras de transporte que hoy están sobredimensionadas por la reducción de la demanda y, en su momento, a un sobredimensionado parque fotovoltaico, construido fuera de todo control de los organismos reguladores, y con costos de inversión 6 veces superiores a los que hoy son norma en el mercado.

Desde el punto de vista de las políticas en energías renovables en España creo que es de rigor decir que los Planes de Energías Renovables estaban pensados con la lógica de cada momento y con el mayor interés e incentivos para que se cumplieran. Conozco personalmente a muchos de sus inspiradores y realizadores, y tengo la convicción de que trabajaron con honestidad y profesionalidad, no exenta de obstáculos. Pero la realidad económica y las presiones sectoriales no han permitido alcanzar los objetivos, pese a que el discurso oficial fuese optimista con el avance conseguido en contra de las evidencias en la pérdida de empleo del sector, y de que

durante los años de la crisis la nueva instalación de renovables es prácticamente nula en España. Solo queda esperar y desear que el Plan 2011-2020 cumpla con las expectativas generadas y permita la reducción de emisiones y la mejora continuada de la balanza comercial. Otro tanto puede decirse de los Planes de Eficiencia Energética, que tampoco han conseguido sus objetivos, quizás optimistas, por las circunstancias ya comentadas.

El discurso oficial de los resultados obtenidos es peligroso, por cuanto las exigencias de la Unión Europea, en términos de emisión de gases de efecto invernadero, intensidad energética y eficiencia en la transformación de energía primaria en energía final, serán cada vez mayores. Las acciones en transporte y en edificios que suponen un alto porcentaje del consumo total de energía primaria, están lejos de calar en la mentalidad de los ciudadanos.

108. Nuevo Modelo Energético.

Todo lo comentado son variables a tener presentes en materia de Sostenibilidad Energética, más aún cuando tienen un efecto en los precios de la energía, en la opacidad del sistema energético en sus actuaciones y en su consideración a los consumidores y a la sociedad en general.

Mi valoración sobre este punto, insisto, es que el Estado ha perdido la confianza de los ciudadanos y del propio sector energético convencional y el renovable, en su papel de regulador y garante de derechos de los usuarios y consumidores, inherentes a un servicio que se puede considerar con connotaciones de servicio público.

Las competencias de los organismos reguladores deben de reforzarse para evitar que el sector entre en prácticas abusivas y discriminatorias. Pero justamente el papel otorgado a estos organismos reguladores de energía se ha visto reducido como resultado de su agrupación en un solo organismo denominado “Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia” y su mayor dependencia de los poderes ejecutivos. Los gobernantes se tendrían que preguntar, como lo hacen muchos contribuyentes, si la Comisión es en sí misma competente para tan extensa tarea.

El enorme impacto económico y social que ha provocado el déficit de tarifa del sector eléctrico ha oscurecido el hecho de que también se estuviese generando desde el año 2008 un déficit de tarifa en el sector del gas, de una menor dimensión económica, pero de igual naturaleza e importancia en lo que respecta a la política energética de España y su insostenibilidad y falta de flexibilidad de las infraestructuras para adaptarse a situaciones de menor demanda que la prevista por los responsables de la planificación energética. Es una práctica, más frecuente que lo recomendable, que las tendencias y proyecciones, tanto en demografía como en la demanda de bienes y servicios, se

basen en los datos históricos a corto plazo y que no se tengan en cuenta las tendencias macroeconómicas locales y globales.

Un cuestión que se plantea con frecuencia, aunque solo sea desde un punto de vista puramente intelectual, es hasta qué punto un sistema energético liberalizado funciona en la práctica como un sistema regulado, o cuando menos tutelado, por el Gobierno. Porque tanto el mercado eléctrico, con las constantes interferencias en los precios por el Gobierno, como las infraestructuras eléctricas cuya gestión se encomienda a un organismo privado pero de carácter público, y el mercado de gas, donde incluso la planificación es vinculante, no reúnen las características de los modelos económicos basados en criterios de liberalización.

Es cierto que el mercado eléctrico mayorista, el pool, necesita una reforma que impida que las tecnologías más subvencionadas y amortizadas, como la hidráulica y la nuclear, obtengan una sobrerretribución inaceptable. Pero mirando al conjunto del sistema de generación de los precios al consumidor, los costos regulados son de tal magnitud, costos regulados soportados en cualquier circunstancia por los consumidores que encierran conceptos difícilmente entendibles, como los costos de transición a la competencia, el déficit de tarifa eléctrico y del gas, el concepto de termino de potencia como factura binómica, los incrementos de peajes y cánones de las infraestructuras de transporte, la moratoria nuclear, los pagos por capacidad, los costos de interrumpibilidad, etc.. Se comprende por tanto el malestar de los consumidores que aunque su consumo eléctrico sea muy reducido o nulo, han de asumir una factura elevada. Es algo socialmente inentendible. En el modelo energético de España los riesgos son soportados por los consumidores y los beneficios son asegurados por las autoridades energéticas mediante mecanismos de costos regulados soportados en cualquier circunstancia por los consumidores.

No es extraño, por tanto, que muchos consumidores se inclinen por nuevos modelos energéticos de generación, transporte y suministro de electricidad. Y, entre ellos, por los sistemas de generación distribuida con fuentes de energía primaria renovable, que atiendan a una demanda cercana y, en ciertos casos, con participación accionarial de los usuarios en la propia sociedad de generación.

Estos sistemas de generación distribuida, que preocupan al sector de la generación y distribución de electricidad convencional, están aún en fase de desarrollo tecnológico en lo que respecta a la acumulación de la energía y a los sistemas aislados. En la parte regulatoria, como ha comentado recientemente Paulina Beato, en la definición de los precios de los servicios de las redes eléctricas, identificando dos distintas formas de determinar estos precios, bien en función de la cantidad de electricidad consumida de la red o bien del consumo total de energía, propia y de la red, formas ambas en las que anticipa la búsqueda de soluciones mediante el dialogo entre los actores.

Defiendo la necesidad de desarrollar un nuevo modelo energético en el marco de un Estado de las Autonomías, que modifique el convencional sistema de generación y del uso de la energía basado en grandes instalaciones e infraestructuras. Una nueva oportunidad para que, bajo el influjo de la conferencia COP21, en París, se recupere la actividad inversora y de generación, se optimice el funcionamiento de un mercado que permita mejores precios del mix energético, se disminuya y termine la presión del déficit de tarifa sobre los precios y las medidas de eficiencia energética sean útiles para reducir el consumo y se facilite los sistemas de generación distribuida. Pero ello requiere que las autoridades energéticas y políticas en general deban actuar de una manera sensata, inflexibles con las demandas sectoriales, siendo rigurosas en sus planificaciones en beneficio de sus ciudadanos y del complicado escenario medioambiental y climático que nos espera de no actuar con decisión. El objetivo de sostenibilidad energética en España está aún lejos de ser alcanzado.

Un nuevo modelo energético requiere la realización de ejercicios de reflexión como el Libro Verde y Libro Blanco tan frecuentemente utilizados por la Comisión Europea, dando lugar a un Pacto de Estado con participación de las Autonomías y de todos los sectores y agentes afectados. Su desarrollo ha de efectuarse en un escenario temporal razonable, con la visión puesta en los nuevos retos surgidos del fenómeno del cambio climático, y sin distorsiones regulatorias. Todo ello para evitar, en línea con la apreciación del Prof. Mariano Marzo⁹⁵¹ que “en energía caminemos a ciegas”, para volver a caer en los graves errores vividos que han hecho de la energía en España algo realmente insostenible.

⁹⁵¹ Mariano Marzo es catedrático de Estratigrafía y profesor de Recursos Energéticos y Geología del Petróleo en la Facultad de Geología de la Universidad de Barcelona. Fue miembro del Consejo Asesor de Prospectiva Energética 2030.

ANEXO I.

Clasificación de instalaciones RD 661/2007.

La clasificación de las instalaciones es.

Grupo a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración.

- Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa y/o biogás.
- Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que utilicen como combustible gasóleo, fuel-oil o bien Gases Licuados del Petróleo (GLP), siempre que estos supongan al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que utilicen como combustible principal biomasa y/o biogás, siempre que ésta suponga al menos el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.
- Subgrupo a.1.4. Resto de cogeneraciones que incluyen como posibles combustibles a emplear, gases residuales de refinería, coquería, combustibles de proceso, carbón y otros no contemplados en los subgrupos anteriores.

Grupo a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica.

Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar.

- Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
- Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor

Grupo b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica.

- Subgrupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.
- Subgrupo b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

Grupo b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la océano-térmica y la energía de las corrientes marinas.

Grupo b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.

Grupo b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

Grupo b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales.

- Subgrupo b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.
- Subgrupo b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.
- Subgrupo b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas.

Grupo b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia.

- Subgrupo b.7.1. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás de vertederos.
- Subgrupo b.7.2. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos.
- Subgrupo b.7.3. Instalaciones que empleen como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos.

Grupo b.8. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales,

- Subgrupo b.8.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.
- Subgrupo b.8.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.
- Subgrupo b.8.3. Centrales que utilicen como combustible principal licores negros de la industria papelera.

ANEXO II. Tarifas de RD 661/2007.

Tabla 1

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		P≤0,5 MW	12,0400	
			0,5<P≤1 MW	9,8800	
			1<P≤10 MW	7,7200	2,7844
			10<P≤25 MW	7,3100	2,2122
			25<P≤50 MW	6,9200	1,9147
	a.1.2	Gasoleo / GLP	P≤0,5 MW	13,2900	
			0,5<P≤1 MW	11,3100	
			1<P≤10 MW	9,5900	4,6644
			10<P≤25 MW	9,3200	4,2222
			25<P≤50 MW	8,9900	3,8242
		Fuel	0,5<P≤1 MW	10,4100	
			1<P≤10 MW	8,7600	3,8344
			10<P≤25 MW	8,4800	3,3822
	a.1.4	Carbón	P≤10 MW	6,1270	3,8479
			10<P≤25 MW	4,2123	1,5410
			25<P≤50 MW	3,8294	0,9901
		Otros	P≤10 MW	4,5953	1,9332
10<P≤25 MW			4,2123	1,1581	
a.2			25<P≤50 MW	3,8294	0,6071
			P≤10 MW	4,6000	1,9344
			10<P≤25 MW	4,2100	1,1622
			25<P≤50 MW	3,8300	0,6142

Tabla 2

Subgrupo	Combustible	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1.3	b.6.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	16,0113	11,6608
			a partir de entonces	11,8839	0,0000
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	14,6590	10,0964
			a partir de entonces	12,3470	0,0000
	b.6.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,7540	6,1914
			a partir de entonces	8,0660	0,0000
	b.6.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	11,8294	7,2674
			a partir de entonces	8,0660	0,0000
	b.7.1		primeros 15 años	8,2302	4,0788
			a partir de entonces	6,7040	0,0000
	b.7.2	P ≤ 500 kW	primeros 15 años	13,3474	10,0842
			a partir de entonces	6,6487	0,0000
		500 kW ≤ P	primeros 15 años	9,9598	6,1009
			a partir de entonces	6,6981	0,0000
	b.7.3		primeros 15 años	5,3600	3,0844
			a partir de entonces	5,3600	0,0000
	b.8.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,9497	6,3821
			a partir de entonces	8,2128	0,0000
b.8.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	9,4804	5,1591	
		a partir de entonces	6,6506	0,0000	
	2 MW ≤ P	primeros 15 años	7,1347	2,9959	
		a partir de entonces	7,1347	0,0000	
b.8.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	9,4804	5,4193	
		a partir de entonces	6,6506	0,0000	
	2 MW ≤ P	primeros 15 años	9,3000	4,9586	
		a partir de entonces	7,5656	0,0000	

Tabla 3

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764			
			a partir de entonces	18,3811			
b.1.2	primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038		
	a partir de entonces	21,5498	20,3200				
b.2	b.2.1	primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275	
		a partir de entonces	6,1200	0,0000			
b.3		primeros 20 años	6,8900	3,8444			
		a partir de entonces	6,5100	3,0600			
b.4		primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200	
		a partir de entonces	7,0200	1,3444			
b.5		primeros 25 años	*	2,1044	8,0000	6,1200	
		a partir de entonces	**	1,3444			
b.6	b.6.1	P≤2 MW	primeros 15 años	15,8890	11,5294	16,6300	15,4100
			a partir de entonces	11,7931	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	14,6590	10,0964	15,0900	14,2700
			a partir de entonces	12,3470	0,0000		
	b.6.2	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.6.3	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	11,8294	7,2674	12,2600	11,4400
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
b.7	b.7.1	primeros 15 años	7,9920	3,7784	8,9600	7,4400	
		a partir de entonces	6,5100	0,0000			
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	13,0690	9,7696	15,3300	12,3500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		500 kW ≤ P	primeros 15 años	9,6800	5,7774	11,0300	9,5500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
	b.7.3	primeros 15 años	5,3600	3,0844	8,3300	5,1000	
		a partir de entonces	5,3600	0,0000			

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.8	b.8.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.8.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	9,2800	4,9214	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	6,5080	1,9454	6,9400	6,1200
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		
	b.8.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	9,2800	5,1696	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	8,0000	3,2199	9,0000	7,5000
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		

ANEXO IV. Tarifas Orden ITC/3353/2010.

ANEXO II

Actualizaciones trimestrales de las tarifas y primas del régimen especial

1. A partir de 1 de octubre de 2010

1. Tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada - c€/kWh	Prima de referencia - c€/kWh		
a.1	a.1.1		P≤0,5 MW	14,3949	-		
			0,5<P≤1 MW	11,8123	-		
			1<P≤10 MW	9,3820	3,9284		
			10<P≤25 MW	8,9076	3,2418		
			25<P≤50 MW	8,4658	2,8911		
	a.1.2			P≤0,5 MW	16,7985	-	
				0,5<P≤1 MW	14,2958	-	
				1<P≤10 MW	12,2380	6,5079	
				10<P≤25 MW	11,9069	5,9500	
				25<P≤50 MW	11,4968	5,4464	
		Fuel			0,5<P≤1 MW	13,1016	-
					1<P≤10 MW	11,1575	5,4382
					10<P≤25 MW	10,8166	4,8693
					25<P≤50 MW	10,4147	4,3819
c.2				6,8369	3,4883		

2. Tarifas para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Combustible	Potencia	Tarifa regulada por tipo de instalación - c€/kWh			
		Tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino	Tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva	Tratamiento y reducción de otros lodos	Tratamiento y reducción de otros residuos
Gas Natural	P≤0,5 MW	12,5416	11,1788	6,4082	5,4997
	0,5<P≤1 MW	12,5416	11,1786	6,4083	5,4997
	1<P≤10 MW	12,7483	11,3630	6,5139	5,5903
	10<P≤25 MW	12,7826	11,3936	6,5314	5,6053
	25<P≤50 MW	12,8333	11,4385	6,5574	5,6276
Gasóleo/GLP	P≤0,5 MW	13,2594	11,8183	6,7750	5,8142
	0,5<P≤1 MW	13,2594	11,8184	6,7752	5,8143
	1<P≤10 MW	13,3864	11,9317	6,8398	5,8703
	10<P≤25 MW	13,4016	11,9454	6,8478	5,8768
	25<P≤50 MW	13,4150	11,9572	6,8548	5,8827
Fuel	P≤0,5 MW	13,2594	11,8183	6,7750	5,8142
	0,5<P≤1 MW	13,2021	11,7674	6,7458	5,7893
	1<P≤10 MW	13,3612	11,9091	6,8269	5,8589
	10<P≤25 MW	13,3805	11,9264	6,8369	5,8674
	25<P≤50 MW	13,4049	11,9482	6,8495	5,8781

2. A partir de 1 de enero de 2011

1. Tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		P≤0,5 MW	14,3548	-
			0,5<P≤1 MW	11,7794	-
			1<P≤10 MW	9,3510	3,9154
			10<P≤25 MW	8,8772	3,2307
			25<P≤50 MW	8,4358	2,8808
	a.1.2	Gasóleo/GLP	P≤0,5 MW	16,5821	-
			0,5<P≤1 MW	14,1116	-
			1<P≤10 MW	12,0543	6,4102
			10<P≤25 MW	11,7236	5,8584
			25<P≤50 MW	11,3148	5,3602
	Fuel	0,5<P≤1 MW	12,9418	-	
		1<P≤10 MW	10,9960	5,3595	
		10<P≤25 MW	10,6555	4,7968	
		25<P≤50 MW	10,2533	4,3140	
		c.2			6,7351

2. Tarifas para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Combustible	Potencia	Tarifa regulada por tipo de Instalación - c€/kWh			
		Tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino	Tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva	Tratamiento y reducción de otros lodos	Tratamiento y reducción de otros residuos
Gas Natural	P≤0,5 MW	12,5067	11,1476	6,3904	5,4844
	0,5<P≤1 MW	12,5066	11,1475	6,3905	5,4844
	1<P≤10 MW	12,7062	11,3255	6,4924	5,5718
	10<P≤25 MW	12,7389	11,3547	6,5091	5,5862
	25<P≤50 MW	12,7878	11,3979	6,5342	5,6077
Gasóleo/GLP	P≤0,5 MW	13,0885	11,6661	6,6878	5,7393
	0,5<P≤1 MW	13,0885	11,6662	6,6879	5,7394
	1<P≤10 MW	13,1855	11,7526	6,7372	5,7822
	10<P≤25 MW	13,1953	11,7615	6,7424	5,7863
	25<P≤50 MW	13,2026	11,7679	6,7462	5,7896
Fuel	P≤0,5 MW	13,0885	11,6661	6,6878	5,7393
	0,5<P≤1 MW	13,0411	11,6238	6,6635	5,7187
	1<P≤10 MW	13,1678	11,7367	6,7281	5,7741
	10<P≤25 MW	13,1812	11,7488	6,7351	5,7800
	25<P≤50 MW	13,1972	11,7630	6,7433	5,7870

3. Tarifas, primas y límites, para las instalaciones de la categoría b) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 28 años	47,5597			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 28 años	45,0886			
		10<P≤50 MW	primeros 28 años	24,8138			
	b.1.2		primeros 25 años	29,0916	27,4312	37,1483	27,4353
	a partir de entonces	23,2731	21,9449				
b.2	b.2.1		primeros 20 años	7,9084	2,0142	9,1737	7,6975
			a partir de entonces	6,6094			
	b.2.2*				9,1041	17,7114	
b.3			primeros 20 años	7,4410	4,1519		
			a partir de entonces	7,0306	3,3047		
b.4			primeros 25 años	8,4237	2,7047	9,2014	7,0414
			a partir de entonces	7,5814	1,4519		
b.5			primeros 25 años	**	2,2727	8,6397	6,6094
			a partir de entonces	***	1,4519		
b.6	b.6.1	P≤2 MW	primeros 15 años	17,1596	12,9361	17,9599	16,6423
			a partir de entonces	12,7362			
	2 MW < P	primeros 15 años	15,8313	11,3885	16,2967	15,4111	
		a partir de entonces	13,3344				
	b.6.2	P≤2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
2 MW < P	primeros 15 años	11,6140	7,1712	12,0849	11,2090		
	a partir de entonces	8,7111					
b.6.3	P≤2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568	
		a partir de entonces	9,1530				
2 MW < P	primeros 15 años	12,7754	8,3333	13,2404	12,3548		
	a partir de entonces	8,7111					
b.7	b.7.1		primeros 15 años	8,6311	4,5652	9,6766	8,0350
			a partir de entonces	7,0306			
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	14,1141	11,0355	16,5559	13,3376
			a partir de entonces	7,0306			
	500 kW < P	primeros 15 años	10,4541	6,7241	11,9121	10,3137	
		a partir de entonces	7,0306				
b.7.3		primeros 15 años	5,7887	3,8158	8,9961	5,5078	
		a partir de entonces	5,7887				
b.8	b.8.1	P≤2 MW	primeros 15 años	13,5763	9,3528	14,3744	13,0568
			a partir de entonces	9,1530			
	2 MW < P	primeros 15 años	11,6140	7,1712	12,0849	11,2090	
		a partir de entonces	8,7111				
	b.8.2	P≤2 MW	primeros 15 años	10,0221	5,7997	10,8213	9,4929
			a partir de entonces	7,0306			
2 MW < P	primeros 15 años	7,0284	2,5856	7,4950	6,6094		
	a partir de entonces	7,0284					
b.8.3	P≤2 MW	primeros 15 años	10,0221	6,0677	10,8213	9,4929	
		a partir de entonces	7,0306				
2 MW < P	primeros 15 años	8,6397	3,9621	9,7197	8,0998		
	a partir de entonces	7,0284					

* Prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia previsto en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, y el límite superior, para las instalaciones eólicas marinas.

** La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para los primeros veinticinco años desde la puesta en marcha será: $[8,60 + 1,20 \times ((50 - P) / 40)] \times 1,0826$, siendo P la potencia de la instalación.

*** La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para el vigésimo sexto año y sucesivos desde la puesta en marcha será: $[5,94 + 1,080 \times ((50 - P) / 40)] \times 1,0826$, siendo P la potencia de la instalación.

ANEXO III

Actualizaciones anuales de las tarifas, primas y límites superior e inferior del régimen especial

1. Tarifas para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.4	Carbón	P ≤ 10 MW	11,1839	7,8430
			10 < P ≤ 25 MW	7,6889	3,6321
			25 < P ≤ 50 MW	6,9900	2,6266
		Otros	P ≤ 10 MW	5,0116	2,5979
			10 < P ≤ 25 MW	4,5939	1,7524
			25 < P ≤ 50 MW	4,1764	1,1515
a.2			P ≤ 10 MW	5,0168	2,5991
			10 < P ≤ 25 MW	4,5914	1,7570
			25 < P ≤ 50 MW	4,1770	1,1594

2. Tarifas para las instalaciones del subgrupo a.1.3 del artículo 2 y de la disposición transitoria décima del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Subgrupo	Combustible	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	
a.1.3	b.6.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	17,2917	13,0780	
			a partir de entonces	12,8343	0,0000	
		2 MW < P	primeros 15 años	15,8313	11,3885	
			a partir de entonces	13,3344	0,0000	
		b.6.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	13,8233	9,6258
				a partir de entonces	9,3195	0,0000
	2 MW < P		primeros 15 años	11,6140	7,1712	
			a partir de entonces	8,7110	0,0000	
	b.6.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	13,8233	9,6258	
			a partir de entonces	9,3195	0,0000	
		2 MW < P	primeros 15 años	12,7754	8,3333	
			a partir de entonces	8,7110	0,0000	
	b.7.1		primeros 15 años	8,8884	4,8897	
			a partir de entonces	7,2402	0,0000	
	b.7.2	P ≤ 500 kW	primeros 15 años	14,4147	11,3753	
			a partir de entonces	7,1803	0,0000	
		500 kW < P	primeros 15 años	10,7563	7,0735	
			a partir de entonces	7,2337	0,0000	
	b.7.3		primeros 15 años	5,7887	3,8158	
			a partir de entonces	5,7887	0,0000	
	b.8.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	13,8233	9,6258	
			a partir de entonces	9,3195	0,0000	
		2 MW < P	primeros 15 años	11,8253	7,3772	
			a partir de entonces	8,8695	0,0000	
	b.8.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	10,2385	6,0564	
			a partir de entonces	7,1824	0,0000	
		2 MW < P	primeros 15 años	7,7053	3,7202	
			a partir de entonces	7,7053	0,0000	
	b.8.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	10,2385	6,3374	
			a partir de entonces	7,1824	0,0000	
2 MW < P		primeros 15 años	10,0437	5,8398		
		a partir de entonces	8,1705	0,0000		
a.1.3 dentro de la disp.transitoria 10. ^a				14,2825	9,8426	

QUINTA PARTE
POLÍTICA DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA EN EL
PAÍS VASCO

INTRODUCCION.

La definición del ámbito geográfico del País Vasco no está exenta de connotaciones políticas, administrativas, económicas y sociales. Desde una perspectiva lingüística, histórica, y cultural, el término más adecuado a mí entender es Euskal Herria⁹⁵², tierra de los vascos, que se encuentra dividida entre el Estado Español y el Estado Francés y que comprende las siete provincias vascas de Navarra, Guipúzcoa, Vizcaya, Álava, Lapurdi, Baja Navarra y Zuberoa. Un nexo común, de innegable importancia como pueblo, es su lengua, el euskera, de origen pre-indoeuropeo.

Las provincias vascas en el estado francés forman parte, junto con Bearn, del departamento de Pirineos Atlánticos, que con Landes, Gironde, Dordogne y Lot y Garonne, configuran la región de Aquitania. No cabe duda del interés que tendría un análisis de la situación en cuanto a sostenibilidad energética del conjunto de Euskal Herria como región, pero la casi total dependencia regulatoria de los estados español y francés lo hace, al menos desde la perspectiva de esta tesis, imposible.

En lo geográfico, el País Vasco se sitúa en el extremo occidental de los Pirineos, en la costa del mar Cantábrico y frontera con Francia. Con una superficie de unos 7.200 km² y una población de 2.200.000 habitantes y, por tanto, con un elevado ratio de densidad de población.

El País Vasco está muy industrializado y cuenta con una importante actividad en el sector de servicios, lo que se manifiesta en su producto industrial bruto de 64.295 millones de euros, próximo a los 30.000 € por habitante, uno de los índices más elevados del estado español.

⁹⁵² El termino Euskal Herria está presente en el Artículo 1 de la Ley Orgánica de la Jefatura del Estado por la que se aprueba el Estatuto de Gernika de 22 de Diciembre de 1979. *“El Pueblo Vasco o Euskal-Herría, como expresión de su nacionalidad, y para acceder a su autogobierno, se constituye en Comunidad Autónoma dentro del Estado Español, bajo la denominación de Euskadi o País Vasco, de acuerdo con la Constitución y con el presente Estatuto, que es su norma institucional básica”.*

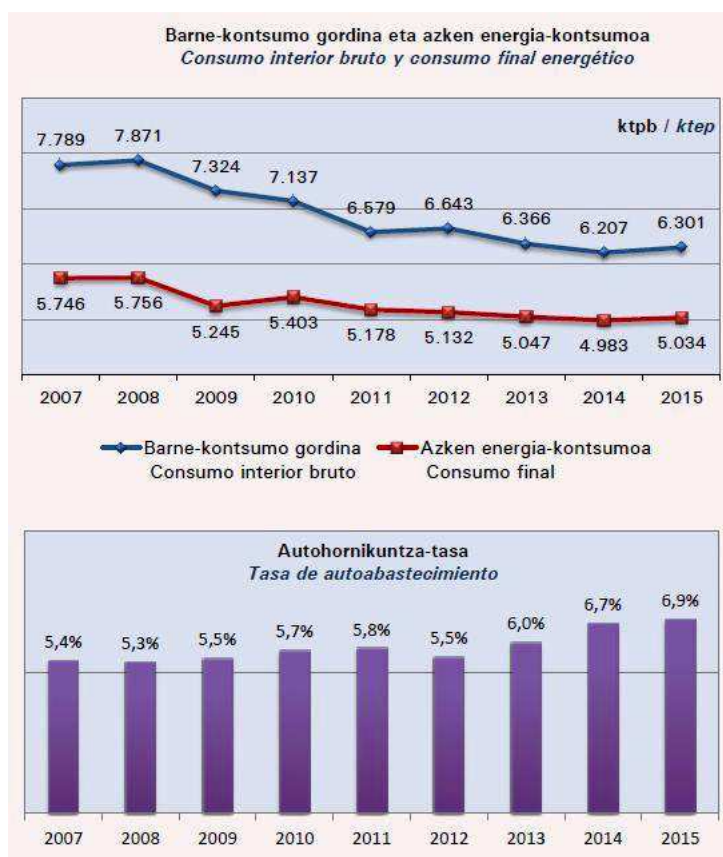
CAPITULO I. SITUACION ENERGETICA.

109. Situación Energía 2015.

109.1. Demanda de Energía Primaria y Final.

Con la excepción de los recursos renovables, cuya valoración no es suficientemente precisa, el País Vasco no tiene fuentes propias de energía primaria, En consecuencia, en el momento de escribir este capítulo de la tesis, la dependencia energética del País Vasco es del 94,5%, uno de los ratios más elevados de la UE

Gráfico 91. Consumo Energía Primaria y Energía Final 2007-2015.



Fuente: EVE. 2015.

La valoración del consumo de energía primaria, está sujeta a la interpretación de cómo se contabiliza la energía final, en particular la electricidad no producida en el País, en términos de energía primaria. Según el Ente Vasco de la Energía, organismo dependiente del Gobierno Vasco, el consumo total de energía primaria en el año 2014, ascendió a 6.301 ktoe, observándose un repunte del consumo de energía primaria en relación al año 2014, de cerca de 1.500 ktoe en solo ocho años, equivalente a un 19% del consumo de energía primaria.

En términos de energía final también se aprecia un pequeño mayor consumo se aprecia la reducción del consumo como consecuencia de la salida de la crisis económica, pero que ha supuesto un reducción del 12,4 % desde el año 2007, momento de inicio de una crisis que se manifestó más tarde en el País Vasco que en el Estado,

El Balance Energético del País Vasco 2013 es realizado anualmente por el Ente Vasco de Energía EVE de acuerdo con la metodología Eurostat.

Cuadro 80. Balance de Energía 2015.

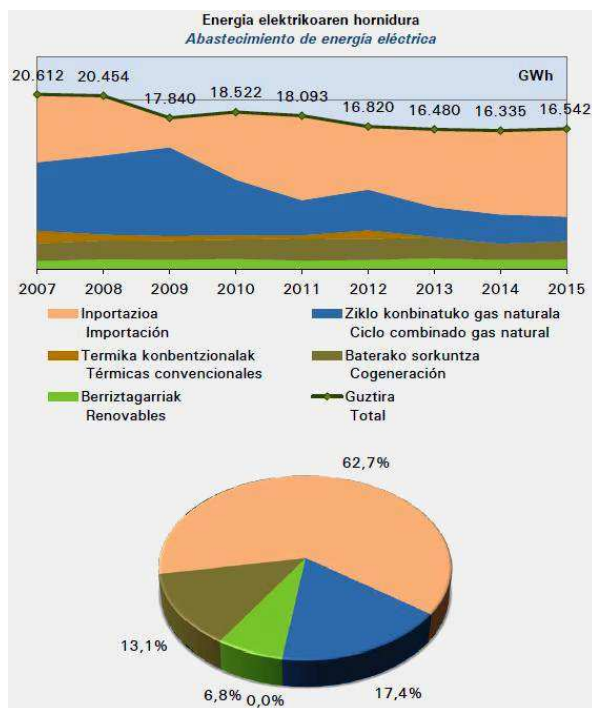
ktep	Carbón y derivados	Petróleo y derivados	Gas natural	Energías derivadas	Energías renovables	Energía eléctrica	TOTAL
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA	0	0	0	28	403	0	432
ENTRADAS TOTALES	22	8.269	1.774	0	51	892	11.008
MOVIMIENTOS DE STOCKS	0	158	132	0	0	0	290
SALIDAS TOTALES	-23	5.682	-231	0	0	0	5.428
BUNKERS (TRANSPORTE MARÍTIMO)	0	0	0	0	0	0	0
DISPONIBLE CONSUMO INTERIOR BRUTO	44	2.745	2.137	28	454	892	6.301
ENTRADAS EN TRANSFORMACIÓN	0	8.992	763	11	125	0	9.891
Centrales termoeléctricas	0	0	490	0	43	0	533
Plantas de autoproducción	0	6	272	11	82	0	371
Coquerías	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías	0	8.986	0	0	0	0	8.986
SALIDAS DE TRANSFORMACIÓN	0	8.851	0	1	0	461	9.313
Centrales termoeléctricas	0	0	0	0	0	247	247
Plantas de autoproducción	0	0	0	1	0	214	214
Coquerías	0	0	0	0	0	0	0
Refinerías	0	8.851	0	0	0	0	8.851
INTERCAMBIOS	0	0	0	0	-69	69	0
CONSUMO SECTOR ENERGÉTICO	0	332	84	0	0	88	504
PERDIDAS TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	0	0	0	0	0	46	46
DISPONIBLE PARA EL CONSUMO FINAL	44	2.272	1.290	18	260	1.289	5.173
CONSUMO FINAL NO ENERGÉTICO	0	139	0	0	0	0	139
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	44	2.133	1.290	18	260	1.289	5.034
TOTAL INDUSTRIA	44	154	914	17	147	740	2.016
TOTAL TRANSPORTE	0	1.841	0	0	69	15	1.925
Ferrocarril	0	0	0	0	0	15	15
Carretera	0	1.766	0	0	69	0	1.835
Aire	0	69	0	0	0	0	69
Navegación	0	6	0	0	0	0	6
AGRICULTURA Y PESCA	0	62	1	1	1	5	70
Agricultura	0	52	1	1	1	5	60
Pesca	0	11	0	0	0	0	11
SERVICIOS	0	20	127	0	4	295	445
RESIDENCIAL	0	55	248	0	40	234	578

Fuente: EVE 2015

Se destaca en este balance las importantes entradas de energía primaria en petróleo de 8.269 ktoe, con salidas de 5.862 ktoe, movimientos que son debidos a la actividad de refinación de petróleo y derivados, con un saldo de consumo interior de 2.745 ktoe de consumo para el final, destinados en un 86% a combustibles de automoción. En segundo lugar de consumo se encuentra la electricidad, de cuya totalidad 16.549 GWh, se importa un 62,7% y se producen en el País Vasco 6.170 GWh equivalentes a 560 ktoe⁹⁵³ provenientes de las energías renovables, residuos y de combustibles fósiles⁹⁵⁴.

⁹⁵³ Según REE, el balance de energía eléctrica de una comunidad autónoma (CA) sigue la metodología clásica de los balances de energía eléctrica, es decir, la suma de la generación neta (bruta menos los consumos en generación), menos los consumos en bombeo, más/menos el saldo de intercambios, calculándose de esta manera la demanda en barras de central (bc) de cada CA.

Grafico 92. Abastecimiento de energía eléctrica.



El principal consumo, en términos de energía final, se destina a la generación de electricidad y al transporte. En el gráfico 92 se observa el total de la energía eléctrica para el abastecimiento en función de la tecnología y de su origen, ya sea producido en plantas de generación del País Vasco o de instalaciones de España o de Francia. Es de destacar el que la importación de electricidad suponga el 62,7 % de la demanda y solamente un 17,4 % generado por plantas de ciclo combinado de gas.

109.2. Capacidad instalada y Generación.

La tecnología de generación de electricidad con mayor participación en el mix de potencia es la de ciclos combinados de gas que con 1.968 MW instalados suponen el 66,8 % de la potencia total instalada, seguido de la cogeneración que con 399 MW, un

El sistema eléctrico español, al igual que la gran mayoría de los sistemas eléctricos, está concebido como un sistema único integrado en donde las fronteras regionales carecen de sentido desde el punto de vista eléctrico. Es por este motivo por el que, en general, no se miden intercambios entre dichas fronteras. El ejercicio de llevar a cabo un balance por CC.AA es puramente ilustrativo y los resultados obtenidos deben ser tomados únicamente como un dato de referencia que en principio es estimado.

⁹⁵⁴ 1 ktep equivale en términos de energía a 11,63 GWh. Pero este factor es un término energético que es variable en función de la tecnología usada en la transformación de energía primaria en electricidad. Por ello los balances energéticos en general no ofrecen una visión muy precisa de la realidad.

13,5%. Las energías renovables en conjunto representan una potencia instalada de 250 MW, el 8.5 % del mix de potencia.⁹⁵⁵

Esta capacidad de generación instalada solo produce un 35 % de la electricidad consumida que asciende a 16.977 GWh. El resto de las necesidades, un 65% se importa de plantas de generación de España. Es muy significativo el bajo nivel de ocupación de las plantas de ciclo combinado de gas. Con un factor de planta del 75%, estos ciclos combinados podrían generar cerca de 13.000 GWh año. La cogeneración es la tecnología con mayor ocupación y generación. En su conjunto, el parque de generación no renovable tiene una tasa de utilización, de tan solo el 23 % de su capacidad nominal.

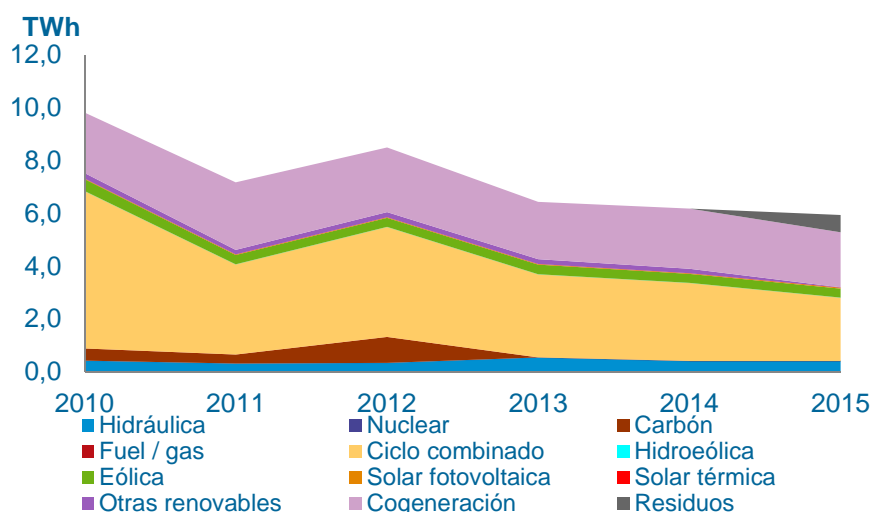
Cuadro 81. Potencia instalada y Generación 2015.

2015	Potencia Instalada MW	Generación Elect. GWh	Horas año Produccion	Factor anual % Capacidad
Hidraulica	173,0	405,0	2.341,04	26,72
Ciclo Combinado	1.968,0	2.406,0	1.222,56	13,96
Eólica	194,0	342,0	1.762,89	20,12
Fotovoltaica	26,0	29,0	1.115,38	12,73
Otras Renovables	30,0	15,0	500,00	5,71
Cogeneracion	399,0	2.086,0	5.228,07	59,68
Residuos	153,0	656,0	4.287,58	48,94
Total	2.943,0	5.939,0	2.018,01	23,04
Importación Electricidad		11.039,0		
Total Electricidad		16.978,0		

La evolución de la generación de electricidad, refleja la caída de producción de los ciclos combinados que en 2010 alcanzaba los 7.000 MW. Otro dato significativo es el fin de la generación con carbón tras el cierre de la térmica de Pasajes.

Grafico 93. Evolucion de la generación por tecnologías

⁹⁵⁵ BOROBIA, J., LÓPEZ, F., ORTEGA, J. & FAJARDO, F. (2006). "Energía Eólica y Empleo: El caso de Navarra como paradigma". Información Comercial Española, ICE: *Revista de Economía*, (829), 253-271.



Fuente Red Eléctrica Española

109.3. Infraestructuras eléctricas y gasísticas.

1.- Capacidad de transporte y distribución.

Los datos de Red eléctrica Española indican que están instalados 560 km de circuitos correspondientes a la tensión de transporte de 400 kV, señaladas en rojo en el mapa de red y 690 km de circuitos a 220 KV, señalados en verde. Las líneas señaladas azules son redes de distribución en alta tensión entre 150 kV y 200 kV de doble circuito, al igual que las líneas en negro que también son de distribución en doble circuito 60 kV y 110 kV. El sistema cuenta con 225 posiciones⁹⁵⁶ en subestaciones y 4.300 transformadores de tensión.

Las redes de transportes están interconectadas con Francia en los nodos de Hernani - Argia y Arkale-Muguerre. Existe una red de distribución que conecta los nodos de Irún-Errondenía-Mougerre.

Grafico 94. Redes de transporte y distribución en el País Vasco.

⁹⁵⁶ Por posición de línea se entiende la instalación dentro del recinto de una estación que comprende la llegada de la línea, los seccionadores e interruptores y elementos auxiliares como bobinas de bloque, transformadores de medida y protección.



2.- Redes de Gas.

La red de gas en el País Vasco es una red interconectada con los gasoductos de Marruecos a Tarifa, con el gasoducto Medgaz de Argelia desde Beni Saf a Almería y con las plantas de regasificación de Galicia, Huelva, Cartagena, Sagunto y Barcelona. La interconexión del País Vasco con la red de gas de Europa se efectúa por el Gasoducto Logroño- Bergara- Irún. Toda esta red forma particular de la red troncal de transporte gas de España.

Gráfico 95. Red de Gas en el País Vasco

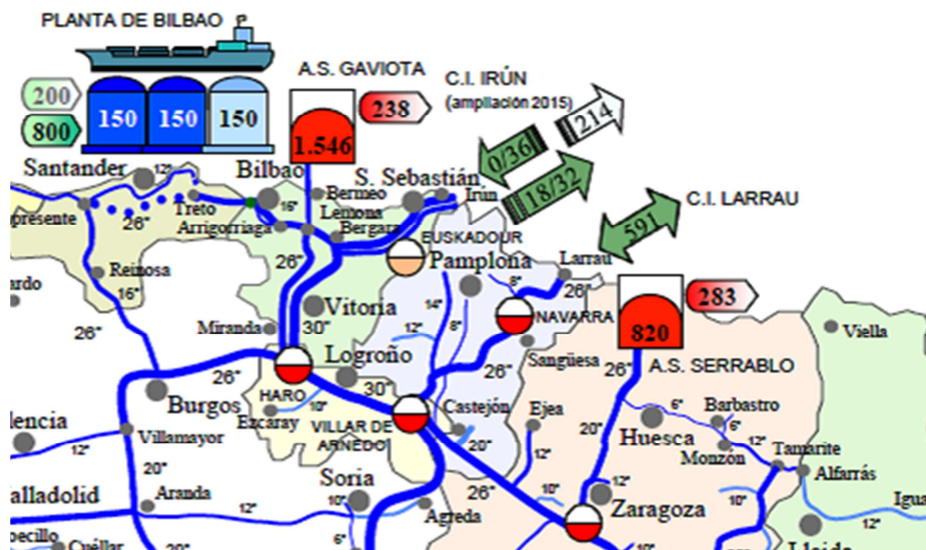
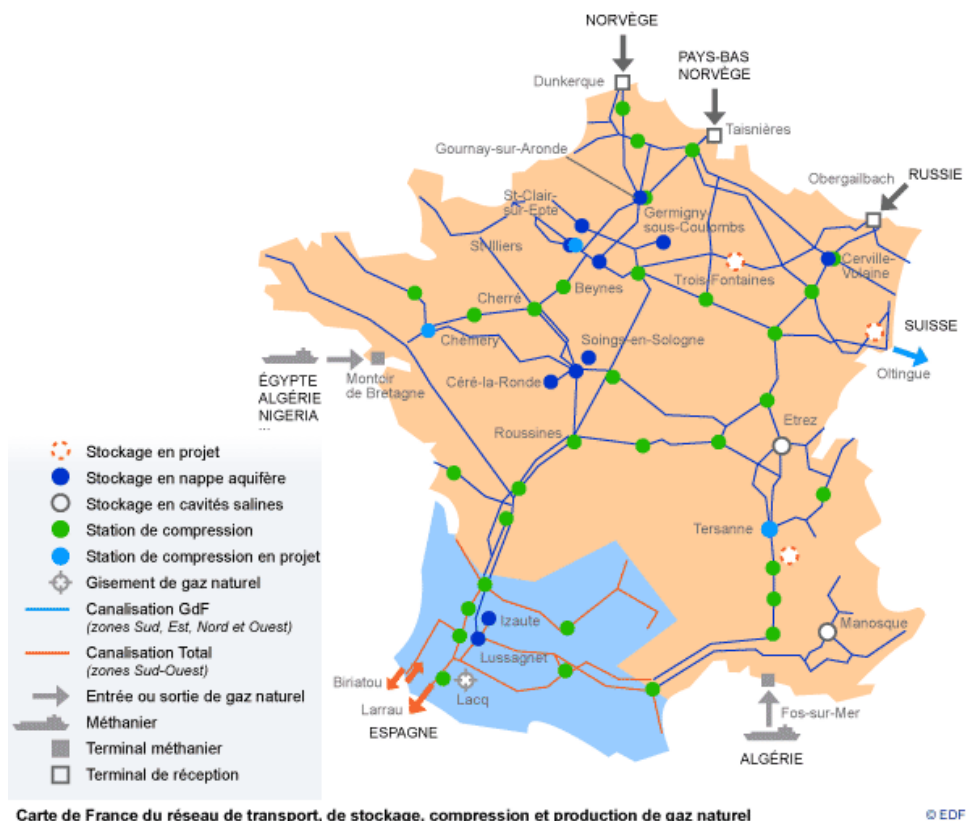


Gráfico 96. Conexiones gas con Francia



3.- Regasificación.

La instalación de regasificación de Zierbana, en el nuevo puerto exterior de Bilbao, tiene una capacidad de almacenamiento de gas natural licuado de 450.000 m³ GNL en tres tanques de igual capacidad, uno de ellos de reciente inauguración en 2015. La capacidad de vaporización de gas es 800.000 Nm³ mediante 4 vaporizadores de 200.000 m³. La capacidad máxima de descarga de buques metaneros es de 265.000 m³ GNL.

El gas vaporizado se transporta al consumo por medio de la red de gasoductos a una presión de 72 bars y a la Central de Ciclo Combinado de la misma planta a 36 bars de presión.⁹⁵⁷

109.4. Gas Shale.

Según las informaciones proporcionadas por los organismos públicos estatales y del País Vasco, existe una importante potencial de extracción de gas shale, o gas de esquistos, mediante la técnica de extracción por rotura de estructuras geológicas subterráneas por inyección de agua con aditivos a gran presión, conocida por fracking.

⁹⁵⁷ 1m³ de GNL es equivalente a 0,5838 tep.

Esta técnica está siendo muy cuestionada por serias organizaciones de defensa del medio que critican por un lado los efectos ambientales y geológicos, la contaminación de acuíferos, los vertidos contaminantes, etc., y por otro lado intereses de las instituciones públicas y privadas, soportados por alianzas poco o nada transparentes, que ponen en cuestión el interés general a favor de intereses particulares.

Como manifesté públicamente en su momento, creo que la valoración de los efectos ambientales ha de hacerse de manera rigurosa con participación de expertos que defienden ambas posiciones y que sirvan para la generación de un debate sereno del balance entre ventajas e inconvenientes. No es descartable que nuevas tecnologías puedan en el futuro explotar estos yacimientos con un mayor nivel de confianza que permita a la sociedad tomar una posición con mayor rigor y conocimiento.

Se cruza inevitablemente en este debate con la gran preocupación mundial acerca del cambio climático. El gas en su transformación en electricidad genera emisiones de CO₂ que cuestionan el uso de los combustibles fósiles y que obligan al desarrollo de nuevas estrategias energéticas en horizontes relativamente cercanos centradas en las energías renovables, como hemos podido ver a lo largo de esta tesis. Los diferentes sistemas de descarbonización, bien sean naturales como or absorción o conversión en metano por reacción con hidrógeno, pueden paliar o evitar los efectos de las emisiones de CO₂.

Pero entre tanto todos estos procesos se desarrollan y se llegue a una razonada aceptación social, considero necesario una moratoria en la explotación de este recurso. La oposición al partido en el Gobierno aprobó en 2015, por mayoría, una Ley que dificultaba la explotación de estos recursos.⁹⁵⁸

CAPITULO II. MARCO COMPETENCIAL Y REGULATORIO.

110. La distribución competencial nacional en materia energética.

El ámbito o nivel competencial de la Comunidad Autónoma del País Vasco en materia de energía aparece delimitado en virtud del “bloque de constitucionalidad”, particularmente por la Constitución, los Estatutos de Autonomía y la Jurisprudencia constitucional sobre la materia.

⁹⁵⁸ El anuncio de la Estrategia Energética del País Vasco 2030, aún no publicada, recoge la paralización de las actividades de explotación de gas shale.

Tal y como constata la doctrina especializada, el marco competencial de distribución de competencias en materia energética es “complejo”, ya que no se reduce a un único título competencial, sino que está formado por una amalgama de diversos títulos competenciales (sectoriales, horizontales, etc.) que se entrecruzan y solapan.⁹⁵⁹ Describiremos brevemente, en primer lugar, cómo queda el ámbito competencial estatal, y posteriormente, en el próximo apartado, la dimensión competencial autonómica, en especial la del País Vasco.

Para conocer las competencias estatales en la materia es necesario atender al art. 149 de la Constitución Española, el cual reserva al Estado una serie de diversos y heterogéneos títulos competenciales⁹⁶⁰.

Por una parte, están las competencias sectoriales: una general y dos específicas. El título de alcance general es el que, previsto en el art. 149.1.25 CE, viene a reservar al Estado la competencia para establecer “las bases del régimen energético”. Esta competencia regulatoria (como ocurre con las “bases” o “legislación básica”) no es, como es conocido, absoluta, ya que “no puede agotar la regulación de la materia y debe dejar un margen de desarrollo normativo a las Comunidades Autónomas que hayan asumido competencias”. Por su parte, los dos títulos sectoriales específicos son los que, reconocidos en el art. 149.1.22 CE, reservan para el Estado, por un lado, la competencia de “legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma” y, por otro, “la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial”. El valor añadido de estos títulos sectoriales respecto al de alcance general residiría en que reservan al Estado competencias de carácter ejecutivo, estableciendo, correlativamente, un tope a las eventuales competencias ejecutivas de las Comunidades Autónomas⁹⁶¹.

⁹⁵⁹ Sobre la materia, *in extenso*: ARZOZ, X. (2014), “La distribución de competencias en materia energética: bloque de constitucionalidad y jurisprudencia constitucional”, *Revista Vasca de Administración Pública*, 99-100, pp. 441-463; BACIGALUPO SAGESSE, M. (2010). “La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables”. *Revista d'estudis autonòmics i federals*, (10), 286-329; ÁLVAREZ VERDUGO, M. (2012), “Energía y Comunidades Autónomas desde la perspectiva del Tratado de Lisboa”, en OLESTI RAYO, A. (coord.), *La administración autonómica y el Tratado de Lisboa*, Institut de Dret Public-Tirant lo Blanch, Valencia, 2012, pp. 253-274; ÁLVAREZ GARCIA, V. (2010), “El régimen constitucional de distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia energética y minera”, *Revista General de Derecho Administrativo*, num. 24, pp. 1-44; TORNOS MAS, J., (2009), “La distribución de competencias en el sector energético”, en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M., y BACIGALUPO SAGESSE, M. (dirs.), *Sector energético*, tomo I, Fundación Jose Ortega y Gasset/Iustel/CNE, Madrid, 2009, pp. 71 y ss.

⁹⁶⁰ Seguiremos en esto, principalmente, el sistematizado análisis del arriba mencionado X. ARZOZ, “La distribución de competencias...”, *op. cit.*, pp. 444 y ss.

⁹⁶¹ Para un análisis detenido sobre la jurisprudencia constitucional relativa a estos títulos previstos en los apartados 22 y 25 del art. 149.1: ÁLVAREZ GARCIA, V. (2010), “El régimen

En segundo lugar, están los conocidos títulos competenciales horizontales, entre los que destaca de forma especial el señalado en el art. 149.1.13 CE, que reserva al Estado las “bases y la coordinación de la actividad económica”. Un título que, a través de la jurisprudencia constitucional, se ha convertido en la práctica en un título sobre la ordenación general de la economía, viniendo a constreñir y reducir la esfera de actuación autonómica. Como destaca la doctrina, este título tiene una “acusada vis expansiva en diversas materias, entre ellas la energética”, viniendo a convertirse “de hecho en título competencial complementario de gran parte de la legislación energética e incluso de numerosas medidas ejecutivas de intervención en el sector”⁹⁶²

Unidos a los anteriores, existen además una serie de títulos (de carácter funcional, externo, etc.), que, directa o indirectamente, vienen a ampliar, todavía más el dominio competencial estatal para actuar en la materia, apocando, de forma correlativa, el autonómico. En este sentido, tenemos títulos como el de: la “legislación básica sobre contratos y concesiones administrativas”, reconocido en el art. 149.1.18 CE (contratos y concesiones que pueden ser preceptivos o necesarios para desarrollar determinadas actividades relacionadas con la energía); el que reserva al Estado las “obras públicas de interés general o cuya realización afecte a más de una Comunidad Autónoma” (art. 149.1.24 CE); o el que hace lo propio con la “legislación básica sobre protección de medio ambiente (149.1.23 CE).

111. Dimensión competencial del País Vasco en materia de energía.

111.1. Estatutos de autonomía. País Vasco.

Las Comunidades Autónomas tienen asumidas, por medio de sus Estatutos de Autonomía, una serie de competencias que actúan, de forma directa o mediata, en el ámbito material de la energía.

Por lo que se refiere a la capacidad de incidencia directa, hay que señalar que, en la actualidad, todas ellas tienen recogidos dos títulos competenciales sectoriales. De un lado, el título general de desarrollo legislativo y de ejecución en materia de régimen minero y energético; y de otro, el título específico y exclusivo en materia de instalaciones de producción, distribución y transporte de energía (ambos correlativos estatutarios, respectivamente, de los apartados 25 y 22 del art. 149.1 de la CE). Pero las Comunidades Autónomas han asumido también otra serie de competencias que actúan, aunque sea de forma más o menos indirecta, sobre el sector energético. Así, conviene recordar: la competencia legislativa sobre “ordenación del territorio y urbanismo”; la que tienen en materia de desarrollo legislativo y ejecución de la

constitucional de distribución de competencias...”, *op. cit.*, apartados III y ss.; ARZOZ, X., *Ibidem*, pp. 449 y ss.

⁹⁶² ARZOZ, X., *Ibid.*, p. 445.

protección del medio ambiente; o la referida al desarrollo legislativo y ejecución en la defensa de los consumidores y usuarios⁹⁶³.

Es interesante constatar, en esta línea, que el Estatuto de Autonomía del País Vasco⁹⁶⁴ establece que la Comunidad Autónoma del País Vasco tiene competencia exclusiva en materia de “Aprovechamientos hidráulicos, canales y regadíos cuando las aguas discurren íntegramente dentro del País Vasco; instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando este transporte no salga de su territorio y su aprovechamiento no afecte a otra provincia o Comunidad Autónoma; aguas minerales, termales y subterráneas. Todo ello sin perjuicio de lo establecido en el artículo 149.1.25.^a de la Constitución” (art. 10.11 EAPV). Y por su parte, dispondrá asimismo, que es también de competencia de la Comunidad Autónoma del País Vasco el desarrollo legislativo y la ejecución dentro de su territorio, de las bases, en los términos que las mismas señalen en materia de: “régimen minero y energético. Recursos geotérmicos” [art. 11.2.c)].

Unido a ello, la Comunidad Autónoma del País Vasco, ostenta también, en consonancia con lo señalado arriba sobre los diversos Estatutos de Autonomía: una competencia exclusiva en materia de ordenación del territorio y urbanismo (art. 10.31 EAPV), o de “defensa del consumidor y del usuario” (art. 10.28 EAPV), o en la, no menos interesante para el ámbito energético, de “establecimiento y regulación de bolsas de comercio y demás centros de contratación de mercancías y de valores conforme a la legislación mercantil” (art. 10.29 EAPV); sin olvidar la competencia de desarrollo legislativo y ejecución en materia de medio ambiente [art. 11.1.a) EAPV].

Es interesante señalar que algunos de los Estatutos de Autonomía reformados a partir de 2006 han incorporado nuevas facultades de intervención, conectados con los títulos sectoriales arriba señalados que inciden de forma directa sobre la materia de energía, facultades de intervención que no recoge, al menos de momento, el EAPV. Se trata en concreto de facultades para: el desarrollo de las normas complementarias de calidad de los servicios de suministro de energía; el fomento y la gestión de las energías renovables y de la eficiencia energética; la participación mediante la emisión de un informe previo en el procedimiento de otorgamiento de la autorización de las instalaciones de producción y transporte de energía que superen el territorio autonómico o cuando la energía sea objeto de aprovechamiento fuera de este territorio; o la participación en la regulación y planificación de ámbito estatal del sector de la energía que afecte al territorio autonómico⁹⁶⁵.

⁹⁶³ ARZOZ, X., “La distribución de competencias...”, *op. cit.*, pp. 447-448 y ss.

⁹⁶⁴ Ley Orgánica 3/1979, de 18 de diciembre, de Estatuto de Autonomía para el País Vasco (EAPV).

⁹⁶⁵ Estatutos de Autonomía de Cataluña (art. 133), Andalucía (art. 49) o Aragón (art. 75.4). Sobre el tema: ARZOZ, X., “La distribución de competencias...”, *op. cit.*, pp. 447-448 y ss.;

En cualquier caso, no cabe perder de vista que, en su conjunto, el sistema de distribución competencial en materia de energía que se acaba de describir brevemente ha empujado a la doctrina especializada a la conclusión de que este sector es una “realidad fuertemente centralizada”. Una realidad donde la legislación básica estatal “se proyecta sobre todos los sectores energéticos (eléctrico, gasístico, hidrocarburos y nuclear)”, y en la que “la jurisprudencia constitucional sobre la distribución competencial en materia energética el art. 149.1.13 CE se yuxtapone y refuerza como título competencial transversal el título derivado del art. 149.1.25 CE.

Como consecuencia, el concepto de bases adquiere en materia energética un significado muy intenso y casi exclusivo, una orientación finalista hacia la explotación unificada del sistema, incluso en relación con los subsistemas insulares y extrapeninsulares; y, además, se extiende ampliamente a las normas reglamentarias y a los actos ejecutivos. A las Comunidades Autónomas les corresponde básicamente la competencia para autorizar instalaciones ubicadas dentro de su territorio y cuyo aprovechamiento no supere la propia Comunidad Autónoma y una actividad normativa limitada a garantizar la calidad del suministro eléctrico”⁹⁶⁶

111.2. Marco Regulatorio del Estado.

Sobre esta base competencial descrita, la regulación del Estado en materia energética, regulación con incidencia autonómica obvia, se ha centrado básicamente en un intento de adaptación y modernización de la regulación, estando también caracterizada, como se ha visto, por una progresiva liberalización e influencia del Derecho de la Unión Europea en pos de un mercado interior energético. Esa adaptación regulatoria comenzó con la ya señalada Ley 54/1997 del sector eléctrico, la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos, o la Ley 15/1980 complementando la Ley 25/1964 de energía nuclear. Pero la última gran actuación del legislador español en el ámbito energético es la que se da con la Ley 24/2013, que viene a dotar de nuevo marco normativo al sistema eléctrico, una Ley que incide directamente en el ámbito competencial autonómico, razón por la cual apuntaremos algunas cuestiones básicas al respecto.

Esta Ley del Sector Eléctrico de 2013 contempla en su Articulado las siguientes definiciones que aplican al desarrollo de un marco regulatorio en el seno de las CCAA.

JIMÉNEZ-BLANCO CARRILLO-ALBORNOZ, A. (2008), “Competencias en energía y minas (comentarios al art. 49)”, en MUÑIZ MACHADO, S. y REBOLLO PUIG, M., Comentarios al Estatuto de Autonomía para Andalucía, Thomson Civitas, Madrid, pp. 445-455; J. TORNOS MAS (2009), “La distribución de competencias en el sector energético”, *op. cit.*, pp. 62 y ss.; BACIGALUPO SAGESSE, M. (2010). “La distribución de competencias entre el Estado...”, *op. cit.*, pp. 286 y ss.

⁹⁶⁶ ARZOZ, X., “La distribución de competencias...”, *op. cit.*, pp. 462.

1.- Capacidades de las CCAA.

La Ley contempla la capacidad de las Comunidades Autónomas en las siguientes actividades:

- Se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. (Artículo 2).
- Autorizaciones de instalaciones de producción incluyendo sus infraestructuras de evacuación, transporte secundario, distribución, acometidas y líneas directas, que no excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma. (Artículo 3.13 b).
- Optimización de los rendimientos de los procesos de transformación de la energía, inherentes a sistemas productivos o de consumo.
 - b) Analizar y controlar el desarrollo de proyectos de creación de plantas industriales de gran consumo de energía, según criterios de rentabilidad energética a nivel nacional.
 - c) Mejorar el rendimiento o sustituir el tipo de combustible en empresas o sectores de alto consumo energético, a tenor de los intereses a nivel nacional.
- d) Mejorar la eficiencia energética de las medianas y grandes empresas de todos los sectores.
- e) Renovar los sistemas energéticos del parque de edificios residenciales y comerciales, para incrementar el ahorro de energía eléctrica y mejorar la eficiencia energética en las instalaciones térmicas, de climatización, ventilación, iluminación, ascensores y otras que utilicen energía eléctrica.
- El acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en esta ley y en los términos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno. (Artículo 8).

2.- Participación de las CCAA en materia regulatoria.

- Planificación eléctrica y los planes de desarrollo de la red de transporte incluidos en dicha planificación. Audiencia en los planes de inversión de redes de transporte. Artículo 4.
 - Registros de instalaciones de producción.
 - Instalaciones de Transporte en el ámbito de la Comunidad Autónoma.
 - Instalaciones de Distribución en el ámbito de la Comunidad Autónoma.
- Realizar funciones de coordinación de la actividad que desarrollen los diferentes gestores, si existe más de un gestor de la red de distribución en la Comunidad Autónoma,
- Participar en la reglamentación por el Gobierno para la obtención de un servicio de distribución regular y continuado y el mantenimiento de las redes de distribución eléctrica en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica y en la ampliación y el desarrollo de las redes y los planes de inversiones de los

distribuidores así como las condiciones y procedimiento para el establecimiento de nuevas acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios.

- Adopción de medidas que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energéticos, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto sea el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final de la electricidad.

3.- Planificación eléctrica.

La planificación eléctrica tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.

Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definen.

Por otra parte hay que señalar que dicha planificación eléctrica será realizada por la Administración General del Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y planificación de ámbito estatal del sector de la energía que afecte al territorio de Cataluña.

4.- Sujetos del sistema eléctrico.

Según la mencionada Ley, se consideran sujetos del sistema eléctrico:

- Los Productores de energía eléctrica, que desarrollan su actividad en régimen de libre competencia.
- Las Sociedades mercantiles o Cooperativas de Consumidores para la distribución de la energía eléctrica.
- Sociedades mercantiles o Cooperativas de Consumidores y Usuarios para la comercialización de la energía eléctrica, que accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.
- Los Consumidores, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo. Consumidores Directos en Mercado son aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción.
- Gestores de carga del Sistema, sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética de baterías de vehículos eléctricos, siendo reconocidos como clientes mayoristas según la normativa comunitaria.

5.- Generación de electricidad.

Tal y como se señala en el art. 8.1, la producción de energía eléctrica se desarrollará en régimen de libre competencia.

6.- Transporte de energía eléctrica.

Todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en los términos establecidos en esta ley y en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional. La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

Para las instalaciones de transporte cuya autorización deba ser otorgada por las Comunidades Autónomas, éstas solicitarán informe previo a la Administración General del Estado, en el que ésta consignará las posibles afecciones de la proyectada instalación a los planes de desarrollo de la red, a la gestión técnica del sistema y al régimen económico regulados en esta ley, que la Administración autorizante deberá tener en cuenta en el otorgamiento de la autorización. (Artículo 35.2).

7.- Líneas Directas.

Tendrán la consideración de líneas directas aquéllas que tengan por objeto el enlace directo de una instalación de producción de energía eléctrica con un consumidor en las condiciones que se establezcan reglamentariamente.

8.- Intercambios intracomunitarios.

Podrán realizarse libremente los intercambios intracomunitarios de electricidad en los términos previstos en la presente Ley. Las adquisiciones de energía a través de las interconexiones con otros Estados miembros de la Unión Europea o terceros países podrán ser realizadas por los productores, comercializadores y consumidores directos en mercado. (Artículos 11.1 y 11. 2).

9.- Distribución.

Todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución y deberán ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, la cual responderá de la seguridad y calidad del suministro. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros. Tendrán la consideración de instalaciones de

distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV.

10.- Autoconsumo.

Se entenderá por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor. (Artículo 9).

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación no inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el art. 6, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el Artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el art, 6, el sujeto consumidor y el productor.

d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

11.- Garantía de Suministro.

Todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en los términos establecidos en esta ley y en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

12.- Mercado de Electricidad.

Participación en el Mercado. Quedan excluidos de la obligación de presentación de ofertas al mercado los productores de energía eléctrica que se hayan acogido a los sistemas de Contratación Bilateral o a plazo. (Artículo 23.1).

Modalidades de Contratación. La contratación de energía eléctrica podrá realizarse libremente, en los términos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo. (Artículo 24.1).

En particular se regulará la existencia de contratos de compraventa a plazo de energía eléctrica, contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, así como contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Todos estos contratos estarán exceptuados del sistema de ofertas. (Artículo 24.4).

13.- De la aplicación de las competencias en Energía en el País Vasco.

De la lectura del Estatuto de Autonomía del País Vasco se desprende que las capacidades de actuación son mayores que las realmente utilizadas:

- Definición de una Política Energética con una visión propia del País Vasco, con un alto grado de desacoplamiento del sistema regulatorio y de mercado del Estado.
- La interconexión con Europa en virtud de las Directivas de Mercado Interior de Energía en el marco de las regiones.
- Líneas de transporte y distribución interior de gas y electricidad en el ámbito geográfico y su gestión.
- Las líneas directas entre generación y consumidores.
- El impulso de la generación distribuida.
- El almacenamiento de gas y la acumulación de energía potencial para su reconversión en electricidad. Sistemas de bombeo.
- Creación de una bolsa de comercio de electricidad y gas en el ámbito del País Vasco.

CAPITULO III. ESTRATEGIAS ENERGÉTICAS 2020 y 2030.

112. Estrategia 2020.

112.1. Planteamiento de la Estrategia 2020.

El Gobierno Vasco, conformado por acuerdo entre el Partido Socialista y el Partido Popular, aprobó en Diciembre del 2011 la Estrategia Energética 2020 en el que se marcaron las líneas a seguir en un entorno europeo marcado por la crisis económica, por el encarecimiento de las materias primas energéticas y por el constante incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, a lo que el Gobierno

español añadió una agresiva política energética de freno al desarrollo de las energías renovables, como hemos analizado en páginas anteriores.

Como ya se ha comentado, la situación energética del País Vasco se caracteriza por una casi total dependencia energética de energía primaria del exterior, una de las más elevadas de Europa, mientras que la estructura de la demanda es próxima a la de los países más desarrollados con tres sectores como principales consumidores. En este sentido, la situación en el momento de la elaboración de esta estrategia 2020 no distaba mucho de la situación actual en un escenario en el que el peso de la actividad industrial, muy intensiva en energía, representó el 45,9% del consumo final de energía, principalmente en gas y electricidad. Por aspectos demográficos, orográficos y de actividad económica y social, el consumo de energía en el transporte supuso en 2010 un 36,6 % del consumo final de energía, en el que participa de una manera importante el consumo de las flotas de transporte internacional que por razones de menor precio repostan en la frontera.⁹⁶⁷ Y por último, el sector residencial con un 11,7 % del consumo de energía final.

112.2. Objetivos de la Estrategia 2020.

Los objetivos planteados por la Estrategia Energética 2020 se centraron en:

Energía Primaria.

- Reducción del consumo primaria en 1.050 ktoe.
- Mejora de la intensidad energética en un 22%.

Desarrollo de las energías renovables:

- Alcanzar en el año 2020 una generación de energía primaria de 905.000 tep, con el fin de disminuir la dependencia energética al 86%.
- Generación de electricidad renovable hasta alcanzar en 2020 el 38 % del total
- Incorporar al parque de automoción 37.100 unidades eléctricas.
- Sistemas de transporte de mercancías que eviten el 15 % de consumo de derivados del petróleo.
- Cambio Climático.
- Reducción de 2,5 Mt de CO₂.
- Impulso de la Investigación y Desarrollo.
- Creación de 8 áreas prioritarias de investigación, desarrollo tecnológico e industrial en el campo energético.
- Incrementar la facturación de las empresas del sector de energía un 25%.

⁹⁶⁷ BUENO, G. (2012). "Analysis of scenarios for the reduction of energy consumption and GHG emissions in transport in the Basque Country". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 1988-1998.

- Ayudas a la inversión.
- Propiciar inversiones privadas con aportaciones públicas por importe de 1.678 M€.

112.3. Líneas de Actuación e Inversiones.

La Estrategia Energética 2020 centró las líneas de actuación en tres áreas. En el área de consumidores las actuaciones estaban orientadas a la modificación de la demanda de energía, mediante la gestión de la demanda, reducción del consumo y la utilización de energías renovables. En el área de mercado y suministros con acciones orientadas a la mejora de la calidad de suministro, reducción de costos y sostenibilidad. Finalmente en el área de Desarrollo Tecnológico e Industrial mediante acciones orientadas al desarrollo de nuevas tecnologías. Estas líneas de actuación se desarrollan por sectores de la actividad económica con objetivos e iniciativas específicas e indicadores cualitativos y cuantitativos.

Se estimaron necesarias unas inversiones de 10.710 M€ en 10 años, de las cuales 2.820 M€ corresponden a desarrollo tecnológico. Las iniciativas de promoción y ayudas públicas aportadas por la administración ascienden a 1.771 M€ de las cuales un 68%, 1.204 M€ se dedican a desarrollo tecnológico.

112.4. Seguimiento de la Estrategia 2020. Indicadores y Tendencias.

En el cuadro siguiente 99 hemos agrupado los indicadores más significativos en materia de sostenibilidad energética desde el año 2010 al 2013, periodo de tiempo transcurrido desde que la estrategia energética 2020 se diseñó, hasta los últimos datos proporcionados por el EVE en 2013.

Se ha realizado, además, un análisis de tendencia de los resultados de estos años analizados hasta el final de la estrategia en 2020. Hay que decir que el periodo analizado es corto y que las actuaciones por implementar pueden hacer que los valores finales sean distintos; pero sin embargo es una fotografía de la realidad de la estrategia, que debería de ser tenida en cuenta por sus gestores, más aún si como se anunciaba se estaba trabajando en una adaptación a la nueva situación energética en la ya denominada Estrategia de Energía 2030.

1.- Energía primaria y final.

En materia de consumo de energía primaria el objetivo de reducción del consumo fue 1.050 ktoe en el año 2020. Se observaba una tendencia a la disminución de ambos indicadores de energía primaria y final, tendencia de la que se podía interpretar que se debía al efecto de la crisis económica y que hacía difícil pronosticar si el consumo de energía en 2020 se mantendría en los niveles indicados. La tendencia de consumo de energía primaria recogida en este cuadro, estaba en la senda del objetivo de reducción

de energía primaria. En paralelo, se observaba una mejor eficiencia de transformación de energía primaria a energía final.

Cuadro 82. Indicadores y tendencias. Estrategia energética.

	Unidad	2010	2011	2012	2013	2014	Tendencia 2020
Energía Primaria	ktep	7.137	6.579	6.643	6.366	6.207	5.965
Energía Final	ktep	5.403	5.178	5.132	5.047	4.983	4.857
Índice de transformación EP/EF	EP/EF %	75,7%	78,7%	77,3%	79,3%	80,3%	81,2%
Intensidad Energética	Índice 100	95,0	91,0	92,0	90,0	89,0	87,5
Dependencia energética	%	94,3%	94,2%	94,5%	94,0%	93,7%	93,7%
Energía primaria Renovable	ktep	479	462	455	420	433	410
Electricidad Renovable	GWh	1.175	976	1.052	1.261	1.068	1.128
Elect. Renov/ Electr. Total	%	6,3%	5,4%	6,3%	7,7%	6,5%	7,2%
Electricidad en Transporte	ktep	15,80	15,60	14,60	13,70	14,70	13,7
Biocombustible transporte	ktep	101,5	101,1	104,2	68,0	64,9	56,0
Emisiones GHG	mTm/CO2	21.981	20.778	21.057	19.303		18.841
Emisiones GHG/Energía Primaria	mTm CO2/ktep	3,08	3,16	3,17	3,03		3,08
Consumo per capita	tep/hab	3,28	3,01	3,05	2,92	2,92	2,79

Fuentes Eustat, EVE, IEA.

2.- Intensidad de energía. Evolución.

En el cuadro de Tendencias de la Estrategia Energética 2020 se observa una importante disminución de la intensidad energética en el periodo analizado que hace que la tendencia en 2020 sea un 10% inferior al indicador en 2009. De nuevo aquí el efecto de la crisis económica más acusado en el sector industrial, puede distorsionar la lectura de este indicador tan importante.

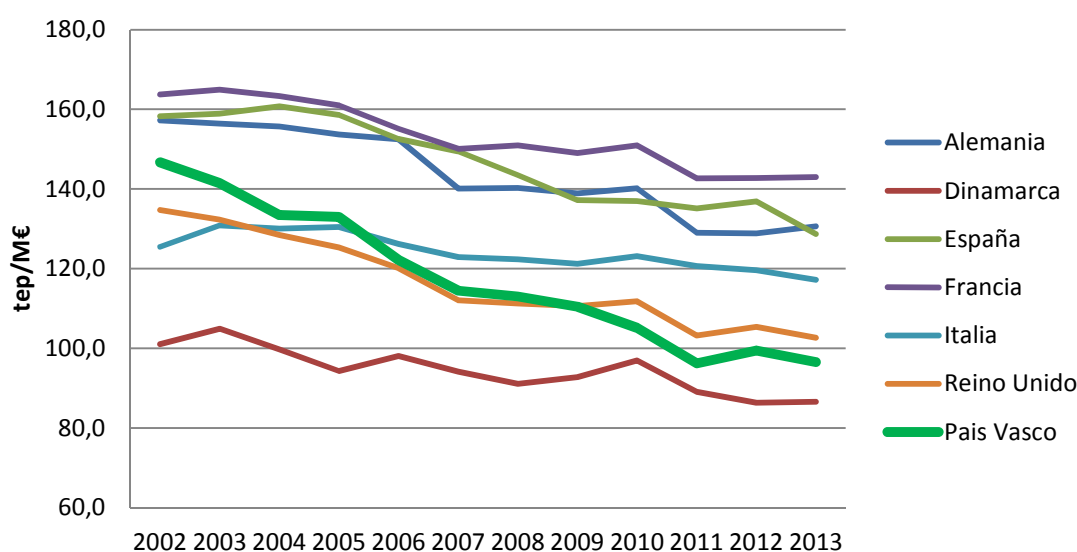
En el cuadro 83 y el gráfico 97, Intensidad Energética en la Unión Europea 2002-2013 se puede apreciar el fuerte descenso del consumo en relación a otros países industrializados como Alemania, alcanzando niveles de intensidad energética cercanos a los de países de referencia en sostenibilidad energética como Dinamarca.

Cuadro 83. Intensidad Energética Europa 2002-2013.

tep/1M€	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Alemania	157,2	156,4	155,7	153,7	152,5	140,1	140,3	138,9	140,2	129,0	128,9	130,6
Dinamarca	101,1	104,9	99,7	94,3	98,1	94,2	91,1	92,8	97,0	89,1	86,4	86,6
España	158,3	158,9	160,8	158,6	152,6	149,4	143,5	137,2	137,0	135,1	136,9	128,7
Francia	163,7	164,9	163,3	161,0	155,1	150,1	151,0	149,0	151,0	142,7	142,8	143,0
Italia	125,5	130,9	130,1	130,5	126,2	122,9	122,4	121,2	123,2	120,7	119,6	117,2
Reino Unido	134,7	132,3	128,5	125,3	120,1	112,1	111,3	110,6	111,8	103,2	105,4	102,7
Pais Vasco	146,7	141,5	133,4	133,0	122,2	114,5	113,0	110,5	105,1	96,3	99,5	96,6

Fuentes Eustat, EVE, IEA

Gráfico 97. Intensidad Energética 2002-2013.



Fuentes Eustat, EVE, IEA

3.- Participación de las energías renovables.

La única fuente de energía primaria con la que cuenta el País Vasco es la que proviene de fuentes energéticas renovables. Vemos que, pese a los valores de participación de las energías renovables en 2020, la tendencia apunta a que de seguir con las actuaciones planificadas solamente se alcanzará en 2020 un 6,9 % de participación de las energías renovables en el total del mix, lo que mantiene la altísima dependencia energética del exterior. Este dato es coherente con la tendencia de la producción de electricidad renovable que se proyecta en un 7,2% y la disminución de la tendencia en el uso de la electricidad en el transporte eléctrico.

113. Estrategia Energética 2030.

En julio de 2016, a pocos meses de las elecciones para las elecciones autonómicas y la formación de un nuevo gobierno, el Gobierno vasco presenta la nueva Estrategia Energética 2030, sin aportar una evaluación del cumplimiento de los objetivos de la

Estrategia 2020, que ha sido implementada bajo el mandato del actual equipo de gobierno. La responsabilidad del seguimiento y evaluación recae en el organismo público Ente Vasco de Energía, EVE.

En la exposición de la visión energética a largo plazo señala que el creciente agotamiento de las reservas y la presión alcista de los precios recomiendan caminar hacia la sustitución de las energías fósiles por las energías renovables, así como reducir la intensidad energética. Se reconoce que el fenómeno del cambio climático obliga a este avance en la energía sostenible. Sin embargo se considera que la disponibilidad en cantidad y coste de energías alternativas a los combustibles fósiles no será suficiente para cambiar el modelo actual antes del 2030, por lo que los cambios radicales necesarios se deben plantear a plazos más largos y que las características propias del territorio hacen que los potenciales estén limitados con el grado de desarrollo tecnológico.

Destaca como indicadores objetivos de largo plazo:

- Consumo cero de petróleo para usos energéticos en el 2050, que requiere un cambio estructural en el sistema de transporte.
- Contribuir a los objetivos de la Estrategia Vasca de Cambio Climático 2050:
 - Reducir las emisiones de GHG de Euskadi en al menos un 40% a 2030 y en al menos un 80% a 2050, respecto al año 2005.
 - Alcanzar en el año 2050 un consumo de energía renovable del 40% sobre el consumo final.
- Desvinculación total de los combustibles fósiles y emisiones netas cero de GHG a lo largo de este siglo, con las energías renovables como único suministro energético.

Y las acciones para el cumplimiento de los escenarios del 2030 pasan por:

- Maximizar el fomento de la eficiencia energética y el ahorro energético en industria y edificios y alumbrado público.
- Propiciar la incorporación de nuevas instalaciones de aprovechamiento de las energías renovables en la industria vasca.
- Avanzar en el transporte y la movilidad sostenible, sabiendo que las actuaciones en este sector requieren cambios estructurales a largo plazo, a través de un uso más racional y sostenible.
- Mejorar la sostenibilidad del parque de generación eléctrica mediante la incorporación de nuevas instalaciones de renovables y cogeneración, incrementando la generación distribuida y fomentando el autoconsumo.

Gráfico 98. Demanda energética de EP en 2030.

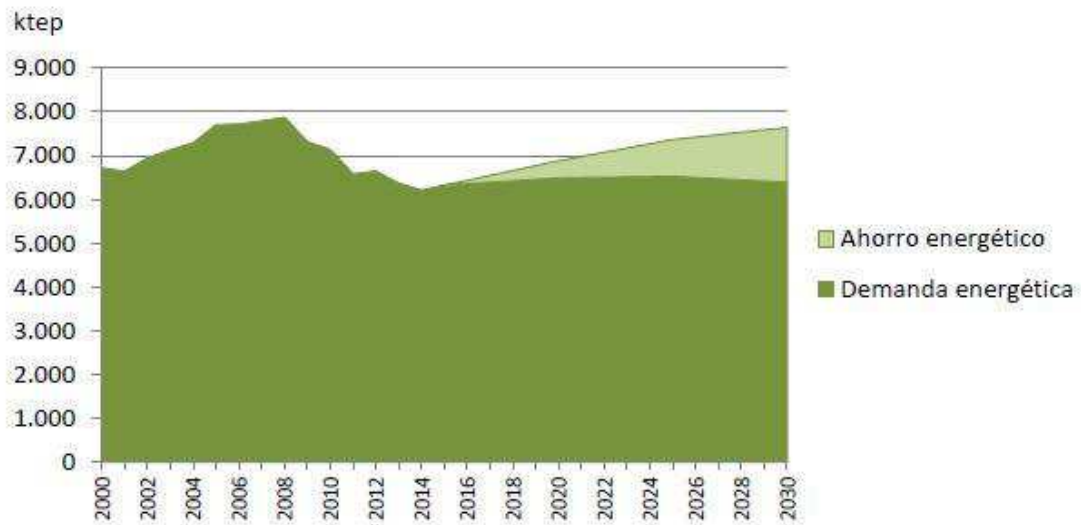


Figura 25. Euskadi. Ahorro energético 2016-2030. Escenario de Políticas Energéticas (Fuente: EVE)

Este Gráfico 98 de la demanda de energía primaria nos indica que el ahorro energético va a compensar el crecimiento de la demanda de energía en 2030. En la Estrategia 2030 no se hace alusión a si se ha realizado un ejercicio de prospectiva energética a 2030 en el que se hayan contemplado los aspectos demográficos, la naturaleza del desarrollo socio económico y otras variables como los costos energéticos. Y a falta de esta información es difícil diseñar estrategias de ahorro y eficiencia energética. Por lo tanto el objetivo hay que tomarlo con las precauciones necesarias.

En cuanto a la evolución del consumo de energía primaria por fuentes de energía, recogida en el Gráfico 99 vemos que las energías renovables en el año 2030 alcanzarán una generación equivalente a 966 ktoe, lo que en términos energéticos equivale a un 14,8 % de participación de las energías renovables en el mix energético. El contar como energías renovables, la parte renovable de la energía importada como electricidad, no es algo que contribuya a clarificar el análisis estratégico.

La Estrategia no define la demanda final de energía en 2030, con lo cual no podemos valorar en qué medida se mejora la eficiencia energética de transformación de energía primaria en energía final. Tampoco define el PIB ni los factores de desarrollo económico que inciden en su crecimiento, por lo que resulta imposible valorar la evolución de la intensidad energética.

Grafico 99. Evolución de energía primaria por fuentes de energía.

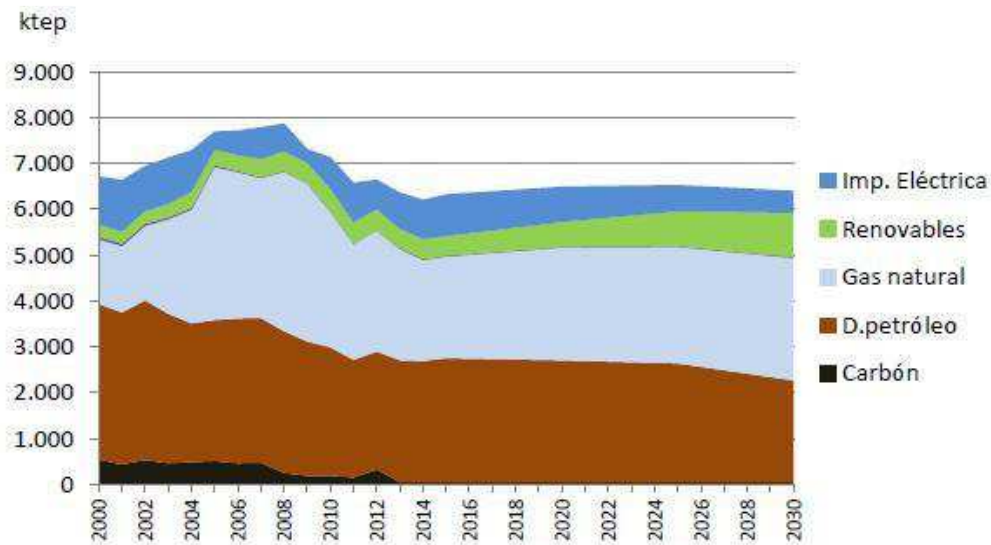


Figura 26. Euskadi. Demanda energética 2030. Escenario de Políticas Energéticas (Fuente: EVE)

Se reconoce que las energías renovables eólica y fotovoltaica han alcanzado un grado de madurez tecnología que hace que la energía eléctrica generada sea competitiva con otras tecnologías. Pero sorprende el comentario que se hace de que la sobredimensión de la capacidad de generación en España y el déficit de tarifa son factores limitantes para el desarrollo en el País Vasco de las energías renovables.

Gráfico 100. Suministro Eléctrico 2030.

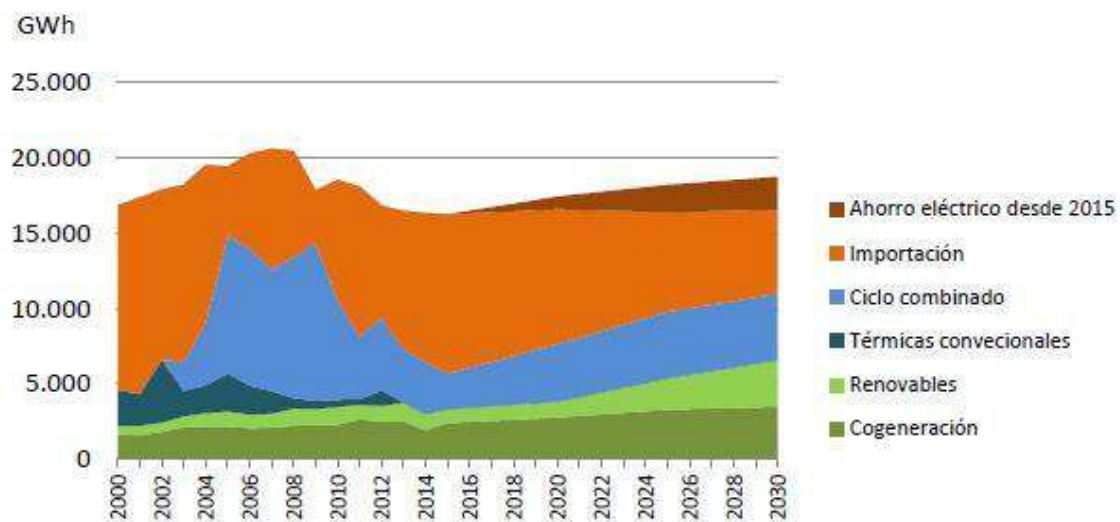


Figura 29. Euskadi. Suministro eléctrico 2030. Escenario de Políticas Energéticas (Fuente: EVE)

El Gráfico 100, Suministro Eléctrico de 2030, pone en evidencia la decreciente producción energética de los ciclos combinados instalados en el País Vasco hasta el año 2015, acorde con el cálculo realizado más arriba, del que se desprende que las

horas anuales de funcionamiento de estos ciclos es de poco más de 1.500 horas año. La tendencia para el periodo temporal que abarca la Estrategia es que al final de su vigencia en 2030, los ciclos combinados de gas en el País Vasco solamente trabajen aproximadamente un 30 % de sus horas anuales disponibles. Y ello en contraste con el sostenimiento de la importación de energía, en su gran mayoría de plantas de generación en España, que en 2015 ha alcanzado unos 10.000 GWh/año (+/- un 62% del total de demanda de electricidad) y que en 2030 llegará a 15.000 GWh/año.

Cuadro 83. Aprovechamiento de renovables.

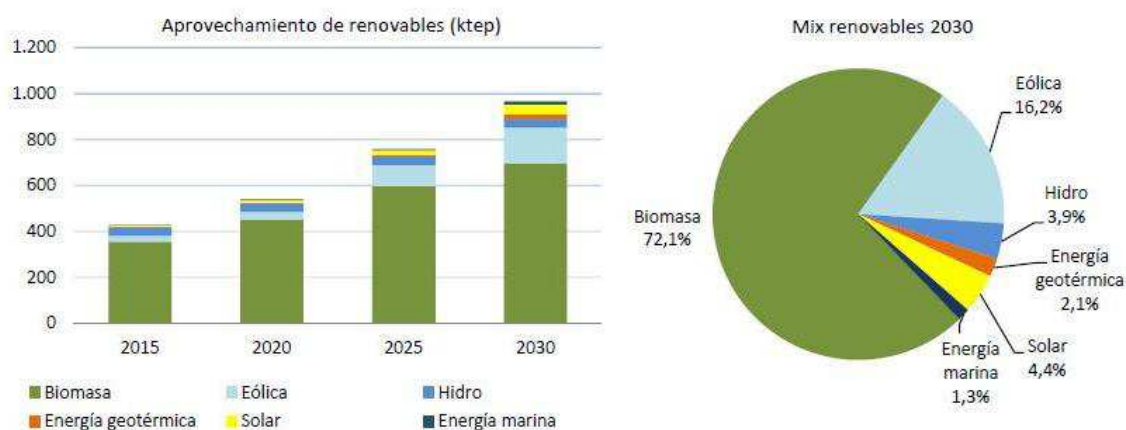


Figura 31. Euskadi. Aprovechamiento de renovables. Escenario de Políticas Energéticas (Fuente: EVE)

El mix de energías renovables se orienta hacia el uso de la biomasa en plantas de cogeneración. No queda claro si en este capítulo de la cogeneración se consideran las plantas de tratamientos de residuos sólidos urbanos; de ser así el uso de biomasa agraria y forestal sería muy reducido por lo que sería interesante discernir entre ambos tipos de combustibles.

Es cuando menos sorprendente, como ya hemos comentado, la reducida participación considerada de dos tecnologías, eólica y solar en el mix de renovables, más aún cuando la Estrategia 2030 considera que la generación distribuida y el autoconsumo forman parte de las acciones para el desarrollo de la Estrategia 2030.

113.1. Objetivos de la Estrategia Energética 2030.

- Ahorro de energía primaria en el periodo 2016-2030 del 17%.
- Incremento de las energías renovables hasta alcanzar un 21% sobre consumo final.
- Reducción del 25% de energía en los edificios de la administración en 10 años.
- Reducir el consumo del petróleo un 26% con respecto al escenario tendencial.
- 40% de generación de electricidad renovable y de cogeneración en 2030.
- Reducción de 3Mt de CO₂ (GHG) en 2030.

- Impulsar 9 áreas de investigación y desarrollo.

Cuadro 84. Indicadores estratégicos Estrategia 2030.

3E2030 - Indicadores estratégicos		Situación 2015	Meta 2025	Meta 2030
Eficiencia energética				
Ahorro energético s/tendencial	ktep/a	-	840	1.250
Tasa ahorro energético	%	-	12%	17%
Cuota ahorro (indicador europeo)	%	-	21%	25%
Mejora intensidad energética final s/2010	%	-	24%	33%
Dependencia del petróleo				
Reducción petróleo s/2015	ktep	-	120	500
Reducción petróleo s/2015	%	-	4%	18%
Energías alternativas en transporte por carretera	%	4%	10%	25%
Energías renovables				
Nivel de aprovechamiento energías renovables	ktep	428	758	966
Incremento uso de renovables s/2015	%	-	77%	126%
Cuota renovables consumo final (incl.elec. imp.)	%	13%	17%	21%
Potencia instalada generación eléctrica	MW	422	878	1.440
Generación eléctrica				
Demanda eléctrica	GWh	16.249	16.395	16.570
Instalaciones cogeneración	%	15%	20%	21%
Generación eléctrica renovable	%	6%	13%	19%
Tasa autoabastecimiento eléctrico	%	35%	60%	66%
Contribución ambiental				
Reducción de GEIs energía s/tendencial	Mt CO ₂ /a	-	1,7	3,0
Reducción de GEIs energía s/2005	%	-	29%	35%
Indicadores económicos				
Inversiones en el periodo	M€	-	2.802	4.927
Aportación pública	M€	-	742	1.104
Aportación pública s/ inversión total	%	-	26%	22%

Fuente: EVE.

113.1. Comentarios acerca de la Estrategia Energética 2030.

Una primera aproximación a la Estrategia 2030 aprobada por el Gobierno Vasco nos lleva a considerar la imprudencia de lanzar una estrategia energética a tan solo 3 meses de unas elecciones para el Parlamento, y la demostración por el partido de gobierno de la escasa sensibilidad para atender, desde el acuerdo parlamentario entre las propias fuerzas sociales y políticas del País, un problema de tal magnitud y trascendencia. La ausencia de un debate abierto en el País, en línea con el modelo de Libro Verde y Libro Blanco, tan extendido en la propia Comisión y realizado recientemente en Alemania, supone un importante hándicap en la discusión necesaria sobre el modelo energético a seguir y la relación con el Estado y la UE en esta materia.

Lo mismo ocurrió con la Estrategia 2020, lanzada por el partido de gobierno del momento y de la que aún no se cuenta con una valoración oficial y pública sobre el grado de cumplimiento de los objetivos. Todo parece indicar que una estrategia inválida y oculta los resultados de otra estrategia.

Los ejemplos de países que cuentan con las políticas y estrategias energéticas responsables y con resultados muy avanzados, nos llevan a ver la necesidad de los acuerdos de País o de Estado, en sede parlamentaria, para afrontar los retos que conlleva el alcanzar una política energética sostenible. Entender este ejercicio en clave de partido es un error político que acabaremos sufriendo e induce a pensar en la posible existencia de determinados proteccionismos e intereses económicos y sectoriales que, de existir, descalificarían por sí mismos la Estrategia.

Una segunda aproximación tiene que ver con la ausencia en el título de la Estrategia del concepto de Sostenibilidad Energética. Es coherente con el alcance de la misma pues nadie puede valorar este proyecto de energía para el País Vasco como un proyecto o plan sostenible, a tenor de sus contenidos. La Estrategia Energética 2030 es continuista de la del 2020, insistiendo en ampararse en un fracasado modelo energético del Estado que no da respuesta a las necesidades para solventar la crítica situación energética del País Vasco.

El Gobierno ha realizado manifestaciones⁹⁶⁸ en el sentido de que la Estrategia 2016 - 2030 renuncia a utilizar el fracking, porque a día de hoy no hay seguridad de que esta tecnología sea respetuosa con el medioambiente. Pero no deja de ser significativo que el documento recoja las medidas ambientales necesarias para las explotaciones del gas shale.

CAPITULO IV. MODELO DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA PAIS VASCO.

114. Visión de la Situación Energética.

El análisis realizado aporta una visión de la situación energética en la que, como es natural, hay luces y sombras.

En general el sistema energético da respuesta a las necesidades del País con un alto índice de seguridad y calidad en el suministro energético, que se apoya en unas infraestructuras de transporte y distribución con un extenso mallado, bien diseñadas y mantenidas, en lo que sin duda ha sido y es fundamental la contribución de las instituciones, Gobierno Vasco, Diputaciones y Ayuntamientos y de las empresas del

⁹⁶⁸ *Deia*. 7 de julio de 2016. El Gobierno vasco renuncia al "fracking" en su estrategia energética 2016-2030. A día de hoy no hay garantías de que esta técnica sea respetuosa con el medioambiente" Consejera del Gobierno Vasco de Desarrollo y Competitividad.

sector en la garantía de acceso y mantenimiento con altos estándares de calidad y eficiencia.⁹⁶⁹

Las políticas o estrategias energéticas realizadas en épocas y gobiernos de distinto color político también han contribuido a una visión compartida social y políticamente, aspecto fundamental en la identificación de las necesidades como País, con la mirada puesta en las disposiciones y orientaciones de la Comisión Europea y del sector en los países que la integran. A ello se une la actividad empresarial en el sector de generación, transformación, equipamientos y componentes, etc. de una dimensión y efectos económicos muy importantes, sin olvidar el entramado de generación del conocimiento por medio de una red de Centros Tecnológicos, a la vanguardia de la tecnología.

Todo ello, a pesar de que las competencias asumidas en materia de energía son limitadas y que las leyes y reglamentos en esta materia son de ámbito estatal, lo que dificulta tener una propia Política de Sostenibilidad Energética que, en línea con el marco regulatorio europeo, permitiese avanzar en un modelo de energía sostenible más avanzado.

Aun reconociendo que el sistema energético en el País Vasco funciona bien, no se debe de olvidar que hay aspectos de visión estratégica a medio plazo que son necesarios impulsar, más aun si se piensa que los modos de vida actuales, y el consumo de combustibles fósiles, están generando efectos climáticos muy serios lo que lleva a la conclusión de que las políticas, estrategias, comportamientos y hábitos de la sociedad han de cambiar⁹⁷⁰.

La dependencia energética del País Vasco es una debilidad importante en un país con naturales y lógicas pretensiones a un mayor grado de autogobierno y que tiene una importante parte de su PIB proveniente de actividad industrial, lo que conlleva a elevados consumos per cápita a pesar de que su intensidad energética es reducida⁹⁷¹.

Recordemos que el mercado eléctrico es un mercado marginalista de todas las tecnologías, en el que el precio de la última casación de oferta para atender la demanda es el que marca el precio del mercado spot de todas la energías del periodo horario, precio muy superior a los costos de generación con márgenes razonables de

⁹⁶⁹ ELOLA, A., PARRILLI, M. D., & RABELLOTTI, R. (2013). "The resilience of clusters in the context of increasing globalization: The Basque wind energy value chain". *European Planning Studies*, 21(7), 989-1006.

⁹⁷⁰ PELEGRY, A y COLAB. (2013), "La transformación del sector energético del País Vasco. Aspectos relativos a la competitividad" *Cuadernos 2013/1 Orkestra*.

⁹⁷¹ WORRELL, E., y colab. (1997), "Energy intensity in the iron and steel industry: a comparison of physical and economic indicators". *Energy Policy*, 25(7), 727-744.

las tecnologías nuclear e hidráulica, que aunque entran intencionadamente con precios bajos al mercado para asegurar su participación en él, se benefician de un mercado, del que con frecuencia se cuestiona su transparencia.

Esta dependencia energética del mercado eléctrico español traslada al consumidor unos precios de mercado de energía elevados, así como unos costos regulados que engloban un numeroso catálogo de conceptos que en conjunto hace que el precio final de la electricidad sea muy elevado, más aún para los consumidores domésticos y la pequeña empresa, que pueden tener efectos en la competitividad de las exportaciones. Todo ello sin posibilidad de acudir a otros mercados energéticos debido a lo limitado de las interconexiones con Europa, ni aprovechar al máximo la capacidad instalada de generación eléctrica ya que, como hemos visto, la producción de los tres ciclos combinados en el País Vasco han tenido una tasa de ocupación del 17%.⁹⁷²

Un sector altamente consumidor de energía, como es el de transporte, y generador de emisiones de efectos atmosféricos y climáticos, no parece que vaya a evolucionar de forma natural, sin mayores incentivos hacia el uso de biocombustibles o vehículos eléctricos, por cuanto la requerida tendencia de participación de la electricidad en el transporte no solo apunta al alza sino más bien a una reducción.

En estas circunstancias, cabría pensar que el País Vasco se ha acomodado a la situación y convive con ella, en un campo como en el energético en el que las cosas funcionan relativamente bien, y en momentos poco propicios a debates de esta naturaleza, ya que muchos esfuerzos se aplican en acciones de carácter político en otros asuntos, ante un Estado en constante evolución hacia la inseguridad jurídica y el centralismo. En el Capítulo II se han analizado las competencias del Estatuto de Autonomía y del País Vasco, así como la Ley del Sector Eléctrico de 2013, para entender mejor cuáles son los grados de libertad que el Gobierno Vasco podría alcanzar en el ejercicio de sus competencias y atender a las necesidades energéticas y medioambientales y a la reducción del costo de la energía.

115. Cambio de Modelo Energético

Las sucesivas estrategias energéticas en el País Vasco han tenido un cierto carácter continuista, tributarias de un modelo energético a escala estatal muy centralizado, con el cual el País Vasco ha convivido en armonía, y con actuaciones significativas en términos de generación de electricidad con tecnologías de ciclos combinados de gas, cogeneración, planta de gasificación, etc.

⁹⁷² AROCENA, P., & DÍAZ, A. (2014), "Los costes de la energía en la industria del País Vasco". *Boletín de Estudios Económicos*, 69(212), 357.

Es por ese continuismo que, a pesar del proceso de liberalización de 1997 y de la creación del mercado único en la UE, el País Vasco sigue siendo tan dependiente de las infraestructuras estatales de transporte, de los organismos regulatorios y de operación de mercado y de la existencia de un reducido número de empresas eléctricas y gasistas que en la práctica configuran y operan con un cierto carácter oligopólico, ejerciendo un importante influencia sobre los gestores políticos, también en el País Vasco.

El País Vasco, como cualquier región de la UE, tiene retos energéticos inminentes de carácter estratégico que han de configurarse por medio de una propia “política de sostenibilidad energética” mediante un modelo energético que tenga como objetivos:

- Análisis estratégico y uso de las competencias del Gobierno Vasco.
- Aumentar el grado de independencia energética que permita una reducción de los costos y precios de la energía para hacer competitivas sus exportaciones.
- Disminución drásticamente las emisiones de GHG mediante la mayor participación en la generación a partir de fuentes de energías renovables combinado con sistemas de acumulación de energía.

Es significativo que la Dirección de Energía, Minas y Administración Industrial, dependiente de la Consejería de Desarrollo y Competitividad del Gobierno Vasco, en el marco de las competencias, funciones y responsabilidades descritas, asuma en materia de energía roles que conllevan una importante carga hacia los aspectos administrativos de menor nivel, más que a los aspectos de planteamiento y desarrollo de una Política de Sostenibilidad Energética propia. La situación energética y el cambio climático han de obligar, en un futuro inmediato, a una mayor implicación del Gobierno Vasco, con mayor nivel político, creando un departamento que se ocupe tanto de la Política Energética Sostenible como del Medio Ambiente, órgano ejecutivo cada vez más presente en gobiernos estatales y regionales europeos.

Hoy esta importante función de definición de una Política Energética Sostenible del Gobierno del País Vasco, descansa en el Ente Vasco de la Energía, EVE Agencia Energética del País Vasco, que tiene como misión⁹⁷³, “proponer las Estrategias Energéticas de Euskadi, bajo los criterios de garantía de suministro, competitividad en costes, sostenibilidad y desarrollo tecnológico y participar activamente en su desarrollo y contribuir a la consecución de los objetivos definidos en las mismas”. Se confunde así la responsabilidad de Gobierno de hacer política, política energética, con la de una

⁹⁷³ El EVE es un organismo en cuyo Consejo de Administración participan altos representantes de empresas privadas del mundo de la energía, fondos de inversión, etc., lo que no parece ser la mejor carta de presentación para un ente público que ha de proponer estrategias energéticas al propio Gobierno. La participación de EVE en el capital de un importante número de Sociedades privadas, aún dentro de la naturaleza de las agencias energéticas, es otro elemento de distorsión de la función estratégica que el Gobierno ha depositado en el EVE.

Agencia Energética que por su propia naturaleza tiene un papel órgano auxiliar del ejecutivo para el impulso de las Políticas de Gobierno⁹⁷⁴.

116. Ejes principales de un nuevo modelo.

Tras el análisis de las Políticas Energéticas de la UE, Dinamarca y España, considero que el País Vasco tiene el potencial social, económico y tecnológico para abordar una buena parte de las sugerencias que planteo en este ejercicio:

116.1. Mecanismo de operación de la oferta y la demanda.

Creación de una Bolsa de Energía del País Vasco, empresa de capital público privado. El objeto de esta Bolsa de Energía, que está dentro de las capacidades del Estatuto del País Vasco, es:

- Asegurar unos precios de energía eléctrica competitivos con los precios europeos.
- Evitar los extracostos del mercado eléctrico de España y reducir los costos regulados del sistema eléctrico español.
- Potenciar la figura de Consumidores Directos que operan en contratos con la Bolsa de Energía.
- Potenciar la generación distribuida.

⁹⁷⁴ Hubo un hecho muy comentado, en relación con las ayudas estatales en el País Vasco, recogido en el libro "EU State Aids" de L. HANCHER, T OTTERVANGER Y P.J.SLOT en 2012, que traduzco y recojo seguidamente.

El artículo 107.3 del TFUE contempla ayudas compatibles con el mercado interior para el desarrollo económico de áreas en las que el estándar de vida es anormalmente bajo, o en caso en los que haya un grave desempleo. Los criterios aplicados por la Comisión para estas ayudas se simplificaron en 2006 quedando como excepción el sector de la energía. La práctica establecida por la Comisión es que las ayudas deben beneficiar a todas las firmas del sector concernido, en oposición a las ayudas individuales *ad hoc* a una sola firma. Por ejemplo la ayuda a un productor de energía para la construcción de una nueva planta en una región no es compatible con el artículo 107.3 del TFUE. Una planta de generación propiciada por un municipio puede recibir ayudas de Estado.

Las autoridades vascas promovieron el proyecto de construcción de una Planta de Ciclo Combinado y un Planta de Regasificación próximas a Bilbao. El proyecto no era acreedor a ningún esquema de ayuda regional autorizado por la Comisión puesto que el proyecto fue liderado por un consorcio de grandes productores de energía. La ayuda para la Planta de Ciclo Combinado del Gobierno de España consistió en una subvención, a fondo perdido, del 7,5% y la Planta de Regasificación tuvo una subvención del 9,5%, también a fondo perdido.

La Comisión tuvo dudas de la compatibilidad de estas ayudas del Estado al no distinguir con claridad si las ayudas eran *ad hoc*, o no, puesto que el mercado eléctrico en España no parecía estar en recesión. El Gobierno de España defendió las ayudas argumentando que eran de importancia estratégica en relación con la Política Energética del País Vasco, puesto que se garantizaba el suministro de electricidad y gas natural en la región y con ello se contribuía a la reducción del costo del transporte, en una región en la que tan solo el 20% del consumo era de producción propia. Pero la autosuficiencia en un mercado en recesión suministro de electricidad no estaba dentro de los objetivos listados y además la demanda de energía en España solo creció marginalmente. Pero tras algunos ajustes y categorías del gasto elegible para introducirla solicitud en línea con las ayudas regionales, la Comisión aprobó las ayudas.

- La posible operación de esta Bolsa de Energía del País Vasco es:
 - La compra de energía eléctrica a los generadores instalados en el País Vasco y a generadores europeos generadores y mercados europeos y españoles con precios referenciados y márgenes de rentabilidad bajo la modalidad de costos auditados por tecnologías.
 - La venta de energía directa a los distribuidores de la energía eléctrica para su suministro a consumidores.

116.2. Generación.

- Impulso a las Instalaciones de Generación para el suministro en el País Vasco en un mix energético que se inicie con la máxima utilización de los ciclos combinados de gas instalados en el País, aportando energía de base y una progresiva migración a tecnologías renovables, cogeneración de biomasa, eólica terrestre, fotovoltaica y bio combustibles.
- Implantación del concepto de Generación Distribuida Interconectada⁹⁷⁵, con plantas de generación de electricidad a escala comarcal o municipal utilizando tecnologías eficientes y poco contaminantes.

116.3. Plan de desarrollo de Energías Renovables.

El desarrollo de las energías renovables tendría que pasar por:

- La confección de un mapa de recursos renovables⁹⁷⁶ con un nivel de escala y detalle que permita una evaluación del potencial de energía eléctrica y biomasa para cogeneración y biocombustibles.
- El uso de tecnologías de eficiencia ya demostrada en cuya aplicación los centros tecnológicos actúen como soporte de las empresas promotoras e instaladoras para una mayor eficiencia de los sistemas.
- Impulso a la inversión en instalaciones de generación eólica y fotovoltaica⁹⁷⁷. Las nuevas tecnologías eólicas para vientos reducidos y los bajos costos de la tecnología fotovoltaica (inferiores a 0,4 €/wp) ofrecen nuevas oportunidades de desarrollo de energías renovables.
- La consideración por las autoridades energéticas del país de la utilización de sistemas de energías renovables de uso colectivo en edificios y viviendas,

⁹⁷⁵ RIOS, I. G. (2014). “La incipiente regulación del autoconsumo de energía eléctrica: implicaciones energéticas, ambientales y urbanísticas”. *Revista Vasca de Administración Pública. Herri-Ardularitzako Euskal Aldizkaria*, (99), 69.

⁹⁷⁶ IRENA, Agencia Internacional de la Energía, publica un mapa eólico de Europa, África y América, realizado por CENER, con lecturas de 5 km., en el que se puede observar que hay un recurso eólico de vientos entre 5 y 6 m/seg en una importante superficie del País Vasco.

⁹⁷⁷ En un estudio financiero realizado sobre la rentabilidad de las inversiones en el País Vasco con recursos eólicos de 80 w/m² y solares de 1.450 h se obtiene una rentabilidad al equity (70%) de 10-12% a 15 años si se apoya con desgravación fiscal al impuesto de sociedades durante 4-6 años

sistemas de calefacción con biomasa, en combinación con energías convencionales y conexión a la red.

- Desarrollo de sistemas de acumulación de energía a gran escala. Viabilidad ambiental y social de los sistemas de acumulación hidráulica mediante embalses en altura y turbinada de agua por energías renovables. Modelo de acumulación de energía isla El Hierro. Acumulación de energía como hitano o biobutano en el almacén de gas Gaviota de Bermeo.
- Instalación, por medio de un programa marco de biocombustibles, de una primera planta de biocombustibles de segunda generación a partir de biomasa por gasificación y síntesis de Fischer Tropsch.
- La instalación de sistemas de descarbonización para obtención de metano renovable e hitano.

116.4. Transporte de Energía y Distribución.

- Utilización de la red de transporte y distribución existentes mediante pagos negociados de los peajes para el transporte de electricidad que no participa en el mercado eléctrico nacional.
- Acuerdo con REE para el uso de la red de transporte con pagos de peajes. Si el acuerdo no se alcanzase la solución pasaría por licitar la construcción de una nueva red de transporte en el ámbito competencial del País Vasco en la modalidad público privada IPP.

116.5. Distribución y Comercialización

- Por las empresas de comercialización existentes propiciando la creación de nuevos operadores en la escala de la generación distribuida.

En los tres Territorios Históricos, las medidas fiscales de que inciden en el medio ambiente, contemplan deducciones en las inversiones en activos nuevos, equipos definidos en el Listado Vasco de Energías Limpias, y dentro del ámbito del desarrollo sostenible y de la protección y mejora del medio ambiente, entre los que se encuentran las inversiones en Transporte y Movilidad y el empleo de Energías Renovables y la Eficiencia Energética. Las deducciones en el Impuesto de Sociedades pueden alcanzar hasta un 30% del importe de la inversión⁹⁷⁸.

En el impuesto de las entidades locales en los Bienes Inmuebles de características especiales, destinados a la producción de energía eléctrica (térmicas, eólicas, fotovoltaicas, etc.) y a las presas y saltos de agua y embalses, se contempla en territorio alavés la deducción de hasta el 90% de la cuota íntegra. En los territorios

⁹⁷⁸ MERINO, I. (2012), "La fiscalidad medioambiental en el País Vasco", y RODRIGUEZ MUÑOZ, J.M. (2012) " Los impuestos autonómicos sobre la energía eólica" , en CHICO DE LA CAMARA, P. y RUIZ GARIJO, M. (2012) La Fiscalidad Ambiental: Problemas Actuales y Soluciones, Thomson, Civitas, Madrid

vizcaino y guipuzcoano los Ayuntamientos puede contemplar con respecto al tipo normal del 0,6% un tipo reducido del 0,4%. En materia de imposición a las Actividades Económicas, al igual que en territorio común, se contempla una bonificación de hasta el 50% de las cuotas de los sujetos pasivos que tributen por cuota municipal y que utilicen o produzcan energía por instalaciones contempladas en el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Sin duda, nuevos y más amplios incentivos fiscales pueden permitir la realización de inversiones en energías renovables, con una rentabilidad razonable, contribuyendo eficientemente al desarrollo energético sostenible en el País Vasco.

117. Objetivos de una Política de Sostenibilidad Energética.

Es muy frecuente en materia energética definir objetivos en un escenario temporal sin tener previamente la formulación de una visión a más largo plazo de que es lo que se considera que un país o un estado debe de alcanzar en términos de sostenibilidad energética, más aún cuando padecemos un cambio climático que requiere de importantes medidas de contención y remediación, que finalmente ya ha sido entendido y admitido por todos los Estados.

Un ejemplo elocuente de lo que comento es Alemania, una nación a la que en muchos temas se pone como ejemplo. Como se ha desarrollado en la Parte III, Alemania ha definido mediante la visión Energy Concept 2050 los objetivos y las grandes líneas de actuación para alcanzar una situación de sostenibilidad energética en 2050, surgidas de una valoración realista de la situación y elaborada con el impulso institucional y procesos de participación y debates de numerosos organismos, agencia y centros de investigación, así como de la propia sociedad alemana.

Considero necesario que en el País Vasco, al menos en materia de energía, se haga un debate similar, una visión a largo plazo de que se quiere ser y a donde se quiere llegar. Es lo que podríamos llamar un Pacto de País. Y a partir de ahí definir los hitos y objetivos temporales para alcanzar el objetivo final. En el País Vasco se han realizado 4 ejercicios de Estrategia Energética en los últimos 20 años, 2000, 2005, 2010 y 2020, (esta última con una ampliación al 2030), con mirada al corto plazo sin formular una visión a largo plazo que permita ver un objetivo final.

Además, la propia UE en su Hoja de Ruta de la Energía en 2050 ya plantea tres hitos temporales con objetivos específicos en cada uno de ellos.

Objetivos para 2020.

- reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, como mínimo, respecto a los niveles de 1990.

- obtener un 20% de la energía a partir de fuentes renovables.
- mejorar la eficiencia energética en un 20%.

Objetivos para 2030.

- 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- al menos 27% de energías renovables.
- aumento de la eficiencia energética en un 27-30%.
- 15% de interconexión eléctrica (es decir, el 15% de la electricidad generada en la UE debe poder transportarse a otros Estados miembros).

Objetivo para 2050.

- 80-95% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.

CAPITULO V. CONCLUSIONES POLITICA ENERGETICA PAIS VASCO.

Creo oportuno reproducir en este Capítulo lo que se ha recogido en el Tema III, Política Energética en Alemania, en cuanto a los objetivos de Energy Concept 2050, porque considero que sirve también de modelo para dar respuesta a una situación global que, como tal, nos afecta a todos por igual. Además hay una coincidencia en la situación por cuanto Alemania, que ha puesto en marcha un programa de cierre de centrales nucleares, ha entendido que su mix energético se ha de apoyar fundamentalmente en las energías renovables en una región climática en la que salvo el viento en el mar, los recursos eólicos en tierra y solares no son extraordinarios.

Los objetivos cuantitativos del Gobierno Federal de Alemania para la visión Energy Concept 2050, son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40 % para 2020, y por lo menos el 80 % en 2050 según lo acordado por las naciones industrializadas.
- Desarrollar las energías renovables para convertirse en el pilar del suministro energético. El objetivo es aumentar su participación en el consumo final bruto de energía de aproximadamente un 10 % en 2010 al 60% en 2050. La cuota de las energías renovables en el suministro de electricidad ha de alcanzar un mínimo del 80 % en 2050.
- Reducir el consumo de energía en el largo plazo. En comparación con los niveles del año 2008 se plantea una reducción del consumo de energía primaria en 2050 de un 50%, lo que supone un aumento anual del 2,1 % en la productividad de la energía en relación con el consumo de energía final.
- El consumo de electricidad debe de ser en 2020 un 10% inferior al del 2008 y un 25% inferior en 2050. El consumo final de energía en el sector del

transporte se va a reducir en un 40 % para 2050 en comparación con los niveles de 2005.

- Incrementar la tasa anual de reacondicionamiento energético de los edificios del 1% al 2%

A estos objetivos se unieron los objetivos del desarrollo tecnológico necesario, que posteriormente formaron parte del 6º Programa Marco Alemán de Investigación en Energía. (Ver Política Energética Alemania Capitulo III punto1.5).

Tengo la apreciación de que se está muy lejos aún de definir en el País Vasco una propia Política Energética Sostenible y por tanto lejos también de llegar a impulsar un ejercicio similar al de Alemania que permita alcanzar los objetivos 2050 de la Unión Europea. Pero el estar lejos no significa que sea imposible llegar.

El País Vasco, que siempre se ha caracterizado por tener un gran dinamismo social y empresarial, y una visión avanzada de las tendencias como resultado de una constante mirada hacia los países más desarrollados, ha convivido con el *statu quo* en materia de energía de una manera, cuando menos, sorprendente. Es cierto que se ha hecho que el sistema energético garantice el suministro en todo momento, que las infraestructuras estén bien diseñadas y mantenidas. Nos sentimos confortablemente instalados en él y con un elevado grado de autosatisfacción de los consumidores, los políticos, autoridades en general. No parece ser por tanto objeto de debate social.

Hemos visto que el marco competencial del País Vasco tiene serias limitaciones impuestas por la legislación y normativas estatales, a lo que se unen aspectos de interpretación jurídica de las capacidades de actuación. Pero lo cierto es que las competencias reconocidas no están siendo aplicadas para el desarrollo de un modelo más eficiente y sostenible.

A diferencia de otros países que tienen articulado un modelo energético sostenible, que significa tanto como decir confiable, transparente y justo, el modelo energético prevalente del País Vasco está asentado en el modelo español que se diseñó en tiempos del desarrollismo, cuya expresión más inconsciente fue el proyecto de una Costa Vasca Nuclear (bendecida por muchos que ahora rechazan la energía nuclear), modelo que se ha consolidado en los cuarenta años de democracia y pervive tras el proceso de liberalización del sistema energético en 1997.

Tanto la Política Energética, como los organismos regulatorios, la operación del mercado eléctrico y de gas, las infraestructuras de transporte, etc. se sustentan en competencias y entidades estatales. Y los efectos y defectos de esta organización estatal del sistema energético están aflorando en un mercado de electricidad y gas que todos los especialistas consideran como ineficaz, con unos costos regulados que

conlleven a unos precios de energía insostenibles, con un cambio de legislación que ha abortado el desarrollo de las energías renovables, paradójicamente en un Estado que sufre, junto con Malta, ser el de mayor dependencia energética de la UE.

Pero la Política Energética del Estado hace al País Vasco cada vez más vulnerable en el desarrollo de su economía y bienestar, con elevados precios de la energía consecuencia de los propios desajustes regulatorios del Estado. Este aspecto de los precios se ve agravado por la práctica imposibilidad de acercarse a otros mercados energéticos y de no poder decidir cuándo y cómo operar la capacidad instalada de generación, etc. A ello se une la dificultad regulatoria de poder desarrollar un sistema de generación soportado en fuentes renovables con precios inferiores a los de generación por otras tecnologías. Tenemos por tanto un modelo energético que es claramente mejorable desde la óptica de un país que aspira a su autogobierno y que está bien considerado en la política, la economía y los mercados por la Unión Europea y sus Estados miembros.

Esta visión general es también compartida por el Comité de las Regiones de la UE (CDR), cuya posición en el paquete de la Unión Europea de la Energía, aprobado en Febrero de 2015, señala que *“tanto productores y consumidores de energía, como las autoridades locales y regionales son cruciales para ayudar a la creación de una Unión Europea de la Energía. Su plena participación es esencial para el éxito de este proyecto, algo que debe reflejarse a través de su participación en las autoridades reguladoras de la energía a nivel nacional y europeo”*.

Según el ponente del CDR Pascal Mangin (FR/PPE), miembro del Consejo Regional de Alsacia, *“La Unión de Energía es una tremenda oportunidad para reformar la política energética a nivel europeo. Al tomar en cuenta la participación de las autoridades y los operadores locales y regionales y de los poderes de los Estados miembros, la UE tiene como objetivo ofrecer energía a precios competitivos a nuestros conciudadanos y empresas, al tiempo que hacer una Unión Europea menos dependiente de los combustibles fósiles. El Comité de las Regiones tiene la intención de participar plenamente en este trabajo a través de la experiencia y capacidad de acción de las autoridades a los que representa”*

Una de las principales acciones del CDR en esta materia es *“Comprometer a los gobiernos locales para asegurar que la dimensión territorial se incorpora en la futura Unión de Energía. El CDR pide tener representación en la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y participar en los trabajos del Foro Infraestructura Energética de próxima creación por la Comisión”*

Y como conclusión, en lo que afecta al País Vasco, considero que el desarrollo de un nuevo modelo energético como el planteado, conferiría al País más capacidad para

gestionar la oferta y la demanda, reducir la dependencia energética, poder participar en la compraventa de energía en mercados europeos, conseguir una reducción de los precios de la energía, emprender acciones más eficaces de eficiencia energética en edificios y movilidad, desarrollar una mayor participación de las energías renovables y la acumulación de la energía con la consiguiente reducción de gases de efecto invernadero. Todo ello con una participación activa de los centros tecnológicos en la puesta en práctica de los conocimientos adquiridos en línea con los postulados tecnológicos de una Política Energética Sostenible del País Vasco. Y además estar activamente presente en los organismos europeos con un modelo energético inspirado en el concepto de la generación distribuida a escala regional.

CONCLUSIONES FINALES.

La hipótesis de partida en esta Tesis Doctoral es considerar que la Política Energética de la Unión Europea es el instrumento adecuado para alcanzar la Sostenibilidad Energética en la Unión Europea en 2050. En estas conclusiones extracto lo más significativo de la Política Energética de la Unión y de las Políticas Nacionales al respecto. En las cuatro Partes estudiadas se ha terminado con una conclusión de la Política Energética de la Unión Europea y su aplicación en cada uno de los tres Estados Miembros analizados.

Para valorar la adecuación, efectividad y aplicabilidad de la Política Energética de la UE en términos de sostenibilidad energética he considerado tomar como referencia, a Dinamarca, Alemania y España, países que antes comenzaron el proceso de cambio de modelo energético y que mayor actividad han tenido en la adaptación del marco de la política energética de la UE a sus propias políticas nacionales.

Me ha parecido interesante completar la visión de la Política Energética en el ámbito comunitario y estatal, haciendo una extensión al ámbito regional del País Vasco, integrante de la Euro Región Aquitania, País Vasco y Navarra, con un importante desarrollo industrial y tecnológico pero con una total dependencia energética y regulatoria del Estado español, y que puede servir como una aproximación de referencia del modelo de aplicación de la Política Europea, a través de las Políticas Nacionales, en el ámbito de las Regiones Europeas.

(1) Sostenibilidad Energética. Se entiende por sostenibilidad energética aquella situación regulatoria, ambiental, social y tecnológica, que contribuye a la seguridad de suministro de con menor dependencia de otras regiones, a la transformación de energía primaria en secundaria sin generación de emisiones contaminantes, y a su uso eficiente. Todo ello dentro de unos costos razonables que permitan precios que no lastren la competitividad ni graviten sobre las capas más débiles y desfavorecidas de la sociedad. Las energías renovables juegan un papel primordial en un modelo orientado hacia la sostenibilidad energética al utilizar recursos naturales como fuente de energía primaria.

Lejos de todo catastrofismo, el modelo energético que vivimos es causante del cambio climático, la mayor amenaza mundial que hayamos vivido en muchos milenios. Percibimos ya sus efectos en el clima, a veces con manifestaciones trágicas, pronosticándose científicamente –a corto y medio plazo– graves alteraciones climáticas que afectarán a nuestra civilización y cultura, con más intensidad en el hemisferio norte. Sin duda la mayor contribución de un modelo de energía sostenible reside en la disminución, o al menos contención, de los efectos de los gases de efecto en el calentamiento global y sus efectos en el cambio climático.

Pese a lo evidente del argumento, es muy frecuente que los análisis sobre la sostenibilidad del sistema se hagan con la mirada puesta en las claves económicas y políticas de la supervivencia de un modelo energético que nos ha inducido y conducido a un elevado consumo de una energía accesible y fácil de transportar y almacenar. No es infrecuente que cuando se habla del papel de las energías renovables en la lucha contra el cambio climático se aluda, como réplica, al encarecimiento de los precios de la energía. Pero se olvidan los patentes efectos del cambio climático. Un ejemplo, y no único, es el de los huracanes Katrina, Rita y Wilma, cuya mayor intensidad es considerada por los meteorólogos como un efecto del cambio climático, y que provocaron cerca de 2.000 muertos y pérdidas de más de 240.000 millones de dólares.

Una visión cortoplacista, que quiere ignorar, y hacer ignorar, la realidad de la situación en que vivimos, y que siempre pivota en la defensa de los intereses económicos y geoestratégicos de las grandes corporaciones multinacionales y en consecuencia en el mantenimiento del modelo energético existente, nada sostenible.

Junto a estos intereses, o quizás por ellos, vemos que no todos los países con economías desarrolladas y un alto grado de industrialización tienen incorporadas estrategias orientadas hacia la sostenibilidad energética y la lucha contra el cambio climático. La mayoría, sin embargo, son firmantes de los acuerdos internacionales cuya aplicación por los gobiernos de turno se ralentiza o se incumple.

(2) La Política Energética de la UE en los Tratados. La inclusión de la energía en los Tratados, como política común general (no solo limitada a la CECA y a EURATOM) ha sido una constante preocupación de la Comisión Europea. En el Tratado de Roma, hace 60 años, Tratado por el que se constituyó la Comunidad Económica Europea, no se hizo mención explícita a la energía, a pesar de que el proyecto europeo buscaba un progresivo acercamiento de las economías de los firmantes, eliminando las barreras comerciales, creando la política agraria común y estableciendo la libre circulación de personas, bienes y servicios y capitales. La energía, un elemento transversal en la economía y en el bienestar de los ciudadanos no formó parte directa, al menos explícitamente, del TCEE.

La reforma del Tratado CEE operada por el Acta Única Europea de 1986, contempla la conservación del medioambiente, la utilización racional de los recursos naturales e impulsa el desarrollo tecnológico. Pero aquí tampoco se hizo mención expresa a la situación en energía, olvidando el informe Spinelli aprobado por el Parlamento y la declaración de Stuttgart, que consideraron que la energía era un aspecto fundamental en la economía de la Comunidad. Otro tanto sucedió en el Tratado de Maastricht de 1992.

Sin embargo, el fallido Tratado Constitucional y el Tratado de Lisboa dieron paso a un concepto más integrador de las acciones y las necesidades en materia de energía primaria para la generación, consumo de energía y emisiones de CO₂. Y en consecuencia, todas las estrategias desde el año 2004 y la Hoja de Ruta de la Energía 2050, están presididas por la visión de la necesidad de un nuevo modelo energético sostenible, en el que las energías renovables tuvieran un papel fundamental, en el que las emisiones de CO₂ se redujesen o se eliminasen, en el que los precios de la energía no afectase en las balanzas comerciales, etc. Un nuevo modelo que adicionalmente fuera capaz de superar el cambio climático.

Con anterioridad a la reforma lisboeta, la actuación normativa de las instituciones de la Unión en materia energética se basaba en diversas disposiciones del TCE (las relativas a la aproximación de legislaciones que tienen por objeto la instauración y funcionamiento del mercado interior; la referente a las redes transeuropeas; las relacionadas con la coordinación de los Estados miembros en materia de investigación y desarrollo; o de la política común en materia medioambiental). Ahora, con la reforma de Lisboa, se introduce novedosamente una base jurídica única en materia energética (art.194 TFUE) habiendo clasificado la misma como competencia compartida (art.4.2.i del TFUE). Tal base jurídica prevé que la Política Energética tendrá por finalidad el garantizar el funcionamiento del mercado de la energía, la seguridad de suministro, fomentar la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables y, por último, fomentar la interconexión de las redes energéticas. Las medidas para alcanzar estos objetivos deben de ser propuestas por el Parlamento Europeo y el Consejo, previa consulta al Comité de las Regiones y al Comité Económico y Social, no afectando al derecho de los Estados miembros (reserva o contención estatal) en la determinación de las condiciones de explotación, la selección de fuentes de energía y la estructura de abastecimiento.

(3) Estructuración de la Política Energética de la UE. La Unión Europea lidera el desafío hacia un nuevo modelo energético, moviéndose sin duda por su mayor sensibilidad hacia los efectos ya percibidos y futuros del cambio climático; pero también viendo en este nuevo modelo energético una oportunidad de disminuir el grado de dependencia energética del exterior, y de favorecer el potencial económico del desarrollo tecnológico e industrial de las nuevas tecnologías necesarias.

En los tres periodos analizados de la evolución y adaptación de las estrategias y del marco regulatorio y normativo de la UE, hemos podido observar la visión y rigor de los responsables de la Comisión, así como de los miembros del Parlamento y del Consejo, en la elaboración de la Política Energética del UE; un marco normativo y regulatorio fruto de una visión estratégica adelantada a su tiempo, en pos de la sostenibilidad energética. No por ello se puede decir que todos los Estados miembros apoyasen sin fisuras la visión estratégica en energía de la Comisaría de Energía. Los

desencuentros han sido frecuentes, aunque, hacia la opinión pública, se trasladase por la Unión una imagen de coincidencia y aceptación de los planteamientos.

El marco estratégico y regulatorio desarrollado por la Unión Europea no solamente contempla actuaciones reactivas, sino que en su mayoría se trata de un conjunto de estrategias de gran impacto, anticipándose a situaciones que en muchos casos se consideraban como escenarios imaginarios, y que han servido para dar perspectiva y solución a situaciones energéticas complejas. La metodología utilizada por la Comisión para obtener las opiniones y valoraciones de los distintos agentes concernidos por la energía y sus manifestaciones, así como los análisis e informes de seguimiento de las distintas estrategias, son ejemplos de una buena gestión política rara vez adoptados por los Estados miembros.

En el primer periodo, la preocupación de la CECA y de la CEE por la garantía del suministro de energía propició la necesaria definición y puesta en marcha de una política energética proyectada al año 1985, cuyos objetivos fueron planteados a finales de 1974 en el documento de comunicación de la Comisión al Consejo *"Community Energy Policy Objectives for 1985"*. En él se contemplaron medidas en el suministro y demanda de energía con un importante desarrollo de la energía nuclear y de las energías convencionales, que fueron acompañadas de un plan de investigación y desarrollo en estas materias. Se comienza a extender la necesidad de una acción complementaria de reducción del consumo, lo que dio lugar al Programa de Uso Racional de la Energía.

Las crisis del petróleo agudizaron los problemas existentes, conscientes de que las importaciones del petróleo alcanzaban ya un 55% del total de energía primaria, por lo que la CEE propuso la necesidad de una estrategia energética, manteniendo el modelo existente de energía primaria fósil, aunque insistiendo en la necesidad del uso eficiente de la energía y la investigación. El comienzo del interés por las energías renovables surge con los programas de Investigación y Desarrollo de Energía de 1975 y 1979, en los que se contemplaron las líneas de investigación en estas energías, programas que tuvieron continuidad en las sucesivas ediciones. No es hasta el Tercer Programa Marco 1990-1994 cuando se consolida el desarrollo de estas energías (renovables, eólica, solar, marítima y pequeña hidráulica). Este paso coincide con la finalización de la esperanza nuclear y de su expansión como seguridad de abastecimiento.

En lo que denomino segundo periodo, que se inicia con el Tratado de Maastricht, se asume la necesidad de medidas en energía, de la conservación del medioambiente y el control de emisiones de CO₂. Toma carta de naturaleza el fenómeno del Cambio Climático, con efectos predecibles científicamente y, en consecuencia, se regulan las emisiones de CO₂, se refuerzan los planes de eficiencia energética y entran en vigor

los planes tecnológicos *Thermie*, *Save* y *Altener I*, que abarcaban un conjunto de acciones y medidas para obtener una mayor participación de las energías renovables en el mix de generación.

A partir de 1995, el desarrollo de las energías renovables es constante, viéndose apoyado por las iniciativas políticas de retribución especial a la energía eléctrica generada, en un marco en el que la eficiencia energética contribuye a un menor consumo y a una reducción de las emisiones de CO₂.

La Política Energética de la Unión Europea se implementa a través de los mecanismos habituales, por medio de los tipos de actos normativos que forman parte del derecho derivado (reglamento, directiva y decisión), así como a través de otros actos no jurídicamente vinculantes pero que tienen su incidencia y pueden llegar a tener efectos jurídicos (recomendaciones, dictámenes, comunicaciones, estrategias, planes, Libros Verdes, Libros Blancos, etc; un conjunto de instrumentos conocido como *soft law*).

Cada Estado miembro desarrolla su política nacional y establece sus objetivos alineados con las normas y objetivos generales de la Unión Europea en materia energética tales como planes de eficiencia energética, emisiones, asignación de energías renovables, programas de investigación, etc.

Pero aun existiendo en la práctica un inteligente equilibrio entre una ley de superior rango (derecho originario) y las leyes secundarias (derecho derivado), subyace en el tema energético la cuestión de soberanía de los Estados miembros en una materia compartida como es la energía, ante cuya ostentación la Comisión, y la Unión en su conjunto se encuentran en debilidad porque estrategias generales a nivel europeo de gran impacto y trascendencia se ven, con frecuencia, frenadas en su aplicación por los propios Estados miembros. La Comisión Europea tiene mecanismos de vigilancia del grado de cumplimiento de la legislación comunitaria, emite informes periódicos y sanciona económicamente a los Estados que no cumplan con ellas. Pero esto, en muchas ocasiones, no hace mella en los Estados miembros que pueden dar la vuelta a los argumentos expresados con resistencias y justificaciones en las que, con frecuencia, subyace el concepto soberanía de los Estados. Por otro lado, la posibilidad de la denuncia de la Comisión a un Estado ante el Tribunal de la Unión Europea es un camino que nadie quiera utilizar de una forma recurrente.

(4) Hoja de ruta 2050. En 2010, la Comisión Europea envió al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, la Comunicación titulada “Hoja de Ruta de la Energía 2050”, justificando la necesidad de aportar una visión de la energía en el 2050 en cuanto a seguridad de abastecimiento y competitividad, teniendo en cuenta los compromisos medioambientales en relación con las emisiones de GHG de reducción de un 40% en 2050. La Comunicación hace

mención a la necesidad de un mercado interior que permita aumentar la seguridad en el suministro de energía y obtener costos más bajos en comparación con los de los mercados nacionales y en especial por el uso eficiente de las energías renovables que podría alcanzar hasta un 25% de reducción de costos.

Para alcanzar los objetivos, la demanda de energía primaria debe descender en una franja entre el 16 % y el 20 % para el año 2030 y entre el 32 % y el 41 % en el 2050, con medidas de eficiencia energética y disociando el crecimiento económico del consumo de energía. Además se considera una reducción de la dependencia energética de hasta un 35%-45%.

(5) Estrategias Energéticas 2020 y 2030. La Política Energética Europea de 2007 tuvo como objetivos centrales la seguridad del abastecimiento, competitividad y sostenibilidad. La Estrategia Energía 2020 incidía en los objetivos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%, aumentar la participación de las energías renovables en el mix hasta un 20%, y mejorar la eficiencia energética en un 20%. La Estrategia de Energía 2020 se centró en conseguir una Europa eficiente desde el punto de vista energético, construir un verdadero mercado paneuropeo integrado de la energía, potenciar el papel de los consumidores y alcanzar el nivel máximo de seguridad y protección, ampliar el liderazgo de Europa en tecnología de la energía e innovación, desarrollando el mercado interior de la Energía y mejorando la infraestructura eléctrica y las interconexiones, fomentando el desarrollo de las energías renovables a gran escala.

En 2014 la Comisión informaba de los avances en la Estrategia 2020 en reducción del 24% de emisiones GHG, un incremento del 13% de la participación de la generación de electricidad a partir de energías renovables y una disminución del 24 % de la intensidad energética.

El Consejo aprobó en 2014 la estrategia propuesta por la Comisión, estableciendo un objetivo vinculante para el 2030 de al menos un 40% de reducción de gases de efecto invernadero con respecto a las emisiones de 1990, con el fin de reducir las emisiones en el horizonte 2050, en un 80-95%. Para cumplir el objetivo, la participación de las energías renovables en 2030 debería ser del 27% del consumo de energía; la eficiencia energética también debía alcanzar un 27% de ahorro de energía en 2030.

(6) Proceso de Liberalización. Dinamarca, Alemania y España. El proceso de liberalización es considerado como el punto de inicio del cambio de modelo energético en los Estados miembros. Comienza con la publicación del Primer Paquete legislativo, (Directiva 96/92/CE, sobre el mercado interior de la electricidad y la Directiva 98/30/CE sobre el mercado interior del gas natural) que tenía como fin el garantizar el funcionamiento del mercado interior de energía en un espacio sin fronteras interiores

en el que la libre circulación de mercancías, personas, servicios y capitales estuviese garantizado.

El Segundo y Tercer Paquete legislativo definió el acceso de nuevos proveedores al mercado de gas y electricidad, la libre elección por los consumidores de sus proveedores y la liberalización del mercado interior mediante las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE. La aplicación de este nuevo marco legislativo del mercado interior de energía en cada uno de los Estados miembros estudiados partía de situaciones distintas. En general los sectores energéticos en cada país de la UE estaban muy protegidos políticamente y altamente regulados.

Ahora bien, la liberalización del sector energético, y la realización de un mercado común de la energía a nivel europeo, no solo se ha realizado desde los tres mencionados paquetes normativos y de ulteriores normativas. No conviene olvidar la labor que la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la Unión ha venido realizando en este sector como por ejemplo a la hora de “vehicular los principios de liberalización económica” en el mismo, un sector históricamente caracterizado por monopolios estatales, y donde la liberalización ha tenido que realizarse buscando el equilibrio entre la privatización y el control público sobre las empresas encargadas de la prestación de servicios de interés público general (como, por ejemplo, con el Reglamento 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía), en la dirección de establecer una regulación uniforme del ámbito energético y de fortalecer la gobernanza sobre el mismo.

Como hemos comentado en la Segunda Parte, el Gobierno Danés inició el proceso en el año 2002 considerando que la liberalización tendría en la economía danesa efectos positivos de gran importancia al ampliarse la oferta para los consumidores a precios más reducidos por el incremento de la competencia. El sector de la electricidad era un sector regulado que se regía por el sistema de incentivos, por el que todos los costos de la compañía eléctrica eran compensados por los ingresos, lo que no incentivaba a las empresas a mejorar la productividad y conseguir una reducción de los precios a los consumidores. De la misma manera Alemania y España, cuyas empresas constituían *trusts* u oligopolios apoyados por el Estado, veían la conveniencia de la libertad de instalación, generación, suministro y comercialización, por empresas independientes.

En Dinamarca, dos grupos controlaban el 75% de la generación, y el restante 25% era energía no despachable generada por plantas eólicas y CHP. Estos grupos y empresas controlaban la importación y exportación de energía, la planificación de la generación y expansión de la transporte, la operación el sistema de transmisión de electricidad, del cual eran propietarios, y el transporte gas. La distribución estaba controlada por más 100 cooperativas y municipios propietarios de las compañías

locales de la distribución, en cuyos Consejos de Administración se sentaban representantes políticos locales y regionales.

En Alemania el proceso de liberalización condujo a la concentración de las grandes empresas eléctricas. En el año 1998 los sectores del gas y de la electricidad contaban con más de 900 empresas, muchas de ellas participadas por empresas municipales (*Stadtwerke*), o con participaciones cruzadas de otras empresas de energía, industria o finanzas, cuyos ingresos servían para financiar otras actividades. En 2005 el número de empresas se había reducido, por cierre o por fusiones, a 700 pequeñas compañías que operaban a nivel local y regional, coincidiendo con una reducción de precios en el periodo entre 1998 y 2005. En el año 2000, se produjo la fusión de las compañías de transmisión y generación. Cuatro grandes compañías controlan en 2015 aproximadamente el 67% de la capacidad de generación, el 74% de la producción de electricidad, la mayoría de la red de transmisión y cerca de la mitad del mercado minorista.

Todo ello ha hecho cuestionarse si el mercado alemán es un mercado realmente competitivo, ante la falta de presencia en el mercado de generadores de otros países de la UE. La Ley EEG 2005 abolió las prácticas habituales por las que las empresas acordaban con las autoridades territoriales y municipales la exclusividad de instalar y operar la red para el suministro final a los consumidores en determinadas áreas geográficas, actuando como empresas monopolistas.

En España, antes del proceso de liberalización, existían 15 compañías de generación; el proceso de fusiones ha llevado a una concentración tal que en 2016 solo hay 5 grandes empresas generadoras. Según un informe del Ministerio de Industria en España hay 167 empresas comercializadoras de electricidad; pero este dato no es indicador de competencia efectiva por cuanto las mismas 5 grandes compañías, en su actividad de comercialización, agrupan más del 90% de las ventas.

Los costos de transición a la competencia o *stranded costs*, responden a los costos derivados de las inversiones realizadas por las compañías en régimen de oligopolio o monopolio, antes de la liberalización, para atender las necesidades de generación y suministro de electricidad en base a las perspectivas de la demanda facilitadas por el regulador. Los costos de transición a la competencia tuvieron, en cada uno de los Estados estudiados, un efecto distinto. Estos costos no estaban contemplados por la Directiva 96/92 CE, pero ante la situación creada se consideró que los Estados afectados podían verse beneficiados por una derogación transicional de las disposiciones en vigor.

En Dinamarca los *stranded costs* se generaron por los contratos de gas *take or pay*, las pérdidas extraordinarias del *district heating* y los planes de desmantelamiento de

instalaciones obsoletas o ineficientes. En Alemania se limitaban a las previsiones en relación con la generación de electricidad a partir de lignito procedente del Este, que obligaba a las plantas de generación. En España los costos, que ascendieron a más de 20.000 millones de euros, a precios de hoy, se justificaron en base a las pérdidas de las compañías por los menores costos de generación previstos tras el proceso. En general los costos de transición a la competencia han sido soportados, directa o indirectamente, por los consumidores.

(7) Operación de los mercados nacionales. El proceso de liberalización permitió la organización de mercados mayoristas con precios de energía competitivos en las modalidades de mercado diario spot y mercados a más largo plazo. Además se mantienen las compraventas bilaterales de compraventa de energía, *over the counter*, normalmente entre generador y consumidor, *que* aunque su funcionamiento solo requiere el acuerdo de las partes, a efectos del balance del sistema eléctrico, es necesario que se notifiquen tales operaciones al operador del sistema. Es una modalidad usada principalmente en el mercado del norte de Europa.

Un sistema novedoso es el mercado detallista, surgido de la facilidad de las comunicaciones para obtener información de los precios de electricidad y gas, cambio de proveedor y contratación. Las licitaciones en la práctica son otra modalidad de mercado de compra de grandes cantidades de energía a largo plazo, utilizada por gobiernos y grandes compañías, aun poco utilizadas en Europa, pero muy interesantes en el mundo de las energías renovables, ya que aportan una seguridad a las inversiones que facilita su financiación, obviamente siempre que se respete el principio de seguridad jurídica.

El Parlamento y el Consejo destacaron en el Reglamento (UE) 1227/2011 la necesidad de garantizar a los consumidores la integridad de los mercados mayoristas, en los que los precios reflejen una interacción equitativa y competitiva entre la oferta y la demanda, impidiendo obtener beneficios procedentes de prácticas de abuso del mercado. Se reconoce, en la consideración 4, que *“el abuso del mercado en un Estado miembro con frecuencia afecta no solo a los precios al por mayor de la electricidad y el gas natural más allá de las fronteras nacionales sino también a los precios al por menor que han de abonar los consumidores y las microempresas”*.

Por «manipulación del mercado» el Reglamento entiende la realización de cualquier transacción, o la emisión de cualquier orden, para operar con productos energéticos al por mayor, que proporcione o pueda proporcionar indicios falsos o engañosos en cuanto a la oferta, la demanda o el precio de los productos energéticos al por mayor.

El Reglamento estableció normas orientadas a prohibir: a) las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, (en consonancia con las normas

aplicables a los mercados financieros y con el funcionamiento adecuado de dichos mercados mayoristas de la energía), b) las operaciones con información privilegiada, estando obligado a difundir dicha información, c) la manipulación del mercado mayorista.

El principal mercado danés es el mercado spot Elspot, integrado en Nord Pool, que opera más del 75% de la electricidad y más de 380 compradores distribuidores de energía. El mercado Elbas es un mercado que opera más en el balance de la energía con compraventas a los generadores, a Nord Pool y a Energinet, dk.

El mercado spot alemán configura los precios de la electricidad de acuerdo a las informaciones del mercado spot EEX en Leipzig. Las operaciones de casación de oferta y demanda se rigen por el principio de “orden de mérito” para la entrada al mercado establecido por Ley. El mayor volumen de operación se hace bajo la modalidad de contratos bilaterales.

Los mercados danés y alemán al estar integrados en Nord Pool y EEX, operan con precios más ajustados porque la competencia y el volumen operado son de una enorme dimensión. En Alemania hay un creciente malestar en los generadores de renovables y consumidores porque la generación de electricidad con carbón, nuclear y ciclos combinados han aumentado su producción de electricidad por encima de la demanda, en una cantidad de más de 250 TWh en 2014, lo que ha creado excedentes a exportar a bajos precios que han penalizado los precios del mercado y producido mayores emisiones de GHG.

En España el mercado diario o mercado *spot* opera por casación de oferta y demanda en periodos horarios. Es un mercado marginalista, lo que significa que el precio de mercado en cada franja horaria para todas las unidades de producción lo determina el precio de la última planta de generación que entra en la casación para cubrir la totalidad de la demanda, lo que se denomina precio marginal. El mercado tiene una dimensión peninsular– los mercados de España y Portugal están integrados en OMIE– sin prácticamente acceso a los mercados europeos por la falta de interconexiones, lo que hace que la competitividad en los precios sea muy reducida, aspecto más agravado aún si se tiene en cuenta que la mayor capacidad de la generación de electricidad está en manos de cuatro grandes compañías y el consumo principalmente concentrado también en grandes empresas comercializadoras integradas verticalmente con las compañías de generación y distribución, poniendo en cuestión al menos teóricamente, la transparencia del mercado.

Pero el propio funcionamiento de un mercado marginalista, que por su naturaleza va en contra de la casación de las mejores ofertas en precio para la obtención de un precio medio en cada franja horaria, produce una distorsión de un mercado en el que,

además, los precios reales de generación son desconocidos. Y esto es especialmente sensible en la electricidad nuclear e hidráulica que entran con precios bajos al mercado para asegurarse poder entrar en él, pero se benefician de los precios más elevados de otras tecnologías con inversiones aún pendientes de amortización.

En este sentido hay que deducir que, en lo que se refiere al mercado spot, España no cumple con las exigencias manifestadas por la UE en orden a garantizar los mejores precios a los consumidores y las microempresas. La UE repetidamente ha llamado la atención a España sobre este aspecto distorsionante de la electricidad nuclear e hidráulica en los precios de mercado.

(8) Infraestructuras. La UE ha tenido una especial preocupación por la Seguridad Energética y la organización del mercado interior de la energía. En el año 2014 se importaba el 53% de la energía consumida. Y la solución contemplada para la seguridad de suministro estriba en las interconexiones eléctricas y gasistas, lo que tendría un efecto positivo en la reducción de los precios del gas y electricidad. Esto quedó plasmado en la COM (2014) 330 final. “Estrategia Europea de la Seguridad energética”, y en la COM (2015) 82 final. “Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020”.

Las infraestructuras de transporte de electricidad y gas tienen un papel determinante en la garantía de suministro de energía. En el caso del gas, los gasoductos con el norte de África y Rusia son, junto a los sistemas de almacenamiento de gas, de importancia estratégica ante el déficit de gas en una UE que ha sufrido cortes de suministro a veces por razones técnicas y otras por razones geopolíticas. Europa, y los tres Estados estudiados, tienen unas infraestructuras bien desarrolladas que operan aportando la seguridad requerida.

Las infraestructuras eléctricas no son tan críticas en este aspecto estratégico, pero sin embargo, se consideran como el soporte necesario para la obtención de precios más competitivos para una energía sostenible que requiere de una generación renovable. Las interconexiones de Dinamarca con los países nórdicos y sus colindantes y las de Alemania con el eje de Este Oeste permiten cubrir los huecos de suministro inherentes a las tecnologías renovables, sin necesidad de acudir a generación a partir de combustibles fósiles.

España está, en la práctica, aislada de las grandes redes europeas. La UE, en 2002, determinó que cada uno de los Estados Miembros debería tener en 2020 un nivel de interconexión del 10% de la capacidad de generación instalada. Actualmente, según REE, la interconexión con Europa no llega al 2,8%, con un máximo de capacidad de intercambio de 2.800 MW, incluida la potencia de la nueva línea subterránea desde Cataluña. El sistema europeo tiene una capacidad de interconexión 10 veces superior

a la de España. Tal como dice la propia REE, España puede seguir considerándose una isla eléctrica, al tiempo que reclama un programa de inversiones para poder alcanzar al menos en 2020 el 5% del total de la capacidad de generación.

La cuestión que se plantea es cuál es la razón por la que el Sistema Eléctrico español esté aislado. Se ha hablado frecuentemente de los problemas medioambientales creados por los ecologistas franceses ante el paso de líneas por las regiones pirenaicas protegidas. Y a esa oposición, entendible, ya se han encontrado respuestas técnicas y políticas. Pero en el fondo se considera que este aislamiento eléctrico favorece a las compañías eléctricas españolas que tienen un total control del mercado, de la demanda y la oferta, y en consecuencia de los precios. ¿Habría existido un déficit de tarifa de 30.000 millones de euros estando con el nivel requerido de interconexión del sistema Europeo? ¿Se habría colapsado el desarrollo de las energías renovables?

El mercado del gas en Europa es, en general, un mercado más reducido en el número de operadores y más sencillo en la operación. Existen modelos de mercado similares al de la electricidad, mercado mayorista, mercado minorista, mercado bilateral y el transfronterizo, además del mercado secundario. Los precios son determinados por indexación con los precios de petróleo o por precios que toman como referencia los precios *hub*, lugares físicos o virtuales en los que se operan los aspectos logísticos y las transacciones de gas. El mercado internacional de compraventa de gas se realiza mayoritariamente en la modalidad *take or pay*, que por su naturaleza es un contrato que pone de manifiesto la posición dominante de la oferta y que tantos problemas ha generado a lo largo del tiempo, entre los que hemos destacado los sufridos por España con los contratos con Argelia, o con los compromisos de pago como *stranded costs* en Dinamarca.

(9) Sostenibilidad Energética de las Políticas Nacionales. La Comisión, en la Comunicación COM (2011)109, manifestó su preocupación al entender que solo se alcanzaría una reducción del 10% del consumo de energía primaria, la mitad de lo planificado. En marzo del 2011 la Comisión presentó el “Plan de Eficiencia Energética 2011”, en el que alude directamente a la estrategia «Europa 2020. Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador» en el que la Eficiencia Energética se considera como un aspecto esencial y una de las formas más efectivas de reducir las emisiones de GHG, el consumo de energía y, por tanto, disminuir la dependencia energética.

Se creó el esquema de Obligación en Eficiencia Energética EEO, mecanismo de la Directiva 2012/27 de la UE, como alternativa a las propias políticas de los Estados Miembros, con el objetivo de impulsar medidas activas de eficiencia energética en viviendas, edificios, industria y transporte, que generasen ahorros de energía en línea

con los objetivos de la Directiva. Los participantes de este esquema se impusieron un objetivo de ahorro del 2,9 % del total de energía final, excluido el transporte.

Por otra parte, cada Estado miembro señalaría un objetivo de eficiencia energética orientativo, expresado en términos de energía primaria o energía final, o bien en intensidad energética. La Comisión tenía el propósito de crear un instrumento jurídico, por el que los organismos públicos renovasen anualmente un 3% de sus edificios por año. La Directiva de la edificación 2010/30/UE obligaba a los nuevos edificios a un consumo energético casi nulo, lo que exigía la aplicación rigurosa de medidas técnicas orientadas al 10% de los edificios.

Los principales indicadores de sostenibilidad energética de Dinamarca, Alemania y España, en el periodo entre 2007 y 2014, son un reflejo fiel de la política energética nacional. En estos años se ha vivido una crisis económica de gran magnitud y duración que como veremos, ha afectado más a España que a los otros dos países.

Dinamarca está percibiendo la reducción de la producción de gas y petróleo de sus yacimientos del Mar del Norte y esto explica, solo en parte, el esfuerzo del país para cumplir con una política energética sostenible no dependiente de los combustibles fósiles. El recuerdo de las crisis del petróleo en los años 70 del pasado siglo sigue muy vivo en la memoria de los daneses. La sociedad danesa considera necesario avanzar hacia un modelo energético sostenible.

En 2012 y por acuerdo entre el Ministro de Clima y Energía y las empresas de la red y distribución, Dinamarca adoptó el sistema EEO, que fue considerado como marco legal de obligado cumplimiento. El Gobierno Danés redactó el Plan de Acción en Eficiencia Energética 2014, tomando como referencia la consecución de los objetivos planteados por el Acuerdo de Energía 2020, año en el que el consumo energía debería de reducirse con respecto al consumo en 2006, un 7% de energía final y un 12% de energía primaria. Las acciones principales se centraban en la reducción del consumo en los edificios, en las compañías de energía y en menor medida en el sector del transporte.

En enero de 2016 se publicó el informe de eficiencia energética de la Agencia Danesa de Energía, realizado por Odyssee Mure, y concluye que desde el año 2000 la eficiencia energética ha mejorado en Dinamarca. La intensidad energética primaria ha disminuido en un 15,9% en el periodo 2000-2013, y el indicador de intensidad energética final ha mejorado en un 13,7% en el mismo periodo 2000 a 2013. Todos los sectores han contribuido a esta mejora. En general el consumo de energía entre 2012 y 2013 se ha reducido en un 1,2% aun cuando el PIB se redujo un 0,5%

Las proyecciones a 2020 de los principales indicadores de sostenibilidad, calculados a partir de los datos de los indicadores de sostenibilidad en el periodo comprendido

entre 2007 y 2014, destacan una reducción del 25,6 % del consumo de energía primaria y del 19,5 % de energía final, así como una muy importante reducción de las emisiones de CO₂ del 52,6 %; consecuencia derivada de una estrategia de mayor participación de las energías renovables en el mix de generación energética que alcanzará en 2020 un 43,6% del total de consumo de energía final. La reducción de emisiones con respecto a 1990, año de referencia de acuerdo con los criterios del IPCC, ha sido de un 32,3%, lo que permite aventurar que se cumplirán los criterios de reducción del 40% establecido para 2030.

Alemania, en junio de 2013, envió una comunicación a la Comisión, en la que informaba de los objetivos indicativos de eficiencia energética y la importante contribución de la implementación del *Energy Concept 2050* en la reducción del 20% de la energía en 2020 y del 50% en 2050 en relación al consumo del 2008. El cambio del sistema de generación puede aumentar esta productividad energética llegando a una reducción del consumo de energía final de 220,7 Mtoe en 2008, a 194,3 Mtoe en 2020. En el sector de transporte se considera una reducción en el consumo final de energía, con respecto al año 2005, de un 10% en 2020 y de un 40% de 2050. La reducción contemplada del consumo de energía eléctrica asciende del 10% en 2020 y del 25% en 2050.

La reducción de la producción de los yacimientos del Mar del Norte, unido al cierre de centrales nucleares, también ha tenido efectos en Alemania, que ha incrementado la explotación del carbón para uso interno. Se ha generado una gran contestación de los consumidores domésticos que soportan elevados precios de energía para llevar al país a un camino sin emisiones de gases de efecto invernadero.

Alemania se acogió al Sistema de Obligaciones de Eficiencia Energética de la Directiva y lanzó el Plan de Eficiencia Energética 2014, como desarrollo de la misma, por el que asumió una reducción de su intensidad energética en un 2,1 % anual. El Plan se centró en el consumo de los hogares, servicios, edificios y transporte. Como hemos analizado en la Parte III, los datos a 2016 de los ahorros estimados de energía en el sector de edificios representan un 62,2 % de los ahorros totales, seguido en importancia por el sector de comercio y servicios y por el transporte, sector que representa un 15,8 % del total de ahorros.

En la proyección hacia el 2020, a partir de la evolución de los indicadores de sostenibilidad en el periodo 2007-2015, vemos que la tendencia en el consumo de energía primaria en 2020 es un 13,4 % inferior a la del año 2007; pero por el contrario el consumo de energía final se incrementará en un 1% en 2020 aunque este mayor consumo de energía final no afecte al indicador de intensidad energética, ya que se considera que el denominador PIB también aumentará. El objetivo de participación de las energías renovables en la energía final consumida pasa de un 12,7% a un 21,3 %

en 2020. Las emisiones de CO₂ se reducirán en un 14,8 % en el periodo 2007-2020 como consecuencia de esta mayor participación de las energías renovables. En términos de reducción de emisiones con respecto al año 1990 de referencia, en 2014 Alemania ha reducido sus emisiones un 23,08%, lo que igualmente permite pensar que se alcanzarán los objetivos de emisiones en 2030.

En España la Estrategia Energética de Ahorro y Eficiencia Energética. Estrategia 2004-2012 E4 se articuló en base tres ejes fundamentales: reducción de la dependencia energética, la mejora de competitividad teniendo en cuenta la relevancia de la intensidad energética, y la necesidad de reducción de las emisiones de GHG en línea con el mandato de la Directiva 2001/81/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. El Escenario de Eficiencia, EE, contempló una mayor eficiencia y ahorro de energía en el sector del transporte, especialmente en el transporte por carretera de personas y mercancías y en el sector de transformación de la energía.

Las estrategias energéticas de reducción de emisiones seguridad de suministro y medidas sectoriales de eficiencia energética se recogen en el Plan de Eficiencia Energética 2008-2012, que tenía como objetivo la reducción de 265,8 Mt CO₂. En el ámbito de la sostenibilidad energética surgen la Estrategia Española del Cambio Climático y Energía Limpia (EECCCEL) y el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que pronto se consolidaría en la Estrategia Española de Desarrollo Sostenible. España también se acogió al Sistema de Obligaciones de Eficiencia Energética de la Directiva 2012.

Es difícil evaluar los resultados de los distintos planes de eficiencia energética de España porque unos planes se apoyan en otros anteriores lo que dificulta la obtención de indicadores de seguimiento. Por otra parte, la confluencia de estos planes con la crisis económica, como ya comentamos, hace imposible discernir el origen de la reducción del consumo energético. Por tanto, hay que recurrir a las estadísticas energéticas. En ellas vemos que en el periodo 2008-2015 el consumo de energía primaria se redujo en un 2% anual y la energía final en un 3% anual; el indicador de intensidad energética ha disminuido en un 2,5% anual, lo que confirma una economía menos dependiente de la energía posiblemente por la paralización de las industrias de materiales de la construcción, grandes consumidoras de energía.

Sin embargo, el indicador de eficiencia energética de la transformación de energía primaria en energía final, se va deteriorando a lo largo de los años tomando como referencia los datos del Plan de Eficiencia Energética 2011-2020, resultando que en el año 2020 se necesitará más energía primaria para obtener la misma cantidad de energía final. En un país en el que las energías renovables tienen una participación elevada en el mix energético es lógico que el indicador de eficiencia energética suba

dado que en la práctica, en eólica, solar fotovoltaica y solar térmica la producción de energía final es la misma que la energía primaria; una eficiencia energética del 100%.

La razón gravita en el hecho de que el carbón está siendo más utilizado en la generación de electricidad. En 2015 la electricidad generada por carbón fue el 23,9%, según se destaca en la última edición de *BP Statistical Review*, dedicado a la producción de electricidad en centrales térmicas. Todo hace pensar que la política del gobierno es seguir generando con carbón, aunque ello este conllevando la paralización de los ciclos combinados de gas, energéticamente más eficientes y por tanto con generación de CO₂ más reducida. El teórico efecto favorable en la balanza comercial derivado de la utilización de carbón no se entiende porque, a pesar de las ayudas al sector, se importa más del 80% del carbón consumido y el carbón utilizado en la generación de electricidad es en su totalidad importado. Además, la total paralización de la inversión en nueva potencia renovable incide negativamente en este indicador.

En consecuencia, las emisiones de gases de efecto invernadero han ascendido desde las 285,9 Mt de CO₂ en el año de referencia 2009 hasta 339.3 Mt CO₂ en 2015. Lo preocupante de las emisiones es que en momentos de boyante economía subieron hasta 440,0 Mt CO₂ en 2007, reduciéndose como efecto de la crisis hasta el 2014 volviendo a subir en 2015. Lo que nos lleva a la conclusión de que, en cuanto a emisiones, no hay una política sostenible en el tiempo.

El análisis de las tendencias de los indicadores de sostenibilidad energética en España, en el periodo 2007-2014 y su proyección al 2020, carece de utilidad práctica. Y la causa estriba en que las series de datos del periodo son las de una economía en recesión. El dato resultante del análisis de la tendencia de consumo de energía final para 2020 es un 38% más bajo que en 2007, y el de las emisiones de GHG un 57% menos que en 2007; una reducción hasta 252 Mt CO₂. Si los comparamos con las trayectorias y datos de otros países, obtenemos la conclusión de que en este caso el análisis no es adecuado, a excepción, quizás, de la evolución del ratio de energía renovable en la energía final que alcanzaría los objetivos planteados. Son hechos constatables que abogan en contra de la sostenibilidad energética: la mayor generación de electricidad con carbón, la paralización de los ciclos de gas, la nula inversión en energías renovables, el incumplimiento de los compromisos de las emisiones de GHG.

La dependencia energética como consecuencia también de la reducción de consumo ha mejorado sensiblemente en España. En Dinamarca el agotamiento de los yacimientos de petróleo, ha hecho que el país sea energéticamente dependiente, con un indicador muy bajo del 8%. Alemania se mantiene estable en un 70% de

dependencia energética. Las energías renovables tienen efectos favorables tanto en las emisiones como en la dependencia energética.

En las acciones de eficiencia energética el indicador más relevante es el de intensidad energética. En un periodo de crisis económica este indicador se distorsiona y pierde validez. No es posible una interpretación correcta de una serie de datos cuando tanto el numerador como el denominador están teóricamente interrelacionados, pero ambos se ven afectados por el efecto crisis. En los tres Estados ha disminuido la intensidad energética, más por el lado de la reducción del consumo de energía que de la subida de un PIB con pocas variaciones. Pero cuando los descensos en los consumos de energía han sido de una magnitud del 15% en Dinamarca, y del 20% en España, la deducción obligada es que el indicador de intensidad energética, en dos países cuyo PIB ha disminuido en el periodo analizado, se ha visto afectado de una forma importante por la crisis económica.

En Dinamarca el indicador de transformación de energía primaria en energía final ha alcanzado un valor de cerca de un 80 % lo que es coherente con un elevado índice de participación de las energías renovables con relación al total de energía primaria, más del 20%. En España sin embargo este indicador ha empeorado en un 4% en el periodo entre 2007 y 2014, con un cambio de signo en 2012 debido sin duda a una mayor participación de las energías fósiles, especialmente el carbón. Alemania tiene un bajo índice de transformación que pone de manifiesto el mayor uso del lignito en estos últimos años; y sorprende el bajo nivel de participación de las energías renovables respecto a la energía primaria del 11,3% y del 17,2% respecto a la energía final, poco alineado con la Estrategia Energy Concept 2050.

La cuestión que se plantea es cómo se van a comportar los modelos de eficiencia energética una vez que el consumo vuelva a los valores anteriores a la crisis. Lo que vemos en los tres países es que las acciones en la industria han optimizado el consumo de energía, pero no se puede decir lo mismo de los sectores residencial y transporte.

En Alemania y Dinamarca se observa la puesta en aplicación de normativas e incentivos orientados a disminuir el consumo, tanto en edificios residenciales como en edificios públicos existentes, por la incorporación de los sistemas pasivos y activos, *district heating* y *cooling*. Así mismo se han establecido normativas específicas para la construcción de nuevos edificios de bajo consumo energético, inferior a 30 kWh/m², o nulo. Pero estas políticas no han sido puestas en práctica en España. La transposición de la Directiva de la UE 2012/27UE, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, se ha realizado por medio del RD 56/2016 de 12 de febrero, cuatro años más tarde.

(10) Los precios de la energía en Dinamarca, Alemania y España. Los precios de la energía, y sus formas de aplicación, son un componente fundamental de la sostenibilidad energética. Los consumidores domésticos y los de la pequeña empresa están soportando unos elevados precios de energía, en particular de electricidad, como consecuencia de las políticas de sostenibilidad energética y las ayudas a las energías renovables, hasta el punto de que consideran que están financiando la energía consumida por la mediana y gran empresa. En el análisis realizado en distintos países de la UE, y también en Dinamarca Alemania y España, hemos podido ver que los componentes de los precios finales de la energía, electricidad, costos de red e impuestos, son más elevados para los pequeños consumidores que para las grandes empresas.

En 2014, en Dinamarca y Alemania un pequeño consumidor industrial pagó la electricidad 2,3 veces más cara que un gran consumidor. En España este ratio aumenta a 3,8 veces. En Francia es 2,8 veces, en Italia 2,3 veces y UK el ratio es el menor de los analizados, 1,5 veces. En segmento de consumo el precio más elevado de energía fue el de España 0,2924 €/kWh y el más reducido, 0,0774 €/kWh, también en España (Francia tiene el precio de electricidad de origen nuclear más bajo. 0,0544 €/kWh). Lo mismo sucedió en el consumo doméstico entre pequeños y grandes consumidores, con ratios que oscilan entre 1,5 y 2 veces más. Es conocido que las pérdidas de energía son mayores en tensiones medias de transporte y distribución que en alta tensión, pero esta realidad no justifica los diferenciales de precios.

Esta situación de precios llevó al Consejo, en 2014, a solicitar a la Comisión un análisis sobre los precios nacionales de la electricidad. La Comisión indicaba en su análisis que los precios al por mayor se habían reducido, pero que este efecto se había reflejado en los precios minoristas, donde considera que es en esa parte de la factura donde los proveedores de energía deberían competir, dando a entender que la competencia entre minoristas es débil.

Es significativo que en la Hoja de Ruta 2050, la propia Comisión ya indicara en 2010 que habría una subida de precios de la electricidad hasta el año 2030 debido a los elevados costos de capital en la transformación del sistema energético para alcanzar una participación de la electricidad de las energías renovables del 97%. En consecuencia, decía, el gasto de los hogares y en las Pymes se incrementará hasta un 16% en 2030, disminuyendo al 15% en 2050. De alguna forma estaba promoviendo una situación de desigualdad con diferentes precios según el sector y el nivel de consumo.

(11) Competitividad. En concordancia con el aspecto de los precios de la electricidad, un aspecto muy debatido en Europa y por institutos de la economía de la energía, es el efecto del precio de la energía en la competitividad en los mercados

globales. Es un debate recurrente, que induce a pensar en la presión de poderosos grupos de interés en defensa de los combustibles fósiles. No sería el primer caso ni el único sector en el que los *lobbies* actúan de esta manera. Están en su derecho el hacerlo y los demás en denunciarlo y defender otros puntos de vista.

Existe una corriente de opinión cualificada, sustentada por institutos e investigadores reconocidos, cuestionándose si los precios de la energía suponen una pérdida de competitividad de la UE en los mercados globales en un momento en el que la caída de los precios del petróleo no solo beneficia a los competidores sino que incrementa el diferencial del costo real de la economía europea.

Consideran que los costos de la energía han subido principalmente por el efecto de los costos marginales cero y los subsidios de las energías renovables y que el ensanchamiento del *gap* entre el precio de mercado y el precio soportado es incrementado por los subsidios. Este mayor precio está produciendo una cierta relocalización de empresas multinacionales europea, intensivas en energía, que no encuentran razones para continuar en la UE, tendiendo a instalarse en países con economías emergentes, especialmente en Asia y Oriente Medio para la producción de vidrio, acero, fundición primaria de aluminio y petroquímica actividades de alto consumo de energía.

Estos mismos autores indican que, si los costos de la energía, tal como pronostica la Comisión, suben entre el año 2011 y el 2030 al ritmo un 30% debido a las inversiones en renovables, haría necesario que los precios ETS subiesen hasta 25 €/t CO₂ en el año 2020. Pero, como hemos visto en Paris COP 21, los países firmantes están de acuerdo en las contribuciones económicas para luchar contra el Cambio Climático, *INDC (Intended Nationally Determined Contributions)*, pero pocos están de acuerdo en que exista un precio global para los ETS. El *Graham Institute*, en una simulación reciente, predice que si la tonelada de CO₂ estuviese a 40-45 €/t se aumentarían en la UE las importaciones en un 0,05% y decrecerían las exportaciones en un 0,2% de Europa.

Muchos de estos análisis están realizados solamente desde el lado de los costos, sin tener en cuenta el aspecto de los beneficios, como por ejemplo en la balanza comercial de la UE por la reducción de las importaciones de combustibles fósiles y en exportación de conocimientos y tecnologías en relación al cambio climático.

Es cierto, y se ha puesto de manifiesto en esta tesis, que una economía energética sostenible no es, hoy por hoy, compatible con precios reducidos de la energía, debido principalmente a la necesidad de ayudas que forman parte del precio final, para hacer rentables las inversiones en renovables. Sin embargo, los costos de generación de las dos tecnologías más importantes, eólica y solar, costos nivelados LCOE, a lo largo de

vida útil de una instalación, están reduciéndose de forma progresiva principalmente por los menores costos de inversión, la mayor eficiencia energética y la mejor operación de los sistemas. Y la energía solar térmica de concentración esta en el camino de obtener costos muy competitivos.

Esta tendencia hace pensar que los costos de generación serán en poco tiempo compatibles con los de las tecnologías convencionales -de los que por cierto no hay mucha información por parte de las compañías generadoras- y las subvenciones se eliminarán, trasladando a los inversionistas en energías renovables la idea de que la rentabilidad de sus inversiones tiene que estar en línea con la obtenida por otros sectores energéticos e industriales. Habiendo hecho el esfuerzo de vencer las primeras resistencias al cambio de modelo energético, no cabe ya permitir más inversiones especulativas.

La cuestión que, adicionalmente, se plantea es si realmente los costos de la energía tienen o no efectos sobre la competitividad. He expuesto en el texto de la tesis los estudios sobre este tema y la posición de la UE expresada en el informe *Energy Economic Developments in Europe 2014*. El concepto de intensidad energética, que tiene en cuenta el consumo de energía por cada unidad monetaria, no permite valorar de una manera precisa la competitividad de los precios y en consecuencia se aboga por introducir el concepto de costos de energía con respecto al valor añadido de los bienes y servicios cuyo indicador es el *Real Unit Energy Costs* RUEC.

Un aspecto a tener en cuenta en la competitividad industrial es considerar si todos los contendientes juegan con las mismas cartas. No son comparables países que no están aplicando estrategias de sostenibilidad energética y climática, y no aceptan un precio global de ETS, con otros como la UE que hace un serio esfuerzo en la lucha contra el cambio climático. Es entendible que en determinados países asiáticos, ciertas actividades industriales con bajo valor añadido y de alto consumo de energía, se produzcan a costos difícilmente mejorables por la UE. Pretender competir con ellos es imposible.

Me parece inevitable el criticar la política de la UE de amplios acuerdos comerciales con países que no están comprometidos seriamente con las estrategias sostenibles en lucha contra el cambio climático y con su aplicación. Considero que la Unión Europea debería estudiar en profundidad el establecer una suerte de proteccionismo de su mercado, con respecto a terceros países, basado en la defensa del cambio climático.

Como ya he comentado más arriba, y desde un aspecto social de la energía, aceptando los mayores costos de la energía como consecuencia de los mayores costos de generación de las energías renovables y de las necesarias inversiones de infraestructuras de transporte, surge un problema de su diferente distribución entre los

consumidores domésticos e industriales, y dentro de cada segmento en la distribución por bandas de consumo. Esto es algo en lo que la UE y los Estados miembros deben de incidir, porque hay un aspecto social de la sostenibilidad energética que no es tenido en cuenta, más aun en una situación de crisis económica.

Un punto de vista extendido en este debate, que resulta preocupante, es considerar que el cambio climático es un fenómeno de la naturaleza, un desastre natural como un terremoto o una erupción de un volcán, ante el que el hombre nada pueda hacer, salvo adoptar una postura fatalista. Se olvida por desinformación o ignorancia que el cambio climático ha sido y es provocado por el hombre y que si no se actúa en consecuencia y con decisión estamos ante un fenómeno irreparable de gravísimas consecuencias para la humanidad. Y es evidente que la contención y la remediación de los efectos del cambio climático requieren, además de voluntad, importantes recursos normativos, técnicos y económicos que en su conjunto, y dada la dimensión del fenómeno, son alcanzables. Es necesario, por tanto, que los organismos multilaterales realicen un estudio profundo del balance real de los costos económicos y sociales de la lucha global contra el cambio climático con respecto a la evaluación y estimación de todos los costos generados por las secuelas del cambio climático.

(12) Corolario. Las Políticas Nacionales estudiadas en esta tesis desarrollan el marco político y estratégico de la UE, avanzando por una misma senda pero con desigual éxito. Sus resultados no siempre son consecuencia de una mayor diligencia o coherencia en su aplicación sino que, con frecuencia, se deben a la propia dificultad de su implementación, bien porque se estrena un nuevo modelo y forma de hacer, o bien porque las circunstancias sociales y económicas generan resistencias al cambio. En tal situación, en la que igualmente se ven concernidos todos los países que integran la UE, es evidente que son necesarias dinámicas adecuadas para superar las dificultades y, más aún, un claro convencimiento de que vivimos un momento en el que se requiere con urgencia la adopción de soluciones que se proyecten al largo plazo.

Del estudio abordado en esta tesis, concluimos que Dinamarca y Alemania, han implementado la Política Energética de la UE consiguiendo un mayor avance en los objetivos compartidos por todos los países europeos. Un mayor compromiso político interno ha llevado a Alemania y Dinamarca a contar con políticas nacionales en línea con la política europea, adaptándolas a las circunstancias y a su propia situación, con estrategias, planificaciones, acciones y mecanismos de seguimiento y soportando unos mayores costos energéticos. Eso hace que se encaminen hacia un horizonte 2050 en el que las emisiones de GHG sean cero, lo que conlleva al abandono del modelo convencional y a implementar un nuevo modelo energético que prescindir de los combustibles fósiles como fuente de energía primaria, en un escenario eficiente, con garantía de suministro, nula dependencia energética y de costos asumibles.

España fue uno de los primeros países en adoptar el nuevo modelo energético de la Unión Europea alcanzando un desarrollo en sostenibilidad energética equiparable a Alemania y Dinamarca. Sin embargo, a partir del año 2010, un cambio de la política energética nacional ha hecho perder la progresión alcanzada hacia la sostenibilidad en 2050 hasta el punto que ni tan siquiera se formula como tal.

Hay que considerar que en España el desarrollo energético sostenible anterior al año 2010 fue tributario de errores pasados que dejaron un muy pesado lastre económico a espaldas de los consumidores. Pero también hubo un exceso de optimismo político que no consolidó adecuadamente un desarrollo tecnológico que evitase la dependencia de otros países y que atrajo a inversionistas de oportunidad, muchos de ellos escapando de la amenazante crisis del sector de la construcción. Se ha generado un gran problema de pérdida de imagen en su seguridad jurídica y ha destrozado un sector industrial de cierta magnitud, al tiempo que los apoyos institucionales nacionales al I+D+i han brillado por su escasez.

En esta distinta forma de aplicación de la Política Energética de la UE, creo ver además un problema sociológico y cultural. Los países avanzados proyectan sus objetivos a largo plazo con realismo, valorando sus posibilidades económicas, sus recursos y su conocimiento, y siendo muy perseverantes en el cumplimiento del objetivo. Nada hace desfallecer en el camino emprendido y cualquier adversidad sirve de impulso para seguir adelante y con más energía. Si además los objetivos conducen a una resultante de alto valor social colectivo, se convierten en objetivos del país en su más amplia acepción del término. Y en esta línea de actuación cuando dos países, como Dinamarca y Alemania de similares culturas y valores, abordan con decisión la sostenibilidad energética, tienen el éxito más al alcance de la mano.

En España, y en los países mediterráneos en general, los grandes objetivos a futuro se convierten en oportunidades a corto plazo para ciertos sectores sociales. Obtenidas estas oportunidades, el objetivo se desvanece y en consecuencia no se alcanza. El análisis que se ha realizado en esta tesis de la Política Energética en España pone en evidencia la inconsistencia de la política nacional en energía, cuestionando el proceso de liberalización que produjo una concentración de empresas (a las que se remuneró por unos difícilmente justificables costos de transición a la competencia inasumibles en cualquier otro país), la integración vertical de las empresas energéticas del sector, la existencia de un mercado de gas y electricidad no transparente, la generación de un déficit de tarifa en ambos sectores en beneficio político del partido de gobierno en su momento, el brusco frenazo a las energías renovables, etc.

No se ha encontrado aún la oportunidad en España de reformular la Estrategia Energética a 2030, elaborada en 2007 y 2008, que nunca ha sido tenida en cuenta.

Todo ello ha tenido como adicional consecuencia que los objetivos de la UE, en cuanto a participación de las energías renovables en el mix, no se alcancen y que no se hayan reducido las emisiones al nivel comprometido. El retorno a la senda de la sostenibilidad y a los objetivos planteados no es imposible, pero se requiere voluntad política para llevar a cabo un cambio estructural hacia un modelo energético centrado en las energías renovables, descentralizado, realmente liberalizado, con un mercado transparente y competitivo, gracias a un esperable desarrollo de interconexiones con Europa.

He partido de la hipótesis de que la Política Energética de la UE es un instrumento adecuado que favorece el desarrollo de la Sostenibilidad Energética y la lucha contra el cambio climático. La valoración de esta hipótesis de trabajo, tiene su expresión en varios planos, unos cualitativos y otros cuantitativos, siempre teniendo presente cual es el patrón de medida; en definitiva con qué y con quien nos comparamos.

Desde un punto de vista cualitativo, y abundando en las conclusiones obtenidas, y ya expuestas en cada parte de esta Tesis, considero que hay base suficiente para afirmar que la contribución de las Comunidades, en materia de energía, ha sido trascendental en el desarrollo comunitario desde su creación. Europa ha afrontado con éxito todas las complejas situaciones energéticas que se han vivido en los distintos periodos, en un entorno interior en el que no todas las fuerzas convergían hacia los mismos objetivos ni en el ritmo planteado para su alcance. Siendo Europa la mayor economía del mundo, ha superado el tener en contra una elevada dependencia energética de terceros países. Y pese a ello, o por ello, Europa ha liderado el desarrollo tecnológico mundial en energías renovables, es líder mundial en aplicación de medidas de eficiencia energética y lidera también las acciones internacionales para la lucha contra el cambio climático. Tres ejes básicos de una Política Energética Sostenible.

A falta, hasta la reforma de Lisboa (2007/2009), de una base jurídica expresa y directamente referida a la política energética común en los Tratados, las actuaciones de la UE en el ámbito de la energía, se han apoyado en diversas disposiciones relacionadas o colaterales a la energía y sobre el *soft law*. Pero este conglomerado sirvió de hecho para adoptar medidas, estrategias, planes y programas de actuación en materia energética, y también en materia medioambiental, en aspectos económicos, industriales y tecnológicos, climáticos, en materia de eficiencia energética, etc., que vistos con perspectiva suponen un compendio normativo y legislativo altamente avanzado realizado con metodologías novedosas, que para muchas otras regiones y países, me consta, es un referencia importantísima que se tiene muy presente en sus diseños de políticas energéticas.

La valoración cuantitativa pasa siempre por preguntarnos si se podía haber avanzado más de lo que se ha hecho en la aplicación de la Política Energética de la UE. Pese a

lo retórico de la cuestión, es indudable que las aspiraciones de la UE siempre han ido más allá de los planteamientos aceptables por los Estados miembros. En este sentido me pregunto si siendo la Comisión y el Parlamento y el Consejo, conscientes de una cierta resistencia de los Estados miembros ante el cumplimiento de los objetivos, su posición de salida era trazar un *road map* con unos hitos y objetivos ambiciosos, desde una visión del futuro del mundo energético más realista que la de los propios Estados miembros.

Seguramente no descubro nada que no esté ya en discusión en la Unión Europea al considerar que, establecida la ruta hacia la sostenibilidad energética en 2050, son necesarias algunas medidas y actuaciones con la consideración de actos legislativos vinculantes, tales como la regulación por la UE del funcionamiento de los mercados mayoristas nacionales y de los conceptos elegibles de costos regulados, en orden a la obtención de precios asequibles a los consumidores más vulnerables, la planificación vinculante de inversiones en infraestructuras de interconexión y en generación renovable, el desarrollo efectivo del mercado interior de la energía y el impulso de los sistemas de generación distribuida interconectada en línea con los criterios de sostenibilidad energética y el desarrollo de las Regiones de Europa.

Tras la valoración de la hipótesis de trabajo, la conclusión que formulo como tesis es que la Política Energética en la UE es un conjunto de instrumentos muy desarrollado y adecuado para alcanzar la Sostenibilidad Energética en la UE en 2050, siempre que sea seguida y sirva de inspiración a los Estados nacionales para desarrollar su propia política nacional energética sostenible. La Sostenibilidad Energética en Europa es la suma de las acciones en esta materia de cada Estado. Y más allá de las hipótesis planteadas considero que la Política Energética de la UE es un instrumento político aplicable en otros muchos países del mundo en la lucha contra el cambio climático.

Las orientaciones de estrategia energética previstas en la Hoja de Ruta 2050 nos hacen abrigar esperanzas de que la UE va a seguir un camino hacia la sostenibilidad energética en 2050. Pero cabe preguntarse qué nueva estructuración social y política de la UE y qué visión de Europa va a ser necesaria para continuar en un cambio de modelo energético tan importante y tan necesario para su propio desarrollo. En estos difíciles momentos de la UE, es cuando más se hace notar la ausencia de aquellos grandes líderes e intelectuales europeos, que tuvieron la inspiración, la visión estratégica y la energía necesaria para consolidar un proyecto de integración europea que, tan solo 60 años después, otros muchos se están empeñando en desmontar.

Donostia. San Sebastián
Abril de 2017.

BIBLIOGRAFIA

1.- POLITICA ENERGETICA UNION EUROPEA.

- ADELMAN, M.A. (2004), "The real oil problem". *Regulation*, 27, 16 (2004-2005).
- AKINS, J.E. (1973), "The Oil crisis: This time the wolf is there". *Foreign Affairs*, 51(3), 1973
- ALONSO GARCÍA, R. (2014), "Sistema jurídico de la Unión Europea" *Civitas / Thomson Reuters*, Madrid, 2014 (4ª ed.), pp. 40 y ss.
- ALTER, K. J., & STEINBERG, D. (2007), "The Theory and Reality of the European Coal and Steel Community". *Buffet Center. Northwestern University*.
- ANDEREGG, W. R., PRALL, J. W., HAROLD, J., & SCHNEIDER, S. H. (2010), "Expert credibility in climate change". *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 107(27), 12107-12109.
- ARGÜELLO RÍOS, G., & SALAZAR YÉPEZ, G. (2007), "Rentas de congestión en las transacciones internacionales de electricidad; análisis para las transacciones Ecuador-Colombia". *Revista Técnica Energía. Biblioteca Cenace*, 2007.
- BANERJEE, N. (2001), "Oil Prices in Flux as OPEC Decides Against Cut in Output." *The New York Times*, November 15, C1.2001.
- BELTRÁN, D. J. (2002), "La estrategia de desarrollo sostenible de la Unión Europea en el contexto global: de Río a Johannesburgo. Información Comercial Española." *ICE: Revista de economía*, (800), 97-122.
- BERNANKE, B.S. & GERTLER, M. & WATSON, M.W. (1997), "Systematic Monetary Policy and the Effects of Oil Price Shocks". (with discussion) *Brookings Papers on Economic Activity*, 1, pp. 91-148. Washington D.C. US.
- BILL, J. A. (1978), "Iran and the Crisis of 78". *Foreign Affairs*, 57,978, pp. 323-342.
- BOHI, D.R. (1989), *Energy Price Shocks and Macroeconomic Performance*. Resources for theFuture", Washington, D.C.
- BOHI, D.R. (1991), "On the Macroeconomic Effects of Energy Price Shocks." *Resources and Energy*, June, 13:2, pp. 145-162.
- BUHIGUES, J. L. I. (1976), "Federalismo y soberanía en la historia de la construcción de la Europa comunitaria". *Revista de Instituciones Europeas*, 3(3), 657-678.
- CALOGHIROU, Y., TSAKANIKAS, A. & VONORTAS, N. S. (2001), "University-industry cooperation in the context of the European framework programmes". *The Journal of Technology Transfer*, 26(1-2), 153-161.
- CROISAT, M., & QUERMONNE, J. L. (1996), *L'Europe et le fédéralisme: contribution à l'émergence d'un fédéralisme intergouvernemental*. Ed. Montchrestien. Paris.
- DEREK, F. (1991), "Energy in Europe". CE. *Directorate-General for Energy. Energy in Europe Number 17. July 1991*.
- DUPONT, C., & OBERTHÜR, S. (2012), "Insufficient climate policy integration in EU energy policy: the importance of the long-term perspective". *Journal of Contemporary European Research*, 8(2).
- EBERLEIN, B. (2008), "The making of the European energy market: The interplay of governance and government". *Journal of Public Policy*, 28(01), 73-92.

- EWEA. (2030), “The next steps for EU Climate and Energy Policy”. Brochure
- FAROSS, P. & DECKER, M. (1992), “CO₂ Emissions Stabilization. The Community Strategy. Energy and Environment Unit”. *Energy in Europe*. Num. 20. Diciembre.
- FEE, D. (1991), “Energy in Europe”. CE. *Directorate-General for Energy*. Number 17. July 1991.
- FOUQUET, D., & JOHANSSON, T. B. (2008), “European renewable energy policy at crossroads—Focus on electricity support mechanisms”. *Energy Policy*, 36(11), 4079-4092.
- FRIEDMAN, M. (1968). “The Role of Monetary Policy.” *American Economic Review*. March, 58:1, pp. 1-17. Pittsburgh.
- FROGGATT, A. & HADFIELD, A. (2015), “Deconstructing the European Energy Union: Governance and 2030 Goals”, *UKERC (UK Energy Research Center). Working Paper*.
- GEORGHIOU, L., (1999), “Socio-Economic Effects of Collaborative R&D-European Experience”, *Journal of Technology Transfer* 24 (1), pp 69-79.
- GERMESHUSEN, R; LÖSCHEL, A, (2015), “Energienstückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit”, *ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft*.
- GILLINGHAM, J. (1991), “Coal, steel, and the rebirth of Europe, 1945-1955: the Germans and French from Ruhr conflict to Economic Community”. *Cambridge University Press*, pp. 228 y ss.
- GONZÁLEZ FERRÁN, E. (1997), “Documento Diálogo Euro-Árabe”, *Universidad de Sevilla. Secretariado de Publicaciones*.
- GORDON, Robert J. (1984), “Supply Shocks and Monetary Policy Revisited.” *American Economic Review*. May, 74:2, pp. 38-43. Pittsburgh US.
- GREEN PAPER for a Community Strategy. COM (2005) 265 Final
- GRUBLER, A. (2012), “The French Pressurized Water Reactor Program. Historical Case Studies of Energy Technology”, in *Energy Technology Innovation*, Cap. 24. *Wilson. Cambridge University Press: Cambridge, UK*.
- GRUBLER, A. & VVAA. (2012), “Policies for the Energy Technology Innovation System (ETIS)” *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, (2012), pp. 1665-1744. Cambridge University Press: Cambridge, UK.
- HANSEN, J., SATO, M., & RUEDY, R. (2012), “Perception of climate change”. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(37), E2415-E2423.
- HASSAN, J. A., & DUNCAN, A. (1994), “Integrating Energy: the Problems of Developing an Energy Policy in the European Communities, 1945-1980”, *Journal of European Economic History*, 23(1), 159.
- HELM, D. (2014), “The European framework for energy and climate policies”. *Energy Policy*, 64, 29-35.
- JACOTTET, A. (2012), “Cross-border electricity interconnections for a well-functioning. EU Internal Electricity Market”. *Oxford Institute for Energy Studies. Oxford Energy Comment*, 1-17.
- JAUREGUI, G. (2013), “El proceso constituyente de la UE: Democracia y Soberanía en la Europa Constitucional”. *Master de Integración Política y Unión Europea de la EHU. Lección 1. San Sebastián. EHU*.
- KLESSMANN, C., HELD, A., RATHMANN, M., & RAGWITZ, M. (2011), “Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union—What is needed to reach the 2020 targets?”. *Energy policy*, 39(12), 7637-7657.

- LEONARD, W. (1978), EU Speech. "Energy requirements and nuclear power in Europe". *18th Annual Conference of the Canadian Nuclear Association*. Ottawa.
- MANGAS MARTÍN, A. & LIÑÁN NOGUERAS, D. (2016), "Instituciones y Derecho de la Unión Europea", *Tecnos*, Madrid, 2016 (9ª ed.),
- MARÍN QUEMADA, J. M. (2008), "Política energética en la UE: el debate entre la timidez y el atrevimiento. Información Comercial Española", *ICE: Revista de Economía*, (842), 65-76.
- MARLETTA, M. (2011), *Energia, integrazione europea e cooperazione internazionale*, Torino, pp. 5 y ss.; de la misma autora (2012): "Il Trattato di Lisbona e gli sviluppi nel settore dell'energia", en: *I Quaderni Europei. Serie Energia*, nº 1 (L'azione dell'Unione nel settore dell'energia), pp. 7 y ss.;
- MASKALIK, N (2016), "Towards Integrated EU Energy Market.SetPlan" *CEEEEC* 2016.
- Mc.MULLAN, J.T. STRUB, A.S. (1982), EU COMMISSION. «Résultats du 1er programme énergétique de recherche et de développement de la Communauté européenne», Working Document. *Editions du Moniteur, Paris*.
- MILWARD, A. S. (1984), *The Reconstruction of Western Europe 1945-1951*. Ed. Methuen & Co. London 1984.
- MORAN BLANCO, S. (2015), *Seguridad Energética y Medio Ambiente; dos caras de la misma moneda*. Ed. Aranzadi, Cizur Menor. 2015.
- MOSCHETTA, M.T. (2014), "Art. 194. Energía", en POCAR, F. y BARUFFI, M.C., *Commentario breve ai Trattati dell'Unione Europea*, Cedam, Padova, pp. 194 y ss. Sobre la primera aplicación de la señalada disposición como base jurídica: *STJ Parlamento Europeo c. Consejo*, de 6 de septiembre de 2012, C-490/10.
- MUNICH i GASA, J. (1989), "El diálogo Euro-Arabe" *Revista CIDOB d'Afers Internacionals*, nº 16, pg. 33. Barcelona.
- NORA, S. (1961), "Toward a single energy policy. Individual national policies vs. a concerted European Policy". *Lecture at the European Universitaire de Nancy*.
- ORESQUES, N. (2004), "The scientific consensus on climate change". *Science*, 306 (5702), 1686-1686.
- PARRA, R.J. (2013), "*La política energética de la Unión Europea: la construcción del mercado interior de la electricidad*". Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza.
- PRIETO SERRANO, N. (2015), "Euratom, origin and contents of Community European of the energy atomic". *Estratos*, 113, 16-21.
- REGUL, R. (1958), "The atom and Europe's energy gap", *Speech European Coal and Steel Community*.
- ROSSETTI DI VALDALBERO, D. (2010), "The power of science". Ed. *Peter Lang Publishing Group*, Brussels.
- SARMIENTO, D. (2016), *El derecho de la Unión Europea .Ed.: Marcial Pons Ediciones Jurídicas y Fiscales*, Madrid.
- SCHUMAN, R. (1963), *Pour l'Europe*, Ed. Nagel, Paris.
- SIMONET, H. (1973), "Summary of a statement made by Mr. Simonet, Vice-President of the Commission, to the European Parliament on petroleum supplies". *Strasbourg*, 13 November 1973. EU Speech.
- SORIANO, F. H., & MULATERO, F. (2011), "EU research and innovation (R&I) in renewable energies: the role of the strategic energy technology plan (SET Plan)". *Energy Policy*, 39(6).

SOUTOU, G (1993), « Les accords de 1957 et 1958 : vers une communauté stratégique nucléaire entre la France, l'Allemagne et l'Italie? » - *article ; n°1 ; vol. 31, pp. 1-12. Matériaux pour l'histoire de notre temps - Année 1993. Portal de Revistes Scientifiques.*

SPAACK, F. (1973), "An energy policy for the European Community". *Energy Policy*, 1(1), 35-37.

STRATIEVA, N. (2014), "EU's Energy Efficiency Strategy for 2030 - Balance or Disappointment?". *Worldwatch Institute Europe*. 3.10.2014.

TORRITI, J. (2010), Impact Assessment and the Liberalization of the EU Energy Markets: Evidence-Based Policy-Making or Policy-Based Evidence-Making?. *JCMS: Journal of Common Market Studies*, 48(4), 1065-1081.

URWIN, D. W. (2014), *The community of Europe: A history of European integration since 1945*. Routledge.

VAN RENSEN, S. (2013), "The EU's great 2030 energy and climate compromise", *Energy Post*.

VAVAKOVA, B. (1995), 'Building Research-Industry Partnerships through European R&D Programmes', *International Journal of Technology Management* 10 (4/5/6) 567-585.

VINCK, F. (1958), "The future of coal and energy competition in the Community". *Speech to the "Luxembourg Pro-Energy Society"*. 9 December 1958. EU Speech.

VOGLER, J. (2013), "Changing conceptions of climate and energy security in Europe". *Environmental Politics*, 22(4), 627-645.

2.- POLITICA ENERGÉTICA DINAMARCA.

ANDERSEN, M. S. (1994), "The green tax reform in Denmark: shifting the focus of tax liability". *Environmental Liability*, 2(2), 29-41.

ANDERSEN, V. (2013), "Impacts of Energy Taxation on Competitiveness of Denmark". *Danish Ecological Council*.

AUNE, F. R., GOLOMBEK, R., KITTELSEN, S. A., & ROSENDAHL, K. E. (2004), "Liberalizing the energy markets of Western Europe—a computable equilibrium model approach". *Applied Economics*, 36(19), 2137-2149.

BACKLUND, S., THOLLANDER, P., PALM, J., & OTTOSSON, M. (2012). "Extending the energy efficiency gap". *Energy Policy*, 51, 392-396.

BLEGAA, S., *et al.* (1976), "Sketch for alternative energy plan for Denmark, organization for information on Nuclear Power, the organization for renewable energy", Ed. OVE Publishing, Copenhagen.

BREGNBÆK, L. (2005). "Natural Gas Supply in Denmark-A Model of Natural Gas Transmission and the Liberalized Gas Market" (Doctoral dissertation), Technical University of Denmark, DTU.

CHRISTENSEN, T. B., WELLS, P., & CIPCIGAN, L. (2012). "Can innovative business models overcome resistance to electric vehicles? Better Place and battery electric cars in Denmark". *Energy Policy*, 48, 498-505.

CHRISTOFFERSEN, L. B., LARSEN, A., & TOGEBY, M. (2006). "Empirical analysis of energy management in Danish industry". *Journal of Cleaner Production*, 14(5), 516-526.

CLIFT, R. (2007). "Climate change and energy policy: the importance of sustainability arguments". *Energy*, 32(4), 262-268.

CONNOLLY, D., LUND, H., MATHIESEN, B. V., WERNER, S., MÖLLER, B., PERSSON, U., ... & NIELSEN, S. (2014). "Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system". *Energy Policy*, 65, 475-489.

COWI A/S 2014 "District Heating. Country Survey". Brochure,

Danish Building Research Institute. Aalborg University (2013) "Cost-optimal levels of minimum energy performance requirements in the Danish Building Regulations". SBI 2013:25.

Danish Commission on Climate Change Policy.(2013), "Green Energy.The road to a Danish energy system without fossil fuels".

Danish Economic Council, (1997), "The Electricity Supply Industry in Transition. The Domestic Economy, Wages, Taxes and Income Distribution". The International Outlook.

Danish Electricity Distribution Companies "Rapport Electricity Savings".

Danish Energy Association. (2014), "Why obligations schemes are the solution for European member states during the financial crisis".

Danish Agency Energy. (2001), "Informe 2001".

Danish Energy Policy, *First Energy Plan*. 1976.

Danish Government's. (1996), "Action Plan for Energy Energy 21. Fourth Energy Plan"

Danish Government's. (1996), "Action Plan for Reduction of the CO₂-Emissions of the Transport Sector". Ministry of Transport and Energy.

Danish Government. (2010), "*Knowledge > Growth > Prosperity > Welfare..*" Primer Minister's Office. Copenhagen.

Danish Government. (2011), "*Our Future Energy*" Estrategia Energética 2050.

Danish Government. (2011), "*Energy Strategy 2050. From coal, oil and gas to green energy*".

Danish Power System. DEA (2005). "*Distributed generation and high wind penetration*".

Danish Ministry of Transport and Energy (2004). "*Energy Strategy 2025. Perspectives to 2025 and draft action plan for the future electricity infrastructure*".

Danish Ministry of Energy (1990), "*Energy 2000. A Plan of Action for Sustainable Development*".

Danish Ministry of Transport and Energy.(2005), "*Action plan for renewed energy-conservation. NEEAP 2005*".

DEA (2005), Danish Energy Agency."Distributed generation and high wind penetration". *The Danish Power System*.

DEA (2014), "*Denmark's National Energy Efficiency Action Plan. (NEEAP)*".

DEA "*The Danish Energy Agency's agreements on implementation of energy efficiency measures in energy-intensive companies*". Brochure.

DERA, (2015), "*Annual Reports 2005 to 2014*".

DONG, C. G. (2012), "Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard: An empirical test of their relative effectiveness in promoting wind capacity development". *Energy Policy*, 42, 476-485. *Ecological Council*.

EISING, R. (2002), "Policy learning in embedded negotiations: Explaining EU electricity liberalization". *International Organization*, 56(01), 85-120.

Energi Ministeriet. (2009) "*Energy Policy Report*". Klima OG.

Energinet, dk. (2010), "*Gas in Denmark 2010. Security of supply and development*".

Energinet, dk. (2015), "*Electricity and Gas in Denmark. System Plan*".

Energinet,dk. (2016), "*Danish Strategies up date. 12 Enero 2016*".

Energinet. dk. (2015), "Gas in Denmark" .

ERICSSON, K. (2006), "Evaluation of the Danish voluntary agreements on energy efficiency in trade and industry". *Paper aus dem AID-EE-Projekt*.

FUND DENMARK. (2015), "*Fund Denmark Innovation Strategy*".

GLOBE INTERNATIONAL. (2015), "*The 2015 Global Climate Legislation Study. Climate Change Legislation in Denmark*".

GRAM-HANSEN, K. (2014), "Existing buildings—Users, renovations and energy policy. *Renewable Energy*, 61, 136-140.

HALL, D.O. (1997), "Biomass energy in industrialised countries; a view of the future". *Forest ecology and management*, 91(1), 17-45.

HAMDY, M., HASAN, A., & SIREN, K. (2013), "A multi-stage optimization method for cost-optimal and nearly-zero-energy building solutions in line with the EPBD-recast 2010". *Energy and Buildings*, 56, 189-203.

HVELPLUND, F., et al. (1983), *Energy for the future: alternative energy plan in 1983*, Borgen Publishers, Copenhagen.

JAMASB, T. & POLLITT, M. (2005), "Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration". *The Energy Journal*, 11-41.

JOHANNSEN, K. S. (2002), "Combining voluntary agreements and taxes; an evaluation of the Danish agreement scheme on energy efficiency in industry". *Journal of Cleaner Production*, 10(2), 129-141.

KLESSMANN, C., HELD, A., RATHMANN, M., & RAGWITZ, M. (2011), "Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union. What is needed to reach the 2020 targets?". *Energy policy*, 39(12), 7637-7657.

KLIMA OG Energi Ministeriet.(2009), "*Energy Policy Report*".

LARSEN, A., BUNDGAARD, S. S., DYHR-MIKKELSEN, K., & TOGEBY, M. (2013), "Energy Efficiency Obligation Schemes in the EU: Lessons Learned from Denmark". In *IAEE Energy Forum*.

LIPP, J. (2007), "Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom". *Energy Policy*, 35(11), 5481-5495.

LUND, H., & MATHIESEN, B. V. (2009). "Energy system analysis of 100% renewable energy systems. The case of Denmark in years 2030 and 2050". *Energy*, 34(5), 524-531.

LUND, H., MÖLLER, B., MATHIESEN, B. V., & DYRELUND, A. (2010), "The role of district heating in future renewable energy systems". *Energy*, 35(3), 1381-1390.

LUND, H., WERNER, S., WILTSHIRE, R., SVENDSEN, S., THORSEN, J. E., HVELPLUND, F., & MATHIESEN, B. V. (2014), "4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems". *Energy*, 68, 1-11.

MALLON, K. (2000), "The Liberalisation of Europe's Electricity Markets. Is the environment paying the price for cheap power?". *Greenpeace International*, 50.

MARKARD, J. & TRUFFER, B. (2006), "Innovation processes in large technical systems: Market liberalization as a driver for radical change?" *Research Policy*, 35(5), 609-625.

MARKARD, J., TRUFFER, B., & IMBODEN, D. (2004), "The impacts of market liberalization on innovation processes in the electricity sector". *Energy & Environment*, 15(2), 201-214.

MASKELL, P. (1998), "Learning in the village economy of Denmark. Regional innovation systems: the role of governance in a globalized world". *Copenhagen Business School. Aalborg University Univeri*<http://www.druid.dk/> 190-213.

MATHIESEN, B. V., & LUND, H. (2009), "Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources". *Renewable Power Generation, IET*, 3(2), 190-204.

MATHIESEN, B. V., LUND, H., & NØRGAARD, P. (2008), "Integrated transport and renewable energy Systems". *Utilities Policy*, 16(2), 107-116.

MATHIESEN, B. V., LUND, H., & KARLSSON, K. (2011), "100% Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth". *Applied Energy*, 88(2), 488-501.

MEYER, N. I. (2004), "Renewable energy policy in Denmark". *Energy for sustainable development*, 8(1), 25-35.

- MEYER, N. I. (2007), "Learning from wind energy policy in the EU: lessons from Denmark, Sweden and Spain". *European Environment*, 17(5), 347-362.
- MORTENSEN, B (2014), "Legal Framework as a Core Element of District Cooling Success. The Case of Denmark". *Journal of Power and Energy Engineering*, 2(09), 41.
- MUNKSGAARD, J. (2013), "System and market integration of wind power in Denmark". *Energy Strategy Reviews*, 1(3), 143-156.
- MÜNSTER, M., MORTHORST, P. E., LARSEN, H. V., BREGNBÆK, L., WERLING, J., LINDBOE, H. H., & RAVN, H. (2012), "The role of district heating in the future Danish energy system". *Energy*, 48(1), 47-55.
- NIEROP, S. C. (2014), "*Energy poverty in Denmark? Doctoral dissertation, Master's Thesis for the Joint European Master in Environmental Studies–Cities & Sustainability*". Aalborg University. The Hague: RVO.
- OECD (1999), "*Regulatory Reform in Electricity*". Denmark, Country Studies.
- PEDERSEN, S. L. (2000), "The Danish CO₂ emissions trading system". *Review of European Community and International Environmental Law*, 9(3), 223-231.
- PRICE, L. (2005), "Voluntary agreements for energy efficiency or GHG emissions reduction in industry: An assessment of programs around the world". *Proceedings of the 2005 American Council on Energy Efficiency in Industry*.
- RAVEN, R., & GREGERSEN, K. H. (2007), "Biogas plants in Denmark: successes and setbacks". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(1), 116-132.
- RINGEL, M. (2006), "Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates". *Renewable Energy*, 31(1), 1-17.
- ROPENUS, S., & JACOBSEN, H. K. (2015), "A Snapshot of the Danish Energy Transition". *Agora Energiewende. Danmarks Tekniske Universitet*.
- SØRENSEN, B., PETERSEN, A. H., JUHL, C., RAVN, H., SØNDERGREN, C., SIMONSEN, P., & SCHLEISNER, L. (2004), "Hydrogen as an energy carrier: scenarios for future use of hydrogen in the Danish energy system and sustainability". *International Journal of Hydrogen Energy*, 29(1), 23-32.
- SPERLING, K., HVELPLUND, F., & MATHIESEN, B. V. (2010), "Evaluation of wind power planning in Denmark–towards an integrated perspective". *Energy*, 35(12), 5443-5454.
- SPERLING, K., HVELPLUND, F., & MATHIESEN, B. V. (2011), "Centralisation and decentralisation in strategic municipal energy planning in Denmark". *Energy Policy*, 39(3), 1338-1351.
- SVENSSON, J.E, & KIRKEGAARD, A. (2011), "The International Comparative Legal Guide to: A practical cross-border insight into Gas Regulation work". In *Gas Regulation 2011* Chapter 11. Denmark, Gorrissen Federspiel. Ed. Global Legal Group Ltd, London.
- THIRD ENERGY PLAN. (1990), "*Action Plan on Sustainable Development. Energía 2000*".
- THOLLANDER, P., KARLSSON, M., SÖDERSTRÖM, M., & CREUTZ, D. (2005), "Reducing industrial energy costs through energy-efficiency measures in a liberalized European electricity market: case study of a Swedish iron foundry". *Applied Energy*, 81(2), 115-126.
- TREFFERS, D. J., FAAIJ, A., SPAKMAN, J., & SEEBREGTS, A. (2005), "Exploring the possibilities for setting up sustainable energy systems for the long term: two visions for the Dutch energy system in 2050". *Energy Policy*, 33(13), 1723-1743.

UN (2002). *“Agenda 21. Johannesburg. Summit.2002 Country profiles”*.

3.- POLITICA ENERGÉTICA ALEMANIA.

AGEB. (2015), Evaluation Tables of the Energy Balance for Germany. 1990 to 2014.

AGEE-Stat (2012), *“Development of Renewable Energy Sources in Germany 2011. Graphics and tables Version: July 2012”*. Basado en datos estadísticos de *Working Group on Renewable Energy-Statistics*.

AICGS (2014), American Institut for Contemporary German Studies. *“The reform of the German Renewable Energy Act in”*

AUER, J. (2012), German Policy Watch. *Deustche Bank*.

BAKER & MC. KENZIE, (2014). *“Reform of the Renewable Energy Sources Act. Energy EEG 2014, Germany”*.

BAKER, P., & GOTTSTEIN, M. (2013), *“Capacity markets and European market coupling: can they co-exist.”* Regulatory Assistant Project. Discussion Draft.

BATTAGLINI, A., LILLIESTAM, J., HAAS, A. & PATT, A. (2009), *“Development of SuperSmart Grids for a more efficient utilisation of electricity from renewable sources”*. *Journal of cleaner production*, 17(10), 911-918.

BCG (2014). *“Germany’s Energiewende: The End of Power Market Liberalization? Perspectives”*. 2014.

BDEW Bundesverband der www.bdew.de Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Press Conference, 2013. Developments in the German electricity and gas sector in 2012

BECHBERGER, M. & REICHE, D. (2004), *“Renewable energy policy in Germany: pioneering and exemplary regulations. Environmental Policy Research Unit (FFU), Free University of Berlin”*, *Energy for Sustainable Development I Volume VIII No.1 March 2004*.

BMU (2002), *Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources*. Brochure.

BMU (2007), *“The Renewable Energy Sources Act EEG. The success story of sustainable policies for Germany”*.

BMU (2008), *“Development of Renewable Energy Sources in Germany”*. Brochure.

BMU (2009), *Climate Protection Initiatives and Energy Efficiency: Research, Project Mangement*.

BMU (2009), Federal Ministry for the Environment, Nature Protection and Reactor Safety. *“BMU response to renewed criticism of EEG by RWI: well known and refuted a longtime ago”*.

BMU (2010), *“Renewable Energy Sources Act (EEG) Key features, development and perspectives”*. Nicolas Oetzel, Minister BMU.

BMU (2010), *“Renewable Energy Sources Act, (EEG), Key features, development and perspectives”*.

BMU (2010). *“Electricity from Renewable Energy Sources. What Does It Cost?”*

BMU (2011), *“Cornerstones of the EEG amendment and other innovations for renewable energy”*.

BMU (2011), *“The Energy Concept and its accelerated implementation”*. Brochure.

BMU (2013), *“Renewable Energy Sources in Figures. National and International Development”*.

BMU (2014), *“Background Information on the EEG Progress Report”*.

BMU (2015). Agora Energiewende, *“Renewable Energy Sources in Figures. National and International Development. Report on the German power system”*.

BMU Energy Supply (2011), *“The Federal Government's energy concept of 2010 and the transformation of the energy system of 2011. Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable”*. Brochure.

BMWi (2007), *“National Energy Efficiency Action Plan (EEAP) of the Federal Republic of Germany in accordance with the EU Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services”*. Brochure.

BMWi (2008), *“Development and Demonstration of Modern Energy Technologies”*. Brochure.

BMWi (2008), Climate Protection and Energy Efficiency. Development and Demonstration of Modern Energy Technologies. Brochure.

BMWi (2010), *“Energy Concept 2050 for Germany with a European and Global Perspective. A vision for a sustainable Energy Concept based on energy efficiency and 100% renewable energy. A vision for a sustainable Energy Concept based on energy efficiency and 100% Renewable Energy”*. Prepared by the “Sustainable Energy System 2050” expert committee of the ForschungsVerbund Erneuerbare Energien. Brochure.

BMWi (2011), *“Research for an environmentally sound, reliable and affordable energy supply. 6th Energy Research Programme of the Federal Government”*. Brochure.

BMWi (2011), *“Second National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP) of the Federal Republic of Germany”*. Brochure.

BMWi (2011), *“Tariffs degression and sample calculations pursuant to the new Renewable Energy Sources Act of 4 August 2011” (‘EEG 2012’)*

BMWi (2012), *“Germany’s New Energy Policy. Heading towards 2050 with secure, affordable and environmentally sound energy “*. Special Brochure.

BMWi (2013), *“Energy consumption of the tertiary sector (trade, commerce and services) for the years 2007 to 2010”*. Final Report from Fraunhofer ISI, IfE, GfK, IREES, BASE-ING Technology.

BMWi (2013), *“Energy reforms on path to success. Measures for a secure, affordable and environmentally friendly energy supply”*. Brochure

BMWi (2014), *“An Electricity Market for Germany’s Energy Transition”*. Discussion Paper of the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Green Paper).

BMWi (2014), *“Third National Energy Efficiency Action Plan (NEEAP) of the Federal Republic of Germany”*. Brochure.

BMWi and BMU (2012) *“Smart Energy made in Germany. Interim results of the E-Energy pilot projects towards the Internet of Energy”*. B.A.U.M. Consult GmbH, Munich/Berlin. 2012

BMWi and BMU, (2012), *“Energy of the future”* First Monitoring Report Summary.

BMWi and BMU. (2010), *“Energy Concept 2050 for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply”*.

BMWi and BMVBS (2010) *“Das Haus: Innovation in Renewables and Energy”*, Brochure.

BMWi. (2010), *“Energy Efficiency in Industry, Building Service Technology and Transport”*.

BMWi.(2013),*“National Reform Programme 2013“*, Brochure.

BNetzA. (2013), Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt. Monitoring report 2012.

BNetzA. (2014), Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt. Monitoring report 2013.

- BNetzA. (2015), Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt. Monitoring report 2014.
- BODE, S.; GROSCURTH, H. (2006), "The Effect of the German Renewable Energy Act (EEG) on the Electricity Price" *Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)*. Discussion Paper 358.
- BÖLL-STIFTUNG H, (2014), Energy Transition, The German Energiewende,
- BONNEVILLE, E, & RIALHE, A. (2005), "Impact of Liberalization of the Electricity Market on Energy Efficiency, Quality of Supply and Environmental Performance". *Leonardo Power Quality Initiative (LPQI)*, 2005.
- BORGGREFE, F & NEUHOFF, K. (2011), "Balancing and Intraday Market Design:Options for Wind Integration" *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung*.
- BRUCNER, T; KNOPF, B; KONDRIELA, H; PAHLE, M; GOTZ, M. (2011), "Scenarios for Phasing Out Nuclear Energy in Germany". *Friedrich-Ebert-Stiftung. Economic and Social Policy Department*.
- BRUNEKREEFT, G., & BAUKNECHT, D. (2006), "Energy policy and investment in the German power market. Electricity Market Reform: An International Perspective", *Elsevier*, 235-264.
- BULL, S. R. (2001), "Renewable energy today and tomorrow". *Proceedings of the IEEE*, 89(8), 1216-1226.
- BUTLER, L. & NEUHOFF, K. (2008), "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development". *Renewable energy*, 33(8), 1854-1867.
- CEPEDA, M., SAGUAN, M., FINON, D., & PIGNON, V. (2009), "Generation adequacy and transmission interconnection in regional electricity markets". *Energy Policy*,37(12), 5612-5622.
- CLUDIUS, J, HERMMANN. H, and others (2014), "The effect of merit order of the wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016 Estimation and impact on the distribution". *Energy Economics*.Vol. 44, issue C, pp 302-313.
- COUTURE, T. & GAGNON, Y. (2010), "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment". *Energy policy*, 38(2), 955-965.
- DELOITTE (2015), European Energy Market Report. Germany.
- DEUTSCHER BUNDESTAG. (2008), "Payment provisions in the future EEG for the year 2009".
- DINCER, I. (2000), "Renewable energy and sustainable development: a crucial review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4(2), 157-175.
- EGGEN.S, & MAGNE, O. (2005), "Analysis of the efficiency of the German Electricity Market", *Norwegian University of Science And Technology (NTNU)*.
- ENSRG. European Nuclear Safety Regulators Group (2010), "Peer review country report Stress tests performed on European nuclear power plants".
- EUROPEAN COMMISSION, (2003), "External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport". *Brussels. Eurosolar*, 2003.
- EUROPEAN COMMISSION, (2014), "Energy Economic Developments in Europe. *European Economy*", Directorate-General for Economic and Financial Affairs.2014.
- EWI. Institute of Energy Economics at the University of Cologne. (2012). "Investigation into a sustainable electricity market design for Germany"
- EWI/Prognos (2010), "The Trend of Energy Markets up to the Year 2030".
- FEDERAL STATISTICAL OFFICE. (2015), National Accounts. Gross Domestic Product since 1970 Quarterly and annual results.

- FRAUNHOFER and others Instituts. (2010), "Energy Concept 2050 for Germany with a European and Global Perspective".
- FRAUNHOFER ISE. (2014), "Electricity production from solar and wind in Germany in 2014".
- FRAUNHOFER ISE. (2014), "Recent facts about photovoltaics in Germany 2013".
- FRAUNHOFER. (2010), "Sustainable Energy System 2050". Expert committee of the ForschungsVerbund Erneuerbare Energien.
- FRONDEL, M. & Al. (2010), "The German Residential Energy Consumption Survey 2009-2010". Research Project. RWI, Forsa, BMWi.
- GABLER, H., HEIDLER, K., & HOFFMANN, V. U. (1997), "Market introduction of grid-connected photovoltaic installations in Germany". In *Proc. 14th EUPVSEC*, Barcelona (pp. 27-32).
- GAWEL, E., and VV.AA. (2014), "The future of the energy transition in Germany". *Energy, Sustainability and Society*, 4(1), 15
- GEELS, F. W. (2002), "Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: a multi-level perspective and a case-study". *Research Policy*, 31(8), 1257-1274.
- GENENNIG, B., ET AL., (2002), "Evaluierung des 100.000-Dächer-Solarstrom-Programms. Report to BMWi. Forschungs-und Planungs GmbH". Umweltinstitut and Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig.
- GERMESHUSEN, R; LÖSCHEL, A. (2015), "Energienstückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit". *ZBW – Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft*
- GREENING, L. A., GREENE, D. L., & DIFIGLIO, C. (2000), "Energy efficiency and consumption—the rebound effect—a survey". *Energy policy*, 28(6), 389-401.
- GREENPEACE (2014), "Lifetime extension of ageing nuclear power plants: Entering a new era of risk". Zurich.
- GREENPEACE and EPIA European Photovoltaic Industry Association. (2001), "Solar Generation. Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020. A blueprint to achieve 10% of the world's electricity from wind power by 2020". Forum for Energy and Development, Greenpeace, 1999. WindForce 10. European Wind Energy Association.
- GUMB, G. (2009), "Product Development Housing Programs". Frankfurt: KfW Bankengruppe.
- HEDDENHAUSEN, M. (2007), "Privatisations in Europe's liberalized electricity markets—the cases of the United Kingdom, Sweden, Germany and France". *Research Unit EU Integration, German Institute for International and Security Affairs*.
- HILDMANN, M., ULBIG, A., & ANDERSSON, G. (2013). "Revisiting the merit-order effect of renewable energy sources". *arXiv preprint arXiv:1307.0444*.
- IER, Institute for Energy Research. (2012), "Germany's Energy Policy: Man-Made Crisis Now Costing Billions. Analysis".
- JACOBSSON, S. & BERGEK, A. (2003), "Energy systems transformation: the evolution of technological systems in renewable energy technology". *Industrial and Corporate Change*, Vol 13(5) pp 815-849.
- JACOBSSON, S. & JOHNSON, A. (2000), "The Diffusion of Renewable Energy Technology: An Analytical Framework and Key Issues for Research". *Energy Policy*, 28, (9), 625-640.
- JACOBSSON, S. & LAUBER, V. (2006), "The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology". *Energy policy*, 34(3), 256-276.

- JAHN, D. (1992), "Nuclear power, energy policy and new politics in Sweden and Germany". *Environmental Politics*, 1(3), 383-417.
- JOHANSSON, T. B., & TURKENBURG, W. (2004). "Policies for renewable energy in the European Union and its member states: an overview." *Energy for sustainable development*, 8(1), 5-24.
- JOODE, J. D., KOUTSTAAL, P. R., & OZDEMIR, O. (2015), "Financing investment in new electricity generation capacity in Northwest Europe". *Policy Studies*.
- JOSKOW, P. L. (2010), "Market imperfections versus regulatory imperfections". *DICE Report*, 8(3), 3.
- JOSKOW, P.L. (2008), "Lessons Learned from the Electricity Market Liberalization". *Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. The Energy Journal*.
- KEMFERT, C. (1999), "*The Liberalisation Process of the German Electricity Market Strategies and Opportunities*". Institute of Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER). Stuttgart.
- KLEIN, A., HELD, A., RAGWITZ, M., RESCH, G. & FABER, T. (2007), "Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the International Feed-in Cooperation. Karlsruhe, Germany and Laxenburg, Austria": *Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung and Vienna University of Technology Energy Economics Group*.
- KNOPF, B. (2011), "Scenarios for Phasing Out Nuclear Energy in Germany. A Study for the Economic and Social Policy Department. *Friedrich-Ebert-Stiftung*.
- KNOPF, B., PAHLE, M., KONDZIELLA, H., JOAS, F., EDENHOFER, O., & BRUCKNER, T. (2014). "Germany's nuclear phase-out: Sensitivities and impacts on electricity prices and CO₂ emissions". *Economics of Energy & Environmental Policy*, 3 (1): 89, 105.
- LAUBER, V. (2002), "The different concepts of promoting RES-electricity and their political career", en *Proceedings of the 2001 Berlin Conference on the Human Dimensions of Global Environmental Change*, 296-305. Potsdam Institute Climate Impact Research, 80 PIK Report".
- LAUBER, V. (2002). "Renewable energy at the EU level", en *Handbook of the Renewable Energies in the European Union*, 25-36, Ed. Peter Lang.
- LAUBER, V., & MEZ, L. (2004). "Three decades of renewable electricity policies in Germany". *Energy & Environment*, 15(4), 599-623.
- LECHTENBÖHMER, S; LUHMANN, H. (2013), "Decarbonization and regulation of Germany's electricity system after Fukushima". *Climate Policy*, Vol. 13(1), 146–154.
- LEHR, U., LUTZ, C., & EDLER, D. (2012), "Green jobs? Economic impacts of renewable energy in Germany." *Energy Policy*, 47, 358-364.
- MADLENER R. & JOCHEM, E. (2001), "Impacts of market liberalization on the electricity supply sector: a comparison of the experience in Austria and Germany". *Centre for Energy Policy and Economics*.
- MÖLLER, C., RACHEV, S., & FABOZZI, F. (2009), "Strategic deployment of balancing energy in the German electricity market". *Proceedings of the 10th IAEE European conference energy, policies and technologies for sustainable economies*. IAEE Austria.
- MULLER, J., HILDMANN, M., ULBIG, A., & ANDERSSON, G. (2014), "Grid integration costs of fluctuating renewable energy sources". *Technologies for Sustainability (SusTech), 2014 IEEE Conference on* (pp. 15-21).
- NITSCH, J., 2002. "Die Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2050", in: *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energiewende:*

Atomausstieg und Klimaschutz. Dokumentation der Fachtagung vom 15. und 16. Februar 2002. Berlin, 95-110.

POWER, A; ZULAUF, M. (2011), *Cutting Carbon Costs: Learning from Germany's Energy Saving Program*. London School Economics.

PROGNOS/EWI/GWS. (2011), *"Energieszenarien 2011 Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie"*.

R2B Energy Consulting GmbH (2014). "Endbericht Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket. Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen". Köln,

RHYS, J. (2013), "Current German Energy Policy, the Energiewende. A UK climate change perspective". *The Oxford Institute for Energy Studies*.

RICHTER, M. (2013), "Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy". *Energy Policy*, 62, 1226-1237.

RIFKIN, J. (2002), *The Hydrogen Economy*, Ed. Penguin Putnam, Inc. NY.

ROBERT SCHUMAN Center for Advance Studies. (2014), *"The Implicit Carbon Price of Renewable Energy Incentives in Germany"*. Climate Policy Research Unit.

RWI (2009). Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung: *"Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience"*.

RWI (2012). Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, *"The German Residential Energy Consumption Survey 2009-2010"*.

SEN, A. (2014), *"Divergent Paths to a Common Goal? An Overview of Challenges to Electricity Sector Reform in Developing versus Developed Countries"*. The Oxford Institute for Energy Studies.

SENSFUSS, F., RAGWITZ, M., & GENOESE, M. (2008). "The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany". *Energy policy*, 36(8), 3086-3094.

SIEMENS AG, Corporate Communications. (2013). *Opportunities for Germany's energy transition*.

STATISTISCHES BUNDESAMT. 2014, "Prices. Long-time series from January 2000 to March 2014".

STORE, HSU & NTUA. (2013), *"Germany Overview of the electricity supply system and an estimation of future energy storage needs"* Research Report.

TOKE, D., & LAUBER, V. (2007), "Anglo-Saxon and German approaches to neoliberalism and environmental policy: The case of financing renewable energy". *Geoforum*, 38(4), 677-687.

UNIPEDE-EUROLECTRIC (1999), *"Report on Stranded Costs"*. April 1999.

UNWELT BUDENSAMT (2013), *"Germany 2050 a greenhouse gas-neutral Country"*.

UWER, D. & ZIMMER, D. (2014), "Electricity Regulation in Germany: overview". *Practical Law 2014 Verlag, Wiesbaden*, 329-350.

VERCLAS, K. (2014), "The reform of the German Renewable EEG (2014)". *American Institut for Contemporary German Studies*.

VON DANWITZ, T. (2006), "Regulation and Liberalization of the European Electricity Market-A German View". *Energy LJ*, 27, 423.

WAND, R. & LEUTHOLD, F. (2011), "Feed-in tariffs for photovoltaics: Learning by doing in Germany?" *Applied Energy*, 88(12), 4387-4399.

WILSON, R. (2014) "Germany's Nuclear Energy Phaseout: The Timetable". *The Energy Collective*.

WORLD ENERGY COUNCIL. (2010), "World Energy Perspective: Nuclear Energy One Year After Fukushima".

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION (2014), "Nuclear Power in Germany".

WUPPERTAL INSTITUTE FOR CLIMATE. (2012), Electricity system after Fukushima., *Environment and Energy*.

ROQUES, F. (2014), European electricity markets in crisis: Diagnostic and way forward. *The Crisis of the European Electricity System. Diagnosis and possible ways forward*, 77-117.

SACH, K. (2011), Germany's Energy Strategy and the Energy and Climate Fund (EKF) *BMU and BMZ*. WIRTH, H. (2014), "Recent Facts about Photovoltaics in Germany." *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*.

4.- POLITICA ENERGÉTICA ESPAÑA Y PAIS VASCO.

ALCÁNTARA, V., & PADILLA, E. (2010), "Determinantes del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)". *Departamento de Economía Aplicada Universidad Autónoma de Barcelona*.

ALCOTT, B. (2005). "Jevons' paradox" *Ecological Economics* 54 (1): 9–21.

ALENZA, J, F. (2016), "Las energías renovables ante la fugacidad legislativa: la mitificación de los principios de (in)seguridad jurídica y de (des)confianza legítima", *Actualidad Jurídica Ambiental*, (55).

ALONSO J.A. (2012), "*Situación actual de la eficiencia energética y el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020*". Simposium sobre Eficiencia Energética. IDAE.

ÁLVAREZ GARCIA, V. (2010), "El régimen constitucional de distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia energética y minera", *Revista General de Derecho Administrativo*, num. 24, pp. 1-44.

ÁLVAREZ VERDUGO, M. (2012), "Energía y Comunidades Autónomas desde la perspectiva del Tratado de Lisboa", en OLESTI RAYO, A. (coord.), *La administración autonómica y el Tratado de Lisboa*, Institut de Dret Public-Tirant lo Blanch, Valencia, 2012, pp. 253-274;

APPA, Asociación de Energías Renovables. (2015), *Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables del año 2015*.

ARAQUE, J. B. (2010), "Energía y sostenibilidad: el reto europeo del logro de los objetivos de 2020". *Economía industrial*, (377), 127-139;

AROCENA, P. KHÜN, K-U. & REGIBEAU, P. (1999), "Regulatory reform in the Spanish electricity industry: a missed opportunity for competition", *Energy Policy* 27, 387-399.

AROCENA, P., & DÍAZ, A. (2014), "Los costes de la energía en la industria del País Vasco". *Boletín de Estudios Económicos*, 69(212), 357.

AROCENA, P., BLÁZQUEZ, L & GRIFFEL, E. (2007), "*La liberalización del sector eléctrico y sus consecuencias: productividad, precios y beneficios empresariales*" Universidad Pública de Navarra.

ARZOZ, X. (2014), "La distribución de competencias en materia energética: bloque de constitucionalidad y jurisprudencia constitucional", *Revista Vasca de Administración Pública*, 99-100, pp. 441-463.

ATIENZA, L. & DE QUINTO, J. (2003), "*Regulación para la competencia en el sector eléctrico español*". Fundación Alternativas.

AVELLANER, J (2005), "La financiación de inversiones en energías renovables y eficiencia energética". *Revista Técnica Industrial*.

AZCÁRATE, B. & JIMÉNEZ, A. M. (1996), "La contribución de las energías renovables en la planificación energética española". *Espacio, tiempo y forma. Serie VI, Geografía*, (9), 39-52.

BACIGALUPO SAGESSE, M. (2010). "La distribución de competencias entre el Estado y las Comunidades Autónomas en materia de energías renovables". *Revista d'estudis autonòmics i federals*, (10), 286-329.

BARRERO, A. (2014), "¿Por qué anuló el gobierno la 25ª subasta Cesur?". *Revista Energía*.

BARREDO, A. (2015), "La UE revela la brutal dependencia energética de España" *Revista de Energías Renovables*. Ed. Haya Comunicación.Madrid.

- BEATO, P. (2005), "La liberalización del sector eléctrico en España: ¿un proceso incompleto o frustrado?". *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía*, (826), 259-281.
- BEATO, P. (2006), "Algunas asignaturas pendientes de la regulación del sector eléctrico en España". *CNE*.
- BEATO, P. (2015), "El debate de la energía distribuida" Suplemento dominical Negocios de *El País*.
- BEATO, P., & DELGADO, J. (2005) "La Liberalización Sector Eléctrico. ¿Un proceso incompleto o frustrado?" *75 Años de Política Económica Española, ICE*. Noviembre 2005, nº 82.
- BELTRÁN, D. J. (2009), "Sostenibilidad, energía y cambio climático, escenarios con futuro". *Economía industrial*, (371), 15-36.
- BLANCO, J. F. (2011), "Una reflexión sobre el sistema eléctrico español". *Estudios de economía aplicada*, 29(2), 2-15.
- BOROBIA, J., LÓPEZ, F., ORTEGA, J., & FAJARDO, F. (2006). "Energía Eólica y Empleo: El caso de Navarra como paradigma". *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía*, (829), 253-271.
- BRAVO, J., LAGO, C., LÓPEZ, A., & CUEVAS, P. (2010), "Energías renovables y modelo energético, una perspectiva desde la sostenibilidad". *Nimbus: Revista de climatología, meteorología y paisaje*, (25), 43-64.
- BUENO, G. (2012). "Analysis of scenarios for the reduction of energy consumption and GHG emissions in transport in the Basque Country". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 1988-1998.
- BUSTELO, F. (1994), *Historia económica: introducción a la historia económica mundial: historia económica de España en los siglos XIX y XX*. Editorial Complutense. Madrid.
- CARPINTERO, O. (2008), "Biocombustibles y uso energético de la biomasa: un análisis crítico". *El final de la era del petróleo barato*, (271), 135. Blog.
- CASSAGNE, J. C. (1996), "El resurgimiento del servicio público y su adaptación en los sistemas de economía de mercado (Hacia una nueva concepción)". *Revista de administración pública*, (140), 95-110.
- COLLELL, C. (2008), "¿Renacimiento nuclear o aborto prematuro?: los múltiples interrogantes de la opción nuclear presagian su incierto futuro". *Economía industrial*, (369), 147-160.
- COUTURE, T., & GAGNON, Y. (2010), "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment". *Energy policy*, 38(2), 955-965.
- CRAMPES, C. & FABRA, N. (2005), "The Spanish Electricity Industry: Plus ça change...". *Energy Journal*, (26) *Energy Liberalisation. Special Issue*, 127-154.
- CRAMPES, C., & LAFFONT, J. J. (1995), "Transfers and incentives in the Spanish electricity sector". *Revista española de Economía*, 12(1), 117-140.
- CRESPO, J. V. (2000), "La minero-siderúrgica de Ponferrada y el Plan del Carbón. 7º Congreso de Economía Regional de Castilla y León". *Comunicaciones: Soria 23, 24 y 25 de noviembre 2000 (pp. 1650-1668)*. *Consejería de Economía y Hacienda*.
- DE LA DEHESA, G. (1995), "El sector exterior de la economía española, 1994-1995". *Anuario internacional CIDOB*, 41-48.

DE LA TORRE, J. & RUBIO, M. (2014), "Nuclear Power for a Dictatorship: State and Business involvement in the Spanish Atomic Program". *Journal of Contemporary History* 2016, Vol. 51(2) 385–411.

DE MIERA, G. S., DEL RÍO GONZÁLEZ, P., & VIZCAÍNO, I. (2008), "Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain". *Energy Policy*, 36(9), 3345-3359.

DE QUINTO, J. (2001), *En busca de un mercado competitivo de gas natural en España*, Ed. Comares, Madrid 2001.

DE QUINTO, J. (2002), "La liberalización del mercado del gas natural". *Economistas*, Año Nº 20, Nº 91, 2002.

DEING, J. (2015). "Spain's Feed-In Tariff Cuts Were Based on Incomplete Data, Charge Critics". *GreenTech Media*.

DEL GUAYO, I. (2010), "Separación de actividades, competencia y garantía de suministro en el sector del Gas Natural", *Cuadernos de Energía* (nº 28), *Enerclub*.

DEL RÍO GONZÁLEZ, P. (2009), "La promoción de la electricidad renovable en España en el contexto europeo". *Información Comercial Española, ICE: Revista de Economía*, (847), 59-74.

DEL RÍO P. (2008), "Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms". *Energy Policy*, 36(8), 2917-2929.

DEL RÍO, P. & GUAL, M. (2007), "An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain". *Energy Policy*, 35(2), 994-1012.

DEL RÍO, P. (2012), "Políticas públicas, creación de industria e innovación en energías renovables: una reflexión sobre el caso español". *Economía industrial*, (384), 75-84.

DEL RÍO, P., & UNRUH, G. (2007), "Overcoming the lock-out of renewable energy technologies in Spain: the cases of wind and solar electricity". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(7), 1498-1513.

DEL RÍO, P., CALVO-SILVOSA, A., & IGLESIAS, G. (2015), "The New Renewable Electricity Support Scheme in Spain: A Comment". *Renewable Energy Law & Policy Review*, (1).

DÍAZ, A., LARREA, M., ÁLVAREZ, E., & MOSÁCULA, C. (2015), "De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español". *Cuadernos Orkestra*, 2015/10.

DÍEZ, J., FERRER, J., & HERAS, R. (2013), "La eficiencia energética en la edificación". *Técnica Industrial*, 303, 50-62.

DOLADO, J. J., & VIÑALS, J. (1992), "El déficit exterior español: sostenibilidad y objetivo en el proceso de transición a la UEM". *Papeles de Economía Española*, n.º 52/53, 1992.

ELOLA, A., PARRILLI, M. D., & RABELLOTTI, R. (2013), "The resilience of clusters in the context of increasing globalization: The Basque wind energy value chain". *European Planning Studies*, 21(7), 989-1006.

ESCOLANO, V. A., & ROSA, E. P. (2009), "Determinantes del crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2007)". *Working papers (Universitat Autònoma de Barcelona. Departament d'Economia Aplicada)*, (10), 1.

ESPEJO, C., GARCIA, M. & APARICIO, A. (2016), "La energía minihidráulica en los planes de fomento de energías renovables en España" En: *Paisaje, cultura territorial y vivencia de la geografía*. Ed. Universidad de Alicante.

Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012. IDAE.

Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2002-2012, Ministerio de Economía, Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, del 23 Noviembre 2003.

FABRA, J. (2004), *Un mercado para la electricidad: ¿Liberalización o regulación?*. Marcial Pons. Ediciones Jurídicas y Sociales, S.A. Madrid, págs 283-290.

FABRA, J; FABRA, N. (2012), "El déficit tarifario en el sector eléctrico". *Papeles de Economía Española*, (134), 88-100.

FABRA, N. & FABRA UTRAY, J. (2009), "Un diseño de mercado para el sector eléctrico español", *Papeles de Economía Española*, 121, pp. 141-158.

FABRA, N., VON DER FEHR, N. H., & HARBORD, D. (2002), "Modeling electricity auctions". *The Electricity Journal*, 15(7), 72-81.

FAIÑA, A., GARCÍA LORENZO, A., & LÓPEZ-RODRÍGUEZ, J. (2003), "La liberalización del mercado del gas". *Información Comercial Española, ICE*, 808, 35-53.

FEDERICO, G., VIVES, X., & FABRA, N. (2008). Competition and regulation in the Spanish gas and electricity markets. *Public-Private Sector Research Center. IESE Business School, IESE-Deusto*.

FERNÁNDEZ, A. N. (2010), *Regulación vs Liberalización: Evaluación de la Transición a la Competencia en el Sector Eléctrico. Aplicación práctica al caso español* (Doctoral dissertation, Doctoral thesis. Pontifical University Comillas.

FERNÁNDEZ, T. R. (1999), "Del servicio público a la liberalización desde 1950 hasta hoy". *Revista de Administración Pública*, (150), 57-74.

Fundación Estudios de la Energía (2008). *El futuro del Carbón en la Política Energética Española*. CNMC. Madrid

GONZÁLEZ RABANAL, N. (2005), "Importancia de los planes de reordenación en la reconversión del carbón en España". *Pecunia. Universidad de León*.

GREENPEACE. (2009), *El Carbón. Un futuro negro*.

HERNÁNDEZ, F., GUAL, M. A., DEL RÍO, P., & CAPARRÓS, A. (2004), "Energy sustainability and global warming in Spain". *Energy Policy*, 32(3), 383-394.

IDAE (2014), Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España. Madrid

JIMÉNEZ-BLANCO CARRILLO-ALBORNOZ, A. (2008), "Competencias en energía y minas (comentarios al art. 49)", en MUÑIZ MACHADO, S. y REBOLLO PUIG, M., *Comentarios al Estatuto de Autonomía para Andalucía*, Thomson Civitas, Madrid, pp. 445-455.

JOHNSTONE, N., HAŠČIČ, I. & POPP, D. (2010), "Renewable energy policies and technological innovation: evidence based on patent counts". *Environmental and Resource Economics*, 45(1), 133-155.

KLEMPERER, P. (2001), "Collusion and Predation in Auction Markets". *Center for Economic Policy Research Oxford University (CEPR)*.

KLESSMANN, C., NABE, C., & BURGESS, K. (2008). "Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK". *Energy Policy*, 36(10), 3646-3661.

KÜHN, K. & MACHADO, M. (2004), "Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Market", Discussion Paper Series, 4590, CEPR.

- L. HANCHER, L., OTTERVANGER, T, & SLOT, P.J. (2012), *EU State Aids*. Ed. Sweet and Maxwell.
- LASHERAS, M & FERNÁNDEZ J. (2012), "Nuevas Tendencias en mercados Energéticos. Los mercados mayoristas de gas natural: Una referencia a la realidad europea", *Funseam*.
- LASHERAS.M A. (1998), "Stranded Cost in the Spanish Electricity System". *Documento de trabajo DT 006 de la CSEN*.
- LEWIS, J. I., & WISER, R. H. (2007), "Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms". *Energy policy*, 35(3), 1844-1857.
- LINARES, P. (2015), "¿Es una locura el Fondo de Eficiencia Energética?" *El Periódico de la Energía*.
- LOPEZ J. S. (2006), "Una historia atormentada: La energía en Europa. Información Comercial Española", *ICE: Revista de economía*, (831), 285-296.
- LÓPEZ MILLA, J. (1999), "*La liberalización del sector eléctrico español. Una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales*". Tesis Doctoral. Departamento de Análisis Económico Aplicado. Universidad de Alicante.
- LÓPEZ MILLA, J. (2000), "La determinación de los costes de transición a la competencia en el sector eléctrico español". *Boletín ICE Económico: Información Comercial Española*, (2650), 19-28.
- LÓPEZ, J. S. (2006), "Una historia atormentada: La energía en Europa. Información Comercial del carbón (1986-1993) *ICE: Revista de economía*, (831), 285-296. *El nuevo código de ayudas a la industria*.
- LÓPEZ-PEÑA, Á., DANESIN, A., & LINARES, P. (2013), "Informe basado en indicadores 2010", *Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España*.
- LÓPEZ-PEÑA, Á., PÉREZ-ARRIAGA, I. & LINARES, P. (2012), "Renewables vs. energy efficiency: The cost of carbon emissions reduction in Spain". *Energy Policy*, 50, 659-668.
- MARIN J. M., & ESCRIBANO-FRANCÉS, G. (2010), "El Plan Solar Mediterráneo y la integración energética Euro-mediterránea". *Economía industrial*, (377), 118-126.
- MARRERO, G., & RAMOS-REAL, F. (2008), "La intensidad energética en los sectores productivos en la UE-15 durante 1991 y 2005: ¿Es el caso español diferente?". *Estudios Económicos FEDEA*, 08-08.
- MENDILUCE, M., PÉREZ-ARRIAGA, I., & OCAÑA, C. (2010), "Comparison of the evolution of energy intensity in Spain and in the EU15. Why is Spain different?". *Energy Policy*, 38(1), 639-645.
- MIGUEL, J., & RODRÍGUEZ, F. (2014), "Los sistemas de peaje urbano y su efecto en el cambio de las pautas de movilidad en el transporte urbano: un estudio empírico aplicado a Madrid". *Urban Public Economics Review*, (20), 38.
- MINGORANCE, A. & AZCÁRATE, B. (1996), "La contribución de las energías renovables en la planificación energética española". *Espacio, Tiempo y Forma, Serie VI, Geografía*, t. 9, 1996, págs. 39-51.
- Ministerio de Ciencia e Innovación (2009), "*Documento de visión de la Eficiencia Energética en España*". Plataforma Tecnológica Española.
- MIR, M.C. (1999), "Evaluación de los planes energéticos nacionales en España (1975-1998)". *Revista de historia industrial*, (15), 161-178.

MUÑOZ MACHADO, S. y REBOLLO PUIG, M., *Comentarios al Estatuto de Autonomía para Andalucía*, Thomson Civitas, Madrid, pp. 445-455.

MUÑOZ, J. P. (2012), *Los sistemas de peaje urbano: estudio y predicción de los efectos derivados de la implantación de un sistema de peaje urbano para la Ciudad de Madrid*. Universia Libros, Madrid. pp.:1-3

OLMO, I. R. (2014), "Las renovables ante los recientes cambios normativos: el episodio jurisprudencial del RD 1565/2010, que modifica la tarifa retributiva de la energía fotovoltaica". *Actualidad Jurídica Ambiental*, (3).

ORDÓÑEZ, J., JADRAQUE, E., ALEGRE, J., & MARTÍNEZ, G. (2010), "Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain)". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 2122-2130.

PELEGRY, A y COLAB. (2013), "La transformación del sector energético del País Vasco. Aspectos relativos a la competitividad", *Cuadernos 2013/1. Orkestra*.

PÉREZ ARRIAGA, J. I. (1998), "Visión global del cambio en la regulación". *Documento de trabajo Dt003/98 de la Comisión Nacional de Sistema Eléctrico*.

PEREZ ARRIAGA, J. I. (2007), "Cambio climático y energía: implicaciones recíprocas en el caso español". *Economía industrial*, (365), 137-148.

PÉREZ ARRIAGA, J. I., BATLLE, C., VÁZQUEZ, C., RIVIER, M., & RODILLA, P. (2005), *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

PEREZ ARRIAGA, J.I. (1998), "Visión global del cambio de regulación". CNE DT 003 98.

PÉREZ CALERO, P. (2000), "La aparición de los costes de transición a la competencia en la reestructuración de los sistemas eléctricos: el caso español". *Boletín económico de ICE, Información Comercial Española*, (2662), 21-34.

PÉREZ, P., & MONZÓN, A. (2008), "Consumo de energía por el transporte en España, Tendencias de emisión". *Observatorio Medioambiental*, 11, 127-141.

PÉREZ, Y. & RAMOS-REAL, F. J. (2009), "The public promotion of wind energy in Spain from the transaction costs perspective 1986–2007". *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(5), 1058-1066.

PORTILLO, J.M. (2000), *El papel del gas natural en las relaciones hispano-argelinas (1970-1985)*, Universidad Complutense de Madrid, Madrid.

RAGWITZ, M., & HUBER, C. (2005), "Feed-In Systems in Germany and Spain and a comparison". *Fraunhofer. Institute Systems and Innovation Research*.

RASINES GARCÍA, L. (1998), "El gas natural en España: del monopolio a la competencia". Tesis Doctoral, UPV, Bilbao.

REE. Red Eléctrica De España. *Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997*.

REICHE, D. & BECHBERGER, M. (2004), "Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states". *Energy policy*, 32(7), 843-849.

RIOS, I. G. (2014). "La incipiente regulación del autoconsumo de energía eléctrica: implicaciones energéticas, ambientales y urbanísticas". *Revista Vasca de Administración Pública*,(99), 69.

RIVERO, J. (1956), "Hauriou et l'avènement de la notion de service public". *Sirey*.

- RIVERO, P. (1993), "El sector eléctrico español en el entorno europeo". *Cuadernos de Relaciones Laborales*, 2, 131.
- ROBINSON, D. (2013), "Pulling the plug on renewable power in Spain" *The Oxford Institute for Energy Studies*.
- ROMERO, J., LINARES, P., LOPEZ, X. (2017), "Evaluating energy poverty in Spain. Policy implications" *Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad de Comillas*.
- RUIZ MOLINA, M.E. (2003), "Liberalización del Mercado Eléctrico y Elegibilidad: Consecuencias para el consumidor", *Revista de Treball, Economia i Societat*, (29). 23-35 Universidad Jaime I. Valencia.
- SÁENZ, G. (2009), «Resultados de la liberalización de la generación eléctrica. Precios, competencia y medioambiente». *Papeles de Economía Española*, nº 121, 2009, Economía y Cambio Climático. pág. 112-140.
- SALLÉ, C. (2012), "El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico". *Club Español de la Energía. Cuadernos de Energía*, (35), 3-28.
- SANCHEZ MELADO, J. (2006), "Crisis de la minería del carbón y transformación del espacio: el caso de las cuencas orientales leonesas". Tesis Doctoral. Universidad de Valladolid. Departamento de Geografía.
- SAWIN, J. (2006), "National policy instruments: Policy lessons for the advancement & diffusion of renewable energy technologies around the world" *Renewable Energy. A Global Review of Technologies, Policies and Markets*.
- SERRANO, LI. (2009), "Evolución de las emisiones de GEI en España" (1990-2008). *Revista Eólica y Vehículo Eléctrico*. Mayo 2009.
- TAMAMES, R. & RUEDA, A. (1977), *Estructura Económica de España*. Alianza Editorial.
- TEMBLEQUE, L. J. (2009), "Promoviendo un nuevo modelo energético". En, *La energía del siglo XXI: perspectivas europeas y tendencias globales*. pp 119-142. Institut Universitari D'estudis Europeus.
- TORNOS MAS, J. (2009), "La distribución de competencias en el sector energético", en MUÑOZ MACHADO, S., SERRANO GONZÁLEZ, M., y BACIGALUPO SAGESSE, M. (dirs.), *Sector energético*, tomo I, Fundación José Ortega y Gasset/Iustel/CNE, Madrid, 2009, pp. 71 y ss.
- TRAVEZAN, J. Y., HARMSSEN, R., & VAN TOLEDO, G. (2013), "Policy analysis for energy efficiency in the built environment in Spain". *Energy policy*, 61, 317-326.
- UNDA. J.I (2015), "Análisis de la Problemática que suscita el déficit tarifario", Publicado en 5 Días. 15 Diciembre 2015.
- VAN DEN BERGH, J. C. (2011), "Energy conservation more effective with rebound policy". *Environmental and resource economics*, 48(1), 43-58.
- VELÁZQUEZ, A. P. (2014), "La competitividad de los ciclos combinados en el mercado eléctrico español". *Cuadernos de energía*, (43), 60-67.
- VILLAR PALASI, J. L., (1950), "La actividad industrial del Estado en el Derecho Administrativo". *Revista de Administración Pública*, (3), 63.
- WORRELL, E., PRICE, L., MARTIN, N., FARLA, J., & SCHAEFFER, R. (1997), "Energy intensity in the iron and steel industry: a comparison of physical and economic indicators". *Energy Policy*, 25(7-9), 727-744.

YUNTA, R. (2009), "Lecciones de la liberalización del gas en España", en *Tratado de regulación del sector eléctrico*, Thomson Aranzadi, pp. 863-897.

TEXTOS LEGISLATIVOS y NORMATIVOS.

1.- UNION EUROPEA.

EU Commission (1959) Document 3024/59 f. CECA «*Premier Rapport sur une politique coordonnée dans le domaine de l'énergie*» Working. Comité Mixte Conseil de Ministres - Haute Autorité. Avril 1959.

EU Commission (1962). Working Document "*Memorandum sur la politique energetique (25 june 1962)*". Bulletin de la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier.

EU Commission (1964). Working Document "*Study on the long-term energy outlook for the European Community*".

EU Commission (1965). Working Document "*First indicative program for the European Atomic Energy Community. Symposium on the direction of long-term orientation of nuclear energy in the European Community*". Venice 12-14 April 1965. EUR/C/1000/65 f.

EU Commission (1973). SEC Document (1973) "*Guidelines and Priority Actions under the Community Energy Policy*". SEC (73) 1481 final, 19 April 1973. Bulletin of the European Communities, Supplement 6/73,

EU Commission (1974). COM (74) 1960 final. Communication from the Commission to the Council (1974). "*Community energy policy. Objectives for 1985*". Bruselas, 27.11.1974.

EU Commission (1974). Brochure. "*Energy Community programme for rational use of energy. Information*", 75/74.

EU Commission (1975). COM (75) 535 final. Communication from the Commission to the Council (1975) "*Objectives, priorities and resources for a common research and development policy*". Bulletin of the European Communities, Supplement 4/76. Bruselas, 29.10.1975.

EU Commission (1976). COM (76) 10 (1976). "*First periodical report on the Community action programme for the rational use of energy and draft recommendations of the Council*". Annexes. Bruselas, 16 .01.1976.

EU Commission (1976). COM (76) 20 final. Communication from the Commission to the Council. (1976). "*Implementation of the energy policy guidelines drawn up by the European Council at its meeting in Rome on 1 and 2 December 1975*". Bruselas, 16.01.1976.

EU Commission (1980). Brochure "*The European Community and the energy problema*". European Documentation 2/1980.

EU Commission (1983). Working Document "*Renewable energy sources. Evaluation of projects in the developing countries.*" VIII/1156/83-EN.

EU Commission (1983). COM (83) 315 final. Communication from the Commission. "*Energy and energy research in the Community: a five-year programme of action and its financing*". Bulletin of the European Communities. Bruselas 15.06.1983.

EU Commission - Working Document, (1983) Prospects for the development of new policies: research and development, energy and new technologies. Bulletin of the European Communities, Supplement 5/83.

EU Commission (1983). Working Document, "*Prospects for the development of new policies: research and development, energy and new technologies*". Bulletin of the European Communities, -, Supplement 5/83.

EU Commission (1986). COM (86) 129 final. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament., 17 March 1986. "*The science and technology*

Community. Guidelines for a new Community framework programme of technological research and development 1987-1991".

EU Commission (1986). Revista "Energy in Europe". nº 4, abril 1986, pp 5-14. *Dirección General Energía*.

EU Commission (1986). Revista "Energy in Europe". nº 4, abril 1986, pp 19-22. *Dirección General Energía*.

EU Commission (1987). Brochure "European File 2/87", January 1987.

EU Commission (1987). COM (87) 439 final "Comunicación al Consejo Ciencia y Tecnología. Líneas generales para un nuevo Programa marco en Investigación Tecnológica y Desarrollo". Bruselas.

EU Commission (1987). COM (87) 432 final "Propuesta de Recomendación del Consejo a los Estados miembros sobre el desarrollo de la explotación de energías renovables en la Comunidad". Bruselas, 16.09.1986.

EU Commission (1988). COM (88) 238 final. "The internal energy market". Working document. Bruselas, 02. 05.1988.

EU Commission (1989). COM (1989) "Evaluation of technological programmes in the field of energy". Communication from the Commission to the Council. COM (89) 164 final, 20 March 1989.

EU Commission (1989). Revista "Energy in Europe". Special Issue, September 1989.

EU Commission (1990). COM (90)124 final. "The internal energy market: first progress report". Bruselas, 18.05.1990.

EU Commission (1990). *ENG-THERMIE 1 - Programme (CEE) concernant la promotion des technologies énergétiques en Europe (THERMIE)*, 1990-1994. 2008/90/(CEE).

EU Commission (1991) COM (91) 1744 final COM Document (1992) "A Community strategy to limit carbon dioxide emissions and to improve energy efficiency". Communication from the Commission., 14 Octubre 1991.

EU Commission (1992). COM (92) 180. "Promoción energías renovables. Programa ALTENER. Propuesta de la Comisión al Consejo". Bruselas, 20.5.1992.

EU Commission (1992). COM (92) 246 final "A Community strategy to limit carbon dioxide emissions and to improve energy efficiency". Bruselas, 01.01.1992.

EU Commission (1994). COM (94) 659 final. Comisión de las Comunidades Europeas, "Libro Verde Por una Política Energética para la Unión Europea". Bruselas, 23 .02.1995.

EU Commission (1994). COM (94) 659 final/2, "For a European Union Energy Policy - Green Paper". 23.02.1995.

EU Commission (1995). COM (95) 225 final, Communication from the Commission concerning the promotion of energy efficiency in the European Union (SAVE II Programme). "Proposal for a Council Decision concerning a multi-annual programme for the promotion of energy efficiency in the Community - SAVE II". Bruselas, 31.05.1995.

EU Commission (1995). COM (95) 682 final, "White Paper: An Energy Policy for the European Union". Bruselas, 13.12.1995.

EU Commission (1996). COM (96) 195 final, EU Commission-COM Document (1996) "Amended proposal for a Council decision concerning a multi-annual programme for the promotion of energy efficiency in the Community SAVE II". Bruselas 06.05.1996.

EU Commission (1996). COM (96) 576 final Communication from the Commission. *“Energy for the future: renewable sources of energy”*. Bruselas, 20.11.96.

EU Commission (1997). COM (97) 550 final, Proposal for a Council Decision adopting *“a Framework Programme for actions in the energy sector”*, (1998-2002). Bruselas, 03.12.1997.

EU Commission (1997). COM (97) 599 final *“Energy for the future: renewable sources of energy White Paper for a Community Strategy and Action Plan”*. Bruselas, 26.11.1997.

EU Commission (1998). COM (98) 301 final. *“Re-examined proposal for a Council Decision concerning a multiannual programme for the promotion of renewable energy sources in the Community - ALTENER II”*. Bruselas, 05 .10.1998.

EU Commission (2000). COM (2000) 0769 final. *Libro Verde. “Hacia una estrategia europea de seguridad en el abastecimiento energético”* Bruselas 29.11.00.

EU Commission (2000). COM (2000) 247 final, Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. *“Action Plan to Improve Energy Efficiency in the European Community”*. Bruselas, 24.05.2007.

EU Commission (2000). COM (2000) 769 Final., *«Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» Libro Verde de la Comisión*. Bruselas, 29.11.2000.

EU Commission (2001). COM (2001) 0370. *Libro Blanco “La política Europea de transportes de cara al 2010: la hora de la verdad”*. Bruselas, 12.09.2001.

EU Commission (2001). COM (2001) 264 Final. *“A sustainable Europe for a better world: A European Union strategy for sustainable development”*. Bruselas, 15.05.2001.

EU Commission (2001). COM (2001) 69 Final. Communication de la Commission au Conseil, au Parlement Européen, au Comité Economique et Social et au Comité des Régions *“Mise en œuvre de la stratégie et du plan d'action communautaires en matière de sources d'énergie renouvelables”* (1998-2000) Bruselas, 16.02.2001.

EU Commission (2002). COM (2002) 431: Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Bruselas *“Taxation of passengers cars in the European Union - options for action at national and Community levels”* Bruselas, 06.09.2002.

EU Commission (2003). Directorate-General for Energy and Transport, *“European Energy and Transport Trends to 2030”*. January 2003.

EU Commission (2003). DIRECTIVA 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al *“fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte”*. 8 de mayo de 2003.

EU Commission (2005). COM (2005) 265 final *“Libro Verde de la Energía” «Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura»* Bruselas, 22.06.2005.

EU Commission (2005). COM (2005) 35. Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: *“Ganar la batalla contra el cambio climático mundial”* Bruselas, 09.02.2005.

EU Commission (2006). COM (2006) 105 final. Libro Verde *“Una estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”* Bruselas 08.03.2006.

EU Commission (2006). COM (2006) 34 final Comunicación de la Comisión *«Estrategia de la UE para los biocarburantes»*. Bruselas, 08.02.2006.

EU Commission (2006). COM (2006) 317 final *“Libro Verde. Estrategia para una energía sostenible, competitiva y segura”* Bruselas, 8.3.2006.

EU Commission (2006). COM (2006) 545. Comunicación de la Comisión de 19 de octubre de 2006. *“Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial”* Bruselas, 19.10.2006.

EU Commission (2006). COM (2006) 728. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament and the European Economic and Social Committee, *“Towards a more effective use of tax incentives in favour of R&D”* Bruselas, 22.11.2006.

EU Commission (2006). COM (2006) 841 Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo *“Perspectivas de los mercados interiores del gas y la electricidad”*. Bruselas 10.01.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 844. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament *“Nuclear Illustrative Programme”*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 845. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament *“Informe sobre los progresos realizados respecto de la utilización de biocombustibles y otros combustibles renovables en los Estados miembros de la Unión Europea”*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 847. *«Hacia un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética»*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 848 final Comunicación de la Comisión al Consejo y Parlamento Europeo. *“Programa de trabajo de la energía renovable Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible”*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 848 final. Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo *“Programa de trabajo de la energía renovable - Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible”* {SEC(2006) 1719} {SEC(2006) 1720} {SEC(2007) 12} Bruselas 10.1.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 849. Comunicación de la Comisión al Consejo y Parlamento Europeo. *“Acción de seguimiento del Libro Verde Informe sobre el progreso de la electricidad renovable”*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2006). COM (2006) 851 Comunicación de la Comisión *«Estudio del sector con arreglo al art. 17 del Reglamento 1/2003 sobre los mercados del gas y la electricidad (informe final)»*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2006). DECISIÓN (2006/77/CE), por la que se crea un *“Grupo de alto nivel sobre competitividad, energía y medio ambiente”*, de 23.12.2005.

EU Commission (2006). DECISIÓN (2016/C 94/02), por la que se crea un grupo de expertos de la Comisión sobre objetivos de interconexión de las redes de electricidad, de 09.03.2016.

EU Commission (2006). DECISIÓN 2006/1982/ CE relativa al Séptimo Programa Marco de la Comunidad Europea para acciones de investigación, desarrollo tecnológico y demostración (2007 a 2013). Bruselas, 18.12.2006.

EU Commission (2007). COM (2007) 1 final. Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo. *“Una Política Energética Para Europa”*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2007). COM (2007) 2 Comunicación de la Comisión. *«Limitar el calentamiento mundial a 2 ° C - Medidas necesarias hasta 2020 y después»*. Bruselas, 10.01.2007.

EU Commission (2007). COM (2007) 723 final. Comunicación al Consejo, el Parlamento Europeo, al Comité de las Regiones, y al Comité Económico Social. Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (Plan EETE) *«Hacia un futuro con baja emisión de carbono»*. Bruselas, 22.11.2007.

EU Commission (2010). COM (2010) 639 final Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo y al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las regiones. *“Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. 2020”*. Bruselas, 11.11.2010.

EU Commission (2011). COM (2011) 109 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo y al Comité Económico y Social Europeo. *“Plan de Eficiencia Energética”*. Bruselas 08.03.2011.

EU Commission (2011). COM (2011)885 final Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social europeo y al Comité de las Regiones. *“Hoja de ruta de la energía para 2050”*. Bruselas, 15.12.2011.

EU Commission (2013). COM (2013) 169: Libro Verde. *“Un marco para las políticas de clima y energía en 2030”*. Bruselas, 27.03.2013.

EU Commission (2013). COM (2013) 7243 final. Comunicación de la Comisión. *“Realizar el mercado interior de la electricidad y sacar el máximo partido de la intervención pública”*. Bruselas, 05.11.2013.

EU Commission (2014). COM (2014) 021 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. *“Precios y costes de la energía en Europa”*. Bruselas 22 .01. 2014.

EU Commission (2014). COM (2014) 15 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones *“Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030”*. Bruselas, 22.1.2014.

EU Commission (2014). COM (2014) 21 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. *Precios y costes de la energía en Europa. “El análisis de precios y costos solo se realiza en gas y electricidad”*. Bruselas, 22.1.2014.

EU Commission (2014). COM (2014) 330 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, y al Comité de las Regiones. *“Estrategia Europea de la Seguridad energética”*. Bruselas, 28.05.2014.

EU Commission (2014). COM (2014) 520 Final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. *“La eficiencia energética y su contribución a la seguridad de la energía y al marco 2030 para las políticas en materia de clima y energía”*. Bruselas, 23.07.2014.

EU Commission (2015). COM (2015) 340 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. *“Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía”*. Bruselas 15.07.2015.

EU Commission (2015). COM (2015) 572 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco de Inversiones Europeo. *“Estado de la Unión de la Energía 2015”*. Bruselas, 18.11.2015.

EU Commission (2015). COM (2015) 80 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco de Inversiones Europeo. *“Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática”*. Bruselas, 25.02.2015.

EU Commission (2015). COM (2015) 82 final. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo. *“Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020”*. Bruselas, 25.2.2015.

EU Commission (2016). Report. *“High-Level Group on Energy Infrastructure: Fostering Investment in Cross-Border Energy Infrastructure in Europe”*. April 2016.

EU Council (1985). Decision 85/197/CEE. *“Plan de estímulo de las cooperaciones y de los intercambios científicos y técnicos europeos”* (1985-1988). Bruselas, 12.03.1985

EU Council (1993). Decisión 93/500/CEE, relativa *“al fomento de las energías renovables en la Comunidad (programa ALTENER)”*. Bruselas, 13.09.1993.

EU Council (1998). DIRECTIVA 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

EU Council (2003). DIRECTIVA 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

EU Council (2003). DIRECTIVA 2003/96/CE del Consejo por la que *“se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad”*. Bruselas 27.10.2003.

EU Council (2007). DIRECTIVA 93/76 CEE del Consejo, de 13 de septiembre de 1993, relativa *“a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética”* (SAVE).

EU Council (2009). DIRECTIVA 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

EU Council (1974) Resolution, concerning *“Community Energy Policy Objectives for 1985”*. Bruselas, 17.12.1974.

EU Council (1986) Resolution. (86/241/01) relativa a los *“nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros”*. Bruselas, 16 .09.1986.

EU Council (1996) Resolution (96/C 224/01), sobre el *Libro blanco «Una política energética para la Unión Europea»*, Bruselas, 08.07.1996.

EU Council (2007) Resolution (95 C 327/ 03) on the: *“Green Paper For a European Union Energy Policy”* . 23 November 1995.

EU Council (1986). Resolution 86/241/01, relativa a los *“nuevos objetivos de política energética comunitaria para 1995 y a la convergencia de las políticas de los Estados miembros”* 16.09.1986

EU Council (2007). Documento del Consejo 7775/1/06 REV10.

EU Council (2007). Consejo de la Unión Europea. Conclusiones de la Presidencia. 7224/07. Bruselas, 8 y 9 marzo 2007.

EU Council (2007). Resolution and Rapport on *“An Energy Policy for Europe”*. EEE CC. Ref. 1074125. Bruselas, 15.05.2007.

EU Parliament (1985). DO C 169 de 8.7.1985. *“Tercer programa indicativo Energía nuclear”*. COM (2000) 769 final. Respuesta de la Comisión.

EU Parliament (1991). El Carbón y el mercado interior de Energía. Dirección General de Estudios.

EU Parliament (2000). Decisión 646/2000/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que *“se aprueba un programa plurianual de fomento de las energías renovables en la Comunidad (ALTENER)”*, de 22.02.2000.

EU Parliament (2002). Decisión Nº 1513/2002/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, *“relativa al sexto programa marco de la Comunidad Europea para acciones de investigación,*

desarrollo tecnológico y demostración, destinado a contribuir a la creación del Espacio Europeo de Investigación y a la innovación (2002-2006)”, de 27.06.2002.

EU Parliament (2003). Decisión n° 1230/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se adopta un *“programa plurianual de acciones en el ámbito de la energía: Energía inteligente - Europa”* (2003-2006), Bruselas, 26.06.2003.

EU Parliament (2006). Decisión 1639/2006/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, *“Un programa marco para la innovación y la competitividad”* (2007-2013). Bruselas, 24.10.2006.

EU Parliament (2006). Decisión 1982/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, *“relativa al Séptimo Programa Marco de la Comunidad Europea para acciones de investigación, desarrollo tecnológico y demostración (2007 a 2013)”* Bruselas, 18 de diciembre de 2006.

EU Parliament (2009). Decisión 406/2009/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre el *“esfuerzo de los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a fin de cumplir los compromisos adquiridos por la Comunidad hasta 2020”*. Bruselas, 23.04.2009.

EU Parliament and Council (2001). DIRECTIVA 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la *“promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad”*. Bruselas 27 de septiembre de 2001.

EU Parliament and Council (2002). DIRECTIVA 2002/91/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a *“la eficiencia energética de los edificios”*. 16 de Diciembre de 2002.

EU Parliament and Council (2003). DIRECTIVA 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al *“fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte”*. Bruselas 08.05. 2003.

EU Parliament and Council (2004). DIRECTIVA 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al *“fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía”* y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE. 11 de febrero de 2004.

EU Parliament and Council (2004). DIRECTIVA 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al *“fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía”* y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE. 11 de febrero de 2004.

EU Parliament and Council (2007). DIRECTIVA 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a *“la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad”*, de 27 de noviembre de 2007.

EU Parliament and Council (2009). DIRECTIVA 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 21 de octubre de 2009, por la que *“se insta un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía”*.

EU Parliament and Council (2009). DIRECTIVA 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al *“fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables”* y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

EU Parliament and Council (2009). DIRECTIVA 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre *“normas comunes para el mercado interior de la electricidad”*, que deroga la Directiva 2003/54/CE.

EU Parliament and Council (2009). DIRECTIVA 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre *“normas comunes para el mercado interior del gas natural”*. Bruselas, 13 de julio de 2009.

EU Parliament and Council (2010). DIRECTIVA 2010/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a *“la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los*

productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada” de 19 de mayo de 2010.

EU Parliament and Council (2010). DIRECTIVA 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la “*eficiencia energética de los edificios, relativa a la eficiencia energética de los edificios*”. 9 de mayo de 2010.

EU Parliament and Council (2012). DIRECTIVA 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la “*eficiencia energética*”, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. Bruselas 25 de octubre de 2012.

EU Parliament and Council (2009). REGLAMENTO (CE) 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo. *Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía*. Bruselas de 13 de julio de 2009.

EU Parliament and Council (2009). REGLAMENTO (CE) no 714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) no 1228/2003. Bruselas 13.07.2009.

EU Parliament and Council (2003). REGLAMENTO (CE) n° 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo. *Normas equitativas de las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. "Reglamento de la Electricidad"*. 2013.

EU Parliament and Council (2003). REGLAMENTO (CE) n° 58/2003 del Consejo, por el que se establece el “*estatuto de las agencias ejecutivas encargadas de determinadas tareas de gestión de los programas comunitarios*”. Bruselas, 19.12.2002.

EU Parliament and Council (2009). REGLAMENTO (CE) No 714/2009 Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las “*condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad*”.

EU Parliament and Council (2011). REGLAMENTO (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la “*integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía*”. Bruselas, 25.10.2011.

SEC (2006) 1719. “*Programa de trabajo de la energía renovable. Evaluación de impacto*” Bruselas.

SEC (73) 1481 final, Communication from the Commission to the Council (1973) “*Guidelines and Priority Actions under the Community Energy Policy*”. 19 April 1973. Bulletin of the European Communities, Supplement 6/73. Bruselas.

SWD (2015) 243 final, “*Monitoring progress towards the Energy Union objectives - Concept and first analysis of key indicators*”, Bruselas, 18.11.2015.

SN 200/1/01 REV 1. “*Presidency Conclusions Göteborg European Council*” 15 and 16 June 2001.

2.- DINAMARCA.

Act 405 of 1995, amendment of the law on State Aid to cover the cost of carbon dioxide tax in companies with high energy consumption. 14.06.1995.

Act 485 of 1996 on promotion of energy conservation in buildings.

Act of 375 of 1999. Electricity Supply Act. 02.06.1999. Consolidated by:

- Act 151 of 2003. Electricity Supply Act . 10.03.2003.
- Act 767 of 2001. Electricity Supply Act. 28.08.2001.

Act 376 of 1999, on CO₂ quotas electricity production. 02.06 1999.

Act 377 of 1999 to Amend the Act on Subsidies for Electricity Production. 02.06.1999. Amend the acts:

- Act 944 of 1191. Subsidies for Electricity Production. 27.12.1991.
- Act 1109 of 1994. Subsidies for Electricity Production. 21.12.1994.
- Act 1210 of 1996. Subsidies for Electricity Production. 27.12.1996.
- Executive Order 798 of 1997. Danish Energy Agency's 23.10.1997

Act 378 of 1999 on the Utilisation of Renewable Energy Sources etc. Amend the Acts:

- Act 1089 of 20 December 1995 and
- Act 427 of 10 June 1997.

Act 379 of 1999. Heat Supply Act. 02.06.1999.

- Act 382 of 1990. Heat Supply Act. 13.06.1990.
- Act 327 of 1992. Heat Supply Act. 14.05.1992.
- Act 96 of 1994. Heat Supply Act. 09.02.1994.
- Act 213 of 1995. Heat Supply Act. 29.03.1995.
- Act 436 of 1997. Heat Supply Act. 10.06.1997.

Act 1110 of 1990. Electricity Supply Act. 29.12.1999.

Act 448 of 2000. Electricity Supply Act. 31.05.2000.

Act 450 of 2000. Promoting savings in energy consumption. 31.05.2000.

Act 772 of 2000. The Heat Supply Act. 24.07.2000.

- Act 382 of 13.06.1990.
- Act 96 of 9 February 1994.
- Act 213 of 29 March 1995.
- Act 436 of 10 June 1997.
- Act 451 of 31 May 2000.

Act 767 of 2001. Electricity Supply Act. 28.08.2001. consolidate the Act 375 of 1999 and amend:

- Act 1110 of 1999. Electricity Supply Act 29.12.1999.
- Act 447 of 2000. Electricity Supply Act 31.05.2000.
- Act 448 of 2000. Electricity Supply Act 31.05.2000.
- Act 1277 of 2000. Electricity Supply Act 20.12.2000.
- Act 478 of 2001. Electricity Supply Act 07.06.2001.

Act 316 of 2002. Act amending the Electricity Supply Act and other energy laws. 22.05.2002.

- Act 767 of 2001. Electricity Supply Act.

Act 151 of 2003. Electricity Supply Act. 02.06.2003 Amended by:

- Act 452 of 2003 on subsidies for power production, Heat Supply Act and Act relative to municipal financial subsidy. 10.06.2003.
- Act 1232 of 2003, on subsidies for electricity and the Electricity Supply Act. 27.12.2003
- Act 495 of 2004, on the Heating Supply Act, 09.06.2004.

Act 452 of 2003, amending the Electricity Supply Act 151 of 2003 on subsidies for power production. Heat Supply Act and Act relative to municipal financial subsidy.

Act 458 of 2003 amending Act 206 of 2000 on gas installations in connection with water and sewage, the Law on electric power installations and electrical equipment, and various other laws. 10.06.2003.

Act 1232 of 2003, amending the Act on subsidies for electricity and the Electricity Supply Act. 27.12. 2003.

Act 130 of 2003 Gas Natural Supply. 27.02.2003.

Act 494 of 2004 Gas Natural Supply. 09.06.2004.

Act 1384 of 2004. Energinet Denmark. 20.12.2004.

Act 495 of 2004, amending the Electricity Supply Act and the Heating Supply Act. 09.06.2004

Act 286 of 2005 Electricity Supply. 20.04.2005.

Act 287 of 2005 Consolidation of the Act on Natural-Gas Supply. 20.04.2005. Amending:

- Act 130 of 2003 Gas Natural Supply. 27.02.2003.
- Act 494 of 2004 Gas Natural Supply. 09.06.2004.
- Act 384 of 2004, Gas Natural Supply. 20.12.2004.

Act 584 of 2005. Act amending the Law on promoting savings in energy consumption, Law on Trust and Promotion Act of energy and water savings in buildings. 24.06.2005.

Act 585 of 2005. Act on promotion of energy savings in buildings. 24.06.2005.

Act 520 of 2006. Natural Gas Supply Act, Heat Supply Act, Energinet.dk Act, Planning Act, Act on subsidy to municipalities and counties and the Act on carbon dioxide taxation on certain energy. 07.06.2006. Amending:

- Act 286 of 2005. Electricity Supply Act. 20.04.2005.
- Act 347 of 2005. Heat Supply Act. 17.05.2005.
- Act 1384 of 2004. Energinet Denmark Act. 20.12.2004.
- Act 643 of 1998, on carbon dioxide taxation on certain energy products. 27.08.1998.

Act 1116 of 2006. Natural Gas Supply Act. Amended by:

- Act 549 of 2007. Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act, and the Heating Supply Act 06.06.2007.
- Act 622 of 2010. Electricity Act, Natural Gas Supply Act, Heat Supply Act and various other laws, repealing the Act on the use of renewable energy sources. 11.06.2010.
- Act 548 of 2007, Danish subsoil exploitation Act, the Electricity Supply Act, the Coastal Protection Act, other harbor acts etc. 06.06.2007.

Act 308 of 2008, on eco-design of energy-related products. 30.04.2008.

Act 528 of 2008, amending the Act on electricity taxation and other Acts. 17.06.2008.

- Act 421 of 2006 on electricity taxation. 03.05.2006.
- Act 297 of 2006 on Energy and Petroleum Products. 03.04.2006.

- Act 1331 of 2007 on subsidies for electricity. 30.11.2007.
- Act 286 of 2005. Electricity Supply Act. 02.04.2005.

Act 1392 of 2008, on the promotion of renewable energy. 27.12.2008.

- Amending:
 - Act 1384 of 2004, Energinet Denmark Act. 20.12.2004.
- Amended:
 - Act 1267 of 2009 on CO₂ quotas and the Act on renewable energy promotion. 16.12.2009.
 - Electricity Act 622 of 2010, Natural Gas Supply Act, Heat Supply Act and various other laws, repealing the Act on the use of renewable energy sources. 01.06.2010.

Act 1267 of 2009, amending the Act on CO₂ quotas and the Act on renewable energy promotion. 16.12.2009.

Act 516 of 2010. Electricity Supply Act. 20.05.2010, amended by:

- Act 466 of 2011. Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act, the Heating Supply Act, Energinet.dk Act and the Act to Promote Renewable Energy .

Act 540 of 2010 amending the Act on the eco-design of energy consuming products 308 of 2008. 26.05.2010.

Act 622 de 2010, Act amending the Electricity Act, Natural Gas Supply Act, Heat Supply Act and various other laws, repealing the Act on the use of renewable energy sources. 06.11.2010, Amending:

- Act 1392 of 2008 on the promotion of renewable energy . 27.12.2008.

Act 722 of 2010, Act amending various Acts related to energy supply, taxation and pollution:

- Act 421 of 2006, on electricity taxation. 03.05.2006.
- Act 516 of 2010, Electricity Supply Act. 20.05.2010.
- Act 520 of 2006, Natural Gas Supply Act, Heat Supply Act, Energinet.dk Act, Planning Act, Act on subsidy to municipalities and counties and the Act on carbon dioxide taxation on certain energy products. 07.06.2006.

Act 466 of 2011, amending the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act, the Heating Supply Act, Energinet.dk Act and the Act to Promote Renewable Energy 18.05.2011.

Act 534 of 2011. Electricity Supply Act, 06.06. 2007.

Act 625 of 2011, on taxation level related to energy consumption in business processes de June 2011.

Act 646 of 2011, on promotion of energy conservation in buildings 16.06.2011.

Act 996 of 2011. Gas Supply Act 13.10.2011. Amended by:

- Act amending the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and the Energinet.dk Act (No. 575 of 2012). 2012-06-18.
- Act 576 of 2012, amending Act on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act . 18.06.2012.

Act 1074 of 2011, on the promotion of renewable energy 2011-11-08. Amended by:

- Act 607 of 2013 on renewable energy companies' production processes. 12.06.2013.
- Act 276 of 2012 on sustainable bio-fuels and reduction of transport greenhouse gas emissions and Act on the promotion of renewable energy. 27.03.2012.

- Act 576 of 2012 on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act. 18.06.2012.
- Act 1390 of 2012 on the promotion of renewable energy, Electricity Supply Act and Act amending Act on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act. 23.12.2012.
- Act 900 of 2013 on promoting renewable energy. 04.07.2013.
- Act 641 of 2013 on the promotion of renewable energy and Electricity Supply Act. 12.06.2013.

Act 1097 of 2011. Energinet, dk, 08.11.2011. Amended by:

- Act 1283 of 2015. Electricity Supply Act and the Act on Energinet.dk . 24.11.2015.
- Act 575 of 2012. Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and the Energinet.dk Act. 18.06.2012.
- Act 576 of 2012 on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act. 18.06.2012.

Act 1184 of 2011. Heat Supply Act. 14.12.2011.

Act 279 of 2012. Electricity Supply Act . 21.03.2012. Amended by:

- Act 575 of 2012, amending the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and the Energinet.dk Act . 18.06.2012.
- Act 576 of 2012, amending Act on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act . 18.06.2012.
- Act 1390 of 2012, amending Act on the promotion of renewable energy, Electricity Supply Act and Act amending Act on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act. 13.12.2012.
- Act 641 of 2013, amending Act on the promotion of renewable energy and Electricity Supply Act. 12.06.2013.

Act 636 of 2012, on promotion of energy conservation in buildings 01.07.2012.

Act 575 of 2012 Act amending the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and the Energinet.dk Act). 18.06.2012:

- Act 279 of 2012. Electricity Supply Act . 21.03.2012.
- Act 996 of 201. Natural Gas Supply Act . 13.10.2011.
- Act 1097 of 2011 Energinet.dk Act. 08.11.2011.

Act 1329 of 2013, Energy Supply Act. 11.11.2013.

Act 1331 of 2013. Gas Supply Act. 25.11.2013.

Act 641 of 2013, on the promotion of renewable energy and Electricity Supply Act.12.06.2013, amending:

- Act 622 of 2010.
- Act 1074 of 2011, on the promotion of renewable energy.
- Act 279 of 2012, Electricity Supply Act.
- Act amending the Act 575 of 2012, Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and the Energinet.dk Act.
- Act amending the Act 576 of 2012, on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act.
- Act amending Act 1390 of 2012, on the promotion of renewable energy, Electricity Supply Act and Act amending Act on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk.

Act 1330 of 2013 on Promotion of Renewable Energy. 11.11.2013, amending:

- Electricity Act, Natural Gas Supply Act, Heat Supply Act and various other laws, repealing the Act 622 of 2010, on the use of renewable energy sources.
- Act 1390 of 2012, on the promotion of renewable energy, Electricity Supply Act and Act amending Act on the promotion of renewable energy, the Electricity Supply Act, the Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act.
- Act 900 of 2013, on promoting renewable energy.

Act 633 of 2014 Act amending Energy Supply Act, Natural Gas Supply Act and Energinet.dk Act. 30.06.2014.

Act 122 of 2015, on the promotion of Renewable Energy, 06.02.2015.

- Consolidate text of Act 1330 of 2013, on the Promotion of Renewable Energy.25.11.2013.

Act and Energinet.dk Act, 2014-06-16, amending:

- Act 1329 of 2013, Energy Supply Act, 25.11.2013
- Act 1331 of 2013, Natural Gas Supply Act, 25.11.2013

3.- ALEMANIA.

Bundesberggesetz – BBergG 13.08.1980. *Federal Mining Act.*

Energiesteuergesetz – EnergieStG 15.07.2006. *Energy Tax Act.*

Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 1998. Energy Industry Act.

Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 2012. *Energy Industry Act 2012.*

Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 2005. *Energy Industry Act.*

Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 2014. *Energy Industry Act.*

Energiewirtschaftsgesetz – EnWG 2016. *Energy Industry Act.*

Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014. *Renewable Energy Sources Act.*

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG *Deutscher Bundestag 2000. Renewable Energy Sources Act.*

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG *Deutscher Bundestag 2004. Law on the Priority of Renewable Energies.*

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG. *Deutscher Bundestag 2008.*

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG. *Deutscher Bundestag 2011.*

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2002. *Combined Heat and Power Act.*

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen GWB. Energy Industry Act. 1935.

Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen – Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) 21.07.2011 *Greenhouse Gas Emission Trading Act.*

Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012–Zuteilungsgesetz 2012 – ZuG 2012. 07.08.2007 *Greenhouse Gas Emission Allowances Allocation Act for the Period from 2008 to 2012.*

Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren – Atomgesetz – AtG. *Atomic Energy Act.*

Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen – EDL-G. 04.11.2010. *Act on Energy Services and Further Energy Efficiency Measures.*

Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Elektrizitätsnetze, NABEG, 23.07.2013 *Act on Measures to Accelerate the Expansion of the Electricity Grid*

Gesetz über projektbezogene Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997 – Projekt-Mechanismen-Gesetz – ProMechG. *Project Mechanisms Act.*

Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen – Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG 21.08.2009. *Energy Line Extension Act.*

Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge – Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG) 15.03.1974 *Federal Immission Control Act.*

Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung– KWKG . 21.02.2015. *Act amending provisions relating to power grid expansion.*

Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes 13 AtomG, 23.07.2011. *Act to Amend the 13 Atomic Energy Act.*

Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens "Energie- und Klimafonds", EKFG-ÄndG, 29.07.2011. *Act Amending the Act to Establish a Special Energy and Climate Fund.*

Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden – EnEG, 1976. *Act to Promote Energy Savings in Buildings.*

Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) Promotion Energy Economy Act. 1978.

Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) 1978. *Promotion Energy Economy Act.*

Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG, 27.08.2008. *Renewable Energies in the Heat Sector Promotion Act.*

Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, EEG) 28.07.2011. *Act to Restructure the Legal Framework for the Promotion of Electricity Generation from Renewable Energy Sources.*

Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, EnWGÄndG, 22.06.2011. *Act to Restructure Provisions of the Energy Industry Act .*

Gesetz zur Sicherheit der Energieversorgung – Energiesicherheitsgesetz, 1975. *Act Ensuring the Safety of the Energy Supply.*

Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden, 22.07.2011. *Act Strengthening Climate-Friendly Measures in Towns and Municipalities.*

Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz – NABEG, 28.07.201. *Grid Expansion Acceleration Act.*

Stromsteuergesetz – StromStG 24.03.1999. *Electricity Tax Act.*

Ordenanzasº

Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas – Konzessionsabgabenverordnung – KAV) 09.01.1992. *Ordinance Regulating Concession Fees for Electricity and Gas.*

Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres – Seeanlagenverordnung – SeeAnIV, 23.01.1997. *Offshore Installations Ordinance.*

Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse – Biomasseverordnung – BiomasseV, 21.06.2001. *Ordinance on the Generation of Electricity from Biomass.*

Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie – Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV, 26.06.2007. *Ordinance Regulating Grid Access of Plants Generating Electricity.*

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck – Niederdruckanschlussverordnung – NDAV, 01.11.2006. *Low Pressure Connection Ordinance.*

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung – Niederspannungsanschlussverordnung – NAV, 01.11.2006. *Low Voltage Connection Ordinance*.

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz – Stromgrundversorgungsverordnung – StromGKV, 26.10.2006. *Ordinance on General Terms Regulating Universal Service for Household Customers and Replacement Supply via the Low Voltage Network*.

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Gas aus dem Niederdrucknetz – Gasgrundversorgungsverordnung – GasGKV) 26.10.2006. *Ordinance on General Terms Regulating Universal Service for Household Customers and Replacement Supply with Gas from the Low-Pressure Network*.

Verordnung über die Gebühren und Auslagen für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach dem Energiewirtschaftsgesetz – Energiewirtschaftskostenverordnung – EnWGKostV, 14.03.2006. *Ordinance Regulating the Fees and Expenses for Official Acts by the Federal Network Agency Pursuant to the German Energy Act*.

Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden – Energieeinsparverordnung – EnEV, 24.07.2007. *Energy Savings Ordinance*.

Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 – ZuV 2012) 13.08.2007. *Ordinance Concerning the Allocation of Greenhouse Gas Emission Allowances in the Allocation Period 2008 to 2012*.

Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen – Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV, 30.03.2009. *Biofuels Sustainability Ordinance*.

Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung – Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung – BioSt-NachV, 23.07.2009. *Biomass Electricity Sustainability Ordinance*.

Verordnung über die Erhebung von Daten zur Einbeziehung des Luftverkehrs sowie weiterer Tätigkeiten in den Emissionshandel – Datenerhebungsverordnung – DEV 2020, 17.07.2009 *Data Collection Ordinance 2020*.

Verordnung über die Versteigerung von Emissionsberechtigungen nach dem Zuteilungsgesetz 2012 – Emissionshandels-Versteigerungsverordnung 2012 – EHVV 2012, 17.07.2009. *Emissions Trading Auctioning Ordinance 2012*.

Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen– Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV, 03.07.2009. *Ordinance on System Services by Wind Energy Plants*.

Verordnung zur Durchführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus – AusglMechAV, 22.02.2010. *Equalisation Scheme Execution Ordinance*.

Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes – Systemstabilitätsverordnung – SysStabV, 20.07.2012. *Ordinance on Ensuring the Technical Safety and System Stability of the Electricity Supply Grid*.

Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie – Managementprämienverordnung – MaPrV, 29.08.2012. *Ordinance on the Management Premium for Electricity from Wind Power Plants and Solar Power Plants*.

Verordnung über Gebühren und Auslagen des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle im Zusammenhang mit der Begrenzung der EEG-Umlage – Besondere-Ausgleichsregelung – Gebührenverordnung – BAGebV, 05.03.2013. *Ordinance on Fees and*

Expenses of the Federal Office of Economics and Export Control in Connection with the Limitation of the EEG Surcharge.

Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems – Reservekraftwerksverordnung – ResKV, 27.06.2013. *Ordinance to Regulate the Procedures for the Procurement of a Network Reserve as well as to Regulate the Handling of Planned Closures of Energy Generation Installations to Ensure the Security and Reliability of the Electricity Supply System.*

Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen – 17. BImSchV) 02.05.2013. *Waste Incineration and Co-Incineration Ordinance – 17th BImSchV.*

Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus – AusglMechV, 17.02.2015. *Equalisation Scheme Ordinance.*

Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten – Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV, 16.08.2016. *Ordinance on Agreements Concerning Interruptible Loads.*

4.- ESPAÑA.

CNE (2001): Informe Básico de los Sectores de la Energía, Ministerio de Industria y Energía, Madrid.

CNE (2002): Informe Básico de los Sectores de la Energía, Ministerio de Industria y Energía, Madrid.

CNE (2003): Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural, y su Cobertura (2002).

CNE (2006) Energía: del monopolio al mercado. Comisión Nacional de la Energía. Madrid: Thomson Civitas.

CNE. (2004) "Informe 4/2004 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial".

CNMC/CNE. Boletines mensuales eléctricos y económicos. Indicadores de Coyuntura.

CNE 2008. Ley del Sector Eléctrico.

COM (2010) 546. Unión por la Innovación.

Comisión Europea (2000): *Hacia la libertad de elección. El mercado único europeo del gas*, Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas, Luxemburgo.

Comisión Europea (2001): *First Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas, Luxemburgo.

Comisión Europea (2002): *Second Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market*, Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas, Luxemburgo.

Comunicación de España a la Comisión Europea. Artículo 3.2. (a) de la decisión 280/2004/ce. Secretaria Española Cambio Climático. 2009.

De Eficiencia Energética, (2009). "Documento de visión de la Eficiencia Energética en España". *Plataforma Tecnológica Española. Ministerio de Ciencia e Innovación*.

Decisión de la Comisión 94/1072/CECA, de 13 de diciembre de 1994 por la que se autoriza la concesión por España de ayudas en favor de la industria del carbón respecto al año 1994.

Decisión de la Comisión 96/591/CECA, Decisión de la Comisión de 30 de abril de 1996 relativa a las intervenciones financieras de España en favor de la industria del carbón en el año 1995 y a una intervención financiera complementaria en favor de la industria del carbón en el año 1994.

Decisión de la Comisión 96/575/CECA, de 30 de abril de 1996 relativa a las intervenciones financieras de España en favor de la industria del carbón en 1996.

Decisión de la Comisión 98/635/CECA, de 3 de junio de 1998 relativa a las intervenciones financieras complementarias de España en favor de la industria del carbón en 1994, 1995 y 1996.

Decisión de la Comisión 98/636/CECA de 3 de junio de 1998 relativa a las intervenciones financieras de España en favor de la industria del carbón en 1997.

Diario Oficial Comisión 74 de 10.3.1998, p. 9. Directrices sobre las ayudas de estado de finalidad regional (98/c 74/06).

Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Directivas 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

Directivas 2003/55/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, ambas de 26 de junio de 2003, que derogaron a las anteriores. El Reglamento (CE) nº 1228/2003, de 26 de junio de 2003.

Directiva 2009/28/CE.

Decisiones de la Comisión 91/599/CECA de 17 de diciembre de 1990 (DO L 324 de 26 de noviembre de 1991).

Decisiones de la Comisión 93/145/CECA de 23 de diciembre de 1992 (DO L 57 de 10 de marzo de 1993).

Decisiones de la Comisión 93/146/CECA de 23 de diciembre de 1992 (DO L 057 de 10 de Marzo de 1993).

Energía 2001-2015. Publicación anual del Ministerio de Industria y Energía.

Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2002-2012, Ministerio de Economía, Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la pequeña y Mediana Empresa, del 23 Noviembre 2003.

Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia. Horizonte 2007- 2012 -2020.

IET/2209/2015 de 21 de octubre de 2015. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte. Documento Anexo de REE, pág. 145.

Ley Orgánica 3/1979, de 18 de diciembre, de Estatuto de Autonomía para el País Vasco (EAPV).

Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.

Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y eficiencia.

Orden Eco/3888/2003, de 18 de diciembre, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, por el que se aprueba el Documento de Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012.

Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Orden IET/289/2015, de 20 de febrero, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2015.

Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

MICYT (2004) Plan de Investigación científica, desarrollo e innovación tecnológica 2004-2007. Programa Nacional de Energía.

Ministerio de Industria y Energía. Secretaría de Estado de Energía. La Energía en España. Informes anuales 2001-2015.

Ministerio de Industria y Energía. Instituto Reconversión Minería del Carbón. IRMC. Minetur.

Ministerio de Industria y Energía. Estadísticas Consumo e Importaciones de Carbón 1994-2012.

Ministerio Industria y Energía. Secretaria de Estado de Energía. (2009) Informe en relación con la cumplimentación del artículo 4.3 de la directiva 2009/28/ce, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Plan Nacional de I+D+I 1996-1999.

Plan Nacional de I+D+I 2000-2003.

Plan Nacional de I+D+I 2008-2011.

Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999.

Plan Acción Energías Renovables, Paner 2005-2010 Ministerio de Industria y Energía. IDAE.

- Plan de Acción 2008-2012. IDAE. Julio 2007.
- Plan de Acción 2011-2020. IDAE. Impacto Socioeconómico del mercado de la eficiencia energética.
- Plan de Acción 2011-2020. IDAE. Julio 2011.
-

Plan de Energías Renovables 2011-2020 del 11 de Noviembre de 2011.

Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (Paner) 2011-2020. Anexo.

Plan Energético Nacional 1991-2000. Ministerio de Industria y Comercio. Ed. Ciemat.

RD1217/1981, de 10 de abril, para el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales.

RD 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

RD 2552/1994, de 29 de diciembre.

RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

RD 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan nacional de asignación de derechos de emisión, 2005-2007. Modificado por Real Decreto 60/2005, de 21 de enero.

RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

RD 1402/2007, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

RD 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

RD 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

RD1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

RD-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

RD-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

RD-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

RD-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

RD-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

Reglamento CE número 1228/2003, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, desarrolla el acceso a la red para los intercambios intracomunitarios transfronterizos y su remuneración.

SEIDI. (2011) Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2013-2016.