

**Universidad del País Vasco/Euskal Herriko
Unibertsitatea (UPV/EHU)**



PROGRAMA DE DOCTORADO:
La Globalización a Examen: Retos y Respuestas Interdisciplinarias

Tesis Doctoral:

**“La privatización y el marco regulatorio: una
evaluación de la liberalización del sector eléctrico
en la República Dominicana”**

Doctorando:

Manuel Alejandro López San Pablo

Director:

Dr. D. Javier Bilbao Ubillos

Bilbao, 2016

**Universidad del País Vasco/Euskal Herriko
Unibertsitatea (UPV/EHU)**

PROGRAMA DE DOCTORADO:
La Globalización a Examen: Retos y Respuestas Interdisciplinarias

**“La privatización y el marco regulatorio: una
evaluación de la liberalización del sector eléctrico
en la República Dominicana”**

Tesis Doctoral presentada por:

Manuel Alejandro López San Pablo

Director:

Dr. D. Javier Bilbao Ubillos

Bilbao, 2016

AGRADECIMIENTOS

“Gracias doy a mi Dios siempre por vosotros, por la gracia de Dios que os fue dada en Cristo Jesús, porque en todas las cosas fuisteis enriquecidos en él, en toda palabra y en toda ciencia...” **San Pablo a los Corintios 1: 4-5**

*“Si tu intención es describir la verdad,
hazlo con sencillez y la
elegancia déjasela al sastre”.*

Albert Einstein

Este espacio resulta pequeño para mencionar y agradecer a todas las personas que directamente o aun sin proponérselo han contribuido al desarrollo y culminación de este trabajo. Sin embargo, es necesario y es una acción que sale de forma natural el agradecer la ardua dedicación del **Doctor Don Javier Bilbao Ubillos**, por su tiempo, consejos, correcciones y sobre todo por su constante motivación. A los profesores del programa de doctorando de la UPV, por ser embajadores del conocimiento, cruzan fronteras para de una forma sencilla compartir sus conocimientos y al **Dr. Don Manuel Linares** por su apoyo.

Este trabajo está dedicado a mi padre, Manuel Emilio López Pérez, aún no esté físicamente, eres mi fuente continua de motivación e inspiración. A mi madre, Vitalina San Pablo Urbáez, siempre apoyándome de una forma privilegiada en relación a mis otros hermanos.

A mi niña, Niulka Ninoska Pérez Rodríguez, esposa y compañera siempre buscando el bien de los demás y sacrificando el suyo, gracias por tu tiempo. A mis hijos, Manuel Alejandro, Alenni Paola, Manuel Arturo y Alejandra Paola, siempre pienso en ustedes en todo lo que hago. Gracias.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES, LA PROBLEMÁTICA Y ASPECTOS METODOLÓGICOS

1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes.....	6
1.2.1 Los orígenes del sector eléctrico en la República Dominicana.....	13
1.3 Planteamiento del problema.....	24
1.4 Objetivos	27
1.4.1 Objetivo general.....	27
1.4.2 Objetivos específicos.....	27
1.5 Hipótesis.....	27
1.6 Metodología de la investigación.....	27
1.7 Variables e indicadores.....	30

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO: EMPRESA PÚBLICA O REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

2.1 Teorías de la empresa pública, eficiencia y privatización.....	36
2.1.1 Aproximación neoclásica de la empresa pública.....	38
2.1.2 Aproximación keynesiana de la empresa pública.....	43
2.1.3 Nuevas aproximaciones a la empresa pública: teoría de agencia y análisis de eficiencia relativa.....	45
2.2 El concepto teórico de la privatización.....	51
2.3 La privatización y la eficiencia: dos caras de una misma moneda.....	57

2.4 La regulación y la competencia en un sector liberalizado.....	63
2.4.1 El concepto teórico de la regulación, opciones y mecanismos de aplicación.....	64
2.4.1.1 Comparación de opciones de aplicación de la regulación.....	68
2.4.1.2 Mecanismos de regulación.....	70
2.4.1.2.1 Regulación por tope de precio.....	71
2.4.1.2.2 Regulación por tasa de retorno.....	73
2.4.1.2.3 Regulación por incentivo de eficiencia.....	75
2.4.1.2.4 Regulación por competencia comparada.....	75
2.4.2 Descripción de las políticas de defensa a la competencia.....	77
2.5 Estructura y evolución de los mercados eléctricos.....	81
2.5.1 Desarrollo y evolución de los mercados eléctricos.....	85
2.6 Estado del arte.....	91
2.6.1 Estado de la reforma del sector eléctrico en América Latina.....	91
2.6.2 El entorno actual del sector eléctrico dominicano.....	100
2.6.3 La situación operativa del sector eléctrico dominicano.....	102
 CAPÍTULO III: LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA EN EL CONTEXTO DE LA PRIVATIZACIÓN	
3.1 Características y evolución de la oferta eléctrica en los países de América Latina.....	110
3.2 Comparación de la evolución de la oferta de energía eléctrica de Centroamérica y la República Dominicana.....	116
3.3 Privatización de la industria eléctrica, la estructura institucional y regulatoria de América Latina y República Dominicana.....	127
3.3.1 La evolución del proceso de privatización en América Latina.....	128

3.3.2 Estructura institucional y regulatoria de los mercados eléctricos en América Latina y República Dominicana.....	134
3.3.3 Esquemas tarifarios y subsidios aplicados América Latina y República Dominicana.....	142

CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y EFECTOS DE LA PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN REPÚBLICA DOMINICANA

4.1 La estructura institucional y regulatoria del mercado eléctrico: resultados y efectos.....	147
4.2 Efectos en capacidad instalada y generación de electricidad Evolución de la matriz energética.....	160
4.3 La privatización y la evolución del sistema de distribución y las tarifas.....	187
4.3.1 Aspectos comerciales del sistema de distribución de electricidad.....	189
4.3.2 Descripción del proceso de privatización del área de distribución.....	195
4.3.3 Evaluación de la gestión privada en las empresas distribuidoras.....	197
4.3.4 Evolución de las tarifas y subsidios.....	210
4.3.4.1 Evolución de la tarifa del sistema de distribución.....	211
4.3.4.2 La evolución del subsidio tarifario.....	216
4.3.5 Indicadores de gestión y pérdidas de energía.....	219
4.4 Efectos económicos y esquema de subsidio del sector eléctrico dominicano.....	226
4.4.1 Evolución de la economía dominicana.....	228
4.4.2 La evolución del subsidio del sector eléctrico dominicano.....	233

CAPÍTULO V: EL MODELO DE LA PRIVATIZACIÓN APLICADO: INTERPRETACIONES, IMPLICACIONES Y CONTRASTACION DE HIPÓTESIS

5.1 Evaluación del proceso de privatización del sector eléctrico en América Latina.....	242
---	-----

5.2 Interpretaciones e implicaciones del modelo de privatización en América Latina.....	244
5.3 Evaluación del proceso de privatización en República Dominicana.....	250
5.3.1 Reestructuración, reforma y privatización del sector eléctrico: rasgos comunes y particularidades.....	251
5.3.2 Instituciones y los entes reguladores del sector eléctrico dominicano....	254
5.3.3 Operación del mercado eléctrico dominicano privatizado.....	258
5.3.4 Sistema de distribución, tarifas y subsidios del sector eléctrico dominicano.....	262
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES: ¿PRIVATIZACIÓN TOTAL O ESTATIZACIÓN?	
6. 1 Conclusiones.....	267
6.2 Recomendaciones.....	269
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	275

Índice de tablas

Descripción de Tabla:	Página:
Tabla No. 1: Participación privada dividida por segmentos en generación, transmisión y distribución.....	93
Tabla No. 2: Privatización del sector eléctrico por países. Características principales del marco regulatorio.....	96
Tabla No. 3: Capacidad instalada y producción de electricidad en países de América Latina.....	117
Tabla No. 4: Capacidad por tipo de generación en Centroamérica y la República Dominicana.....	119
Tabla No. 5: Capacidad instalada en Centroamérica y República Dominicana: energía generada por el sector público y privado	124
Tabla No. 6: Empresas participantes por sector y país.....	130
Tabla No. 7: Energía producida por el sector privado en GWh.....	132
Tabla No. 8: % de energía contratada.....	133
Tabla No. 9: Funcionamiento de los mercados eléctricos privatizados.....	136
Tabla No. 10: Subsidios a la tarifa eléctrica.....	145
Tabla No. 11: Funcionamiento del esquema transitorio de la CDE. Costos en el primer año.....	151
Tabla No. 12: Variación de precios de generación y tarifa al usuario final en el primer año de operación.....	164
Tabla No. 13: Precio del petróleo y los contratos de generación.....	169
Tabla No. 14 Precio petróleo y costo marginal del sistema.....	172
Tabla No. 15: Participación por empresa en la producción de electricidad y contratos.....	175
Tabla No. 16: Producción de energía empresas capitalizada Haina e Itabo.....	176
Tabla No.17: Ganancias operacional de EGE Haina y de EGE Itabo.....	177
Tabla No. 18: Energía suministrada y no suministrada	179

Tabla No 19: Cantidad de clientes por empresa distribuidora 1999.....	191
Tabla No. 20: Pérdidas y % cobros por empresa distribuidora 1999.....	192
Tabla No. 21: Tarifa por tipo de clientes 1998.....	193
Tabla No. 22: Parámetros para indexar la tarifa y cálculo de indexadores por tipo de clientes.....	194
Tabla No. 23: Propuestas del proceso de licitación en el sector distribución.....	196
Tabla No. 24: Pasivos asumidos por empresas distribuidoras capitalizadas.....	196
Tabla No. 25: Margen operativo por empresa distribuidora 1999-2000.....	200
Tabla No. 26: Margen operativo por empresa distribuidora 2000-2001.....	201
Tabla No. 27: Uso de los recursos por empresa distribuidora.....	202
Tabla No. 28: Deuda por empresa distribuidora 2001.....	203
Tabla No. 29: Tarifa por tipo de clientes a septiembre 2002.....	205
Tabla No. 30: Evolución margen operativo distribuidoras 2000-2001.....	206
Tabla No. 31: Transferencia y subsidios al sector distribución.....	234

Índice de gráficas

Descripción de Gráfica:	Página:
Gráfica No. 1: Modelo de capitalización aplicado al sector eléctrico.....	21
Gráfica No. 2: Estructura empresarial para la privatización de la CDE.....	21
Gráfica No. 3: Estructura de mercado de agencia compradora.....	86
Gráfica No. 4: Estructura de mercado en competencia.....	87
Gráfica No. 5: Generación de electricidad por zona en trillones de kWh.....	111
Gráfico No. 6: Generación de electricidad por tipo de combustible en trillones de kWh..	111
Gráfica No. 7: Participación por tipo de combustible en la generación de electricidad....	112
Gráfica No. 8: Generación de electricidad en América Latina en trillones de kWh.....	114
Gráfica No. 9: Generación de electricidad en América Latina por tipo de combustible en trillones de kWh.....	114
Gráfica No. 10: Comparación relativa de la capacidad instalada de República Dominicana con otros países.....	118
Gráfica No. 11: Generación de electricidad en billones de kWh.....	118
Gráfico No. 12: Generación de electricidad en República Dominicana en billones de kWh.....	121
Gráfica No. 13: Evolución de la capacidad instalada por tipo de central, Istmo centroamericano.....	125
Gráfica No. 14: Evolución de la capacidad instalada por tecnología.....	127
Gráfica No. 15: Comparación de la tarifa dividida en generación – distribución (2012)....	143
Gráfica No. 16: Estructura institucional del sector eléctrico 1999-2001.....	149
Gráfica No. 17: Esquema transitorio del mercado eléctrico 1999-2000.....	150
Gráfica No. 18: Estructura institucional sector eléctrico LGE-125-01.....	156
Gráfica No. 19: Esquema actual del mercado eléctrico. Agentes del mercado.....	158

Gráfica No. 20: Variación del precio del fueloil y gasoil en US\$ por barril en mercado internacional.....	163
Gráfica No. 21: Factor de indexación, contratos originales y el acuerdo de Madrid.....	166
Gráfica No. 22: Capacidad disponible y demanda máxima del sistema.....	167
Gráfica No. 23: Evolución de la matriz energética 2000 -2013.....	168
Gráfica No. 24: Variación relativa del precio del petróleo y el costo marginal del sistema.....	173
Gráfica No. 25: Energía contratada y mercado spot.....	174
Gráfica No. 26: Energía suministrada y no suministrada.....	178
Gráfica No. 27: Tamaño de la capacidad instalada de plantas de generación por año.....	181
Gráfica No. 28: Variación de la capacidad instalada y la demanda de potencia 1990-2008.....	182
Gráfica No. 29: Producción de energía por tecnología.....	183
Gráfica No. 30: Costo de instalación por capacidad y tipo de generación.....	183
Gráfica No. 31: Mapa provincial de la República Dominicana con la división por Empresas distribuidoras.....	188
Gráfica No. 32: Consumo de energía por empresas distribuidoras y tipo de clientes.....	190
Gráfica No. 33: Evolución de la tarifa aplicada y la tarifa real 1999-2012.....	212
Gráfica No. 34: Tarifa por rango de consumo 1999 – 2006.....	213
Gráfica No. 35: Variación de rangos de consumo.....	215
Gráfica No. 36: Consumo de energía por rango de consumo del sector residencial.....	216
Gráfica No. 37: Deuda por diferencia de tarifa aplicada y real (Fondo de estabilización de la tarifa).....	218
Gráfica No. 38: Evolución de pérdidas de energía comprada y facturada del sector de distribución.....	220
Gráfica No. 39: Evolución de pérdidas entre la energía comprada y la cobrada.....	221

Gráfica No. 40: Evolución de los subsidios y precio del petróleo.....	235
Gráfica No. 41: Evolución de las transferencias y los subsidios y la tarifa aplicada al usuario final.....	237

RESUMEN

La industria eléctrica de la República Dominicana está compuesta por un sistema interconectado a través de líneas de alta tensión con voltaje de 69,000 voltios, 138,000 voltios y 345,000 voltios, respectivamente, para el transporte de la energía desde las plantas de generación hacia los puntos de consumo. Tiene una capacidad instalada de generación de 3,250 MW, integrada por un 85% de unidades térmicas que utilizan combustibles fósiles importados y un 15% que corresponde a unidades hidráulicas que aprovechan los caudales de los ríos de las zonas Sur y Norte del país, principalmente. De esta capacidad instalada de 3,250 MW, al año 2015, sólo 2,400 MW están disponibles para suplir una demanda estimada de 2,300 MW, ya que el sistema, por razones financieras y técnicas, no satisface la totalidad de la demanda de la población.

El sistema de distribución está compuesto por subestaciones que toman de las líneas de alta tensión la energía y la transforman a voltaje de 12,470 voltios para distribuirla, a través de redes y circuitos de distribución a lo largo de las calles y avenidas de las ciudades y campos, para suministrarla al usuario final con voltaje de 240 y 120 voltios.

El sector eléctrico dominicano funcionó desde el 1955 hasta 1999 en una estructura verticalmente integrada, bajo el control y administración exclusiva de la estatal Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). Este periodo se caracterizó por un deterioro progresivo de todos los activos debido a la falta de mantenimiento e inversión en todas las áreas, originando una insuficiencia en la capacidad para atender la demanda de energía de la población (lo que ocasionaba largos períodos sin el servicio eléctrico y, como consecuencia, que sectores industriales, comerciales y hoteles de las zonas turísticas del Este y Norte del país optaran por aislarse del sistema, recurriendo a la instalación de plantas de generación de emergencias y sistemas de transmisión y distribución independientes de la CDE).

En el año de 1996, después de 40 años de crisis sucesivas y recurrentes en el sector eléctrico manejado por la CDE, y en correlación con períodos de inestabilidad política, regímenes autoritarios, con un proceso de globalización caracterizado por un comercio

internacional creciente, aumento de la presencia de empresas transnacionales, expansión y movilidad de capitales, volatilidad, crisis económicas y financieras recurrentes y de exigencias de organismos internacionales para llevar a cabo programas de ajustes económicos, se inicia una reforma sin precedente del sector eléctrico dominicano.

La reforma del sector eléctrico dominicano consistió en la desintegración y separación de las actividades de la industria, en generación, transmisión y distribución, según el modelo chileno ejecutado exitosamente en la década de los 80. La incorporación de la inversión privada se limitó a las áreas de generación térmica y de distribución, a través del esquema de capitalización ejecutado en Bolivia en 1995, mediante la asociación Estado – sector privado para constituir nuevas empresas con participación accionaria igualitaria (50% cada uno), y que la inyección del capital del socio privado fuera directamente como capital de trabajo para cubrir las operaciones y expansión de las empresas creadas.

En 1999 se ejecuta el proceso de privatización del sector con la entrega al socio privado para su administración y operación de dos empresas de generación térmicas, la Empresa de Generación de Electricidad Haina (EGE Haina) y la Empresa de Generación de Electricidad Itabo (EGE Itabo), que representaban el 70% de la capacidad instalada, y tres empresas de distribución, EDE Sur, EDE Norte y EDE Este, para distribuir y comercializar la energía a todos los usuarios de país.

Después del proceso de privatización, la realidad del sector eléctrico dominicano ha cambiado mucho en la última década, y llevar a cabo una investigación objetiva de los beneficios que ha traído dicho proceso es una tarea compleja, difícil y de resultados controversiales.

En esta investigación se ha evaluado la evolución de los procesos de privatización, el marco teórico, la estructura regulatoria, la operación de las empresas, la evolución del mix de la oferta de generación, los niveles de precios de venta de la electricidad, las estructuras tarifarias aplicadas y los efectos económicos y sociales de éstos procesos en los países de América Latina; comparando con el sector eléctrico dominicano y señalando los aciertos y

desaciertos en la aplicación del modelo de privatización, como una forma de contribución, para sustentar las conclusiones y recomendaciones presentadas.

Al evaluar el proceso de reforma del sector eléctrico nos encontramos que, catorce (14) años después de la privatización los resultados más relevantes son:

- i) Un sector con una gran burocracia institucional en el ámbito regulatorio y empresarial, con funciones y roles de las instituciones públicas entrelazados y superpuestos y organismos directivos con personal excesivo y sin funciones concretas, lo que hace a éstos, estructuras inoperantes.
- ii) Un sector que aún no se sitúa en un nivel de recuperación en términos financieros y de gestión operativa.
- iii) Una falta de inversión en generación para expandir la capacidad de producción que pueda suplir la demanda de energía al 100% del consumo de la población.
- iv) Las tres empresas de distribución privatizadas en 1999, fueron devueltas al Estado, a sólo 3 años de la operación privada, con un déficit operativo de US\$ 1,500 millones por año.
- v) Unas deudas entre las empresas generadoras, transmisión y distribuidoras de más de 6 meses de cuentas por pagar lo que se mantiene en un círculo vicioso con grandes efectos para la sociedad en general y las propias empresas participantes.

Bajo este contexto, algunos autores piensa que la privatización ha sido la menos mala de las opciones para el sector eléctrico, pero sin tomar en cuenta, que, para países con graves desequilibrios sociales y económicos como la República Dominicana, la privatización en sí misma plantea retos enormes, los cuales erróneamente, se han tratado de resolver por medio de métodos fuera de la lógica de operación de un mercado liberalizado.

En resumen, y como aporte de esta investigación, se recomienda la aplicación de un conjunto de medidas que atraviesen toda la estructura del sector eléctrico, como son:

- i) Reorganizar las funciones de las instituciones públicas y entes reguladores.
- ii) Integrar las demandas aisladas y los grandes usuarios al sistema eléctrico nacional interconectado.

- iii) Realizar procesos de licitación abiertos a todos los participantes para contratación de nueva capacidad de generación con esquemas flexibles en términos del tamaño de la planta y del tipo de combustible que puedan ajustarse a las variaciones de los precios, a las condiciones del mercado y a las necesidades de la población en términos de cantidad y calidad en el suministro de electricidad.
- iv) Reestructurar el esquema tarifario hacia una tarifa que cubra los costos eficientes de todos los eslabones de la cadena del suministro eléctrico y asegure la calidad en el servicio.
- v) Suministrar 24 horas de energía a todos los usuarios.
- vi) Integrar las ciencias sociales, el análisis del ente individual en un contexto de respeto y valoración de la cultura y valores del dominicano a la gestión operativa del sector eléctrico.

Palabras Clave: Costo marginal, Desintegración horizontal, Distribución, Generación, Integración vertical, Marco regulatorio, Privatización, Reformas, Sector Eléctrico, Tarifas y Transmisión.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN, ANTECEDENTES, LA PROBLEMÁTICA Y ASPECTOS METODOLÓGICO

1.1 Introducción

Los procesos de apertura al comercio internacional, a los flujos de capitales sin restricciones, a la inversión extranjera en diferentes áreas de la economía y el salto hacia una economía de mercado, que envuelve la globalización, traen consigo un conjunto de fenómenos que implican reformas de las estructuras sociales de las naciones.

Los países en desarrollo, principalmente en América Latina, han sido orientados a la globalización por instituciones como el Fondo Monetario Internacional (FMI), Banco Mundial (BM) y la Organización Mundial del Comercio (OMC), aplicando *las recetas del consenso de Washington*, que buscan la estabilización y eficientización de las economías de los países para encauzarlo, según sus creencias, hacia el desarrollo sostenible.

Desde la década de los 70, y paralelamente al proceso de globalización, como forma de resolver los problemas ocasionados por la falta de recursos financieros internos, una gran mayoría de los gobiernos en los países en desarrollo inician un proceso para abandonar el rol empresarial estatal en la producción de bienes y servicios y dejar que el mercado funcione en libre competencia, dando paso al proceso de privatización de las empresas estatales.

Para el caso de América Latina, el proceso de privatización ha tenido varios motivos, objetivos y resultados, con opiniones muy divergentes entre diferentes autores que analizan este proceso. Por ejemplo, Stiglitz (2002)¹ plantea que la austeridad fiscal, la privatización y la liberalización de los mercados fueron los tres pilares de las políticas aconsejados por el Consenso de Washington a los países de América Latina, para responder a los problemas de

¹ Aunque, en general, Stiglitz (2002) plantea que la globalización, por sí misma, no es buena ni mala, sino la forma en que ha sido aplicada y manejada por los países desarrollados, ya que éstos exigen a los países en desarrollo liberalización, privatizaciones y plena apertura comercial, mientras ellos aplican políticas internas diferentes. Aunque la globalización ha permitido algunos avances en la educación y mejora en la tecnología, estos avances han beneficiado en mayor medida a los más ricos, lo que se aleja del objetivo central de un desarrollo equitativo y sostenible.

déficits fiscales e ineficiencias en sus estructuras productivas internas, que hacían inviable el crecimiento equitativo y sostenible.

La privatización de empresas de producción de bienes y de servicios en manos estatales ha sido uno de los procesos más revolucionarios y de mayor innovación sobre políticas económicas que en las últimas 4 décadas han aplicado los países desarrollados y en desarrollo, afirma Hanke (1987). Sin embargo, Bilbao-Ubillos, en su estudio sobre las políticas de privatización en España, afirma: “las medidas privatizadoras no han obedecido a una única estrategia bien definida que se ha ido proyectando en el tiempo. Más bien al contrario podemos identificar, en el transcurso de los años, distintas políticas de privatización, que se han orientado a objetivos diversos y que se han instrumentado de modo desigual, en función de esos mismos objetivos cambiantes” (Bilbao-Ubillos, 2002, 1-29).

“Las privatizaciones masivas en América Latina se lanzan desde mediados de los setenta, coincidiendo con la entrada de un período contractivo de la economía capitalista, que fue encontrando soluciones parciales a través del ensanchamiento de las operaciones financieras, asentadas en el manejo del crédito, y una fuerte presión sobre los ingresos de la población y los recursos públicos. La privatización tiene en América Latina el sentido de una extorsión, y se hizo posible a través de complejos escenarios sociales y políticos en donde no se excluye la violencia y la presión constante de estados neocoloniales” (García, 2005, 1-27)².

A partir del año 1980, muchos países de América Latina iniciaron procesos de privatización en sus servicios de infraestructuras (agua, electricidad, carreteras, telecomunicaciones, transporte y correos) basados en los nuevos postulados de la teoría económica sobre el libre mercado y la economía industrial, donde la eficiencia y reducción de costos de los servicios se pueden lograr a través de las operaciones de empresas privadas que perciben las señales

² El autor plantea en forma muy radical que para América Latina el proceso de privatización es una expresión perfecta de la globalización, por medio del cual se ha entregado el patrimonio social a empresas extranjeras, lo que ha significado un escándalo histórico, pero, sin embargo, tiene esperanzas de que este proceso pueda ser reversible.

e incentivos de un mercado en competencia, lo que no puede lograrse – en teoría- en una estructura donde el Estado sea el empresario proveedor de los servicios, según indican algunos estudios económicos que se basan en estas suposiciones.

Dentro de este contexto global, la República Dominicana ha llevado a cabo las reformas de las empresas públicas de propiedad estatal³. La más importante y de mayor impacto en todos los estamentos de la sociedad ha sido la reestructuración y privatización del sector eléctrico, mediante la cual se desintegró la estructura vertical del monopolio estatal que gestionaba la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE)⁴.

En la industria eléctrica dominicana se inicia la reforma en el año 1999 siguiendo el modelo general aplicado en América Latina y en Europa para re-estructurar la industria. Así pues, se realiza una desagregación horizontal y se separan las actividades de generación, transmisión y distribución; se crea un marco regulatorio para la operación de las empresas, y éstas se transfieren al sector privado para su administración y operación.

El objetivo de la reforma, según el gobierno de turno⁵, fue resolver los problemas crónicos asociados con la administración del Estado dominicano en la industria eléctrica, tales como, los bajos niveles en cobertura, la capacidad de producción de energía por debajo de la demanda, la obsolescencia de las líneas de transmisión, las redes de distribución, los equipos y herramientas de trabajo, la suspensión de 10 horas por día del suministro de

³ En el año 1997 fue promulgada la Ley de Reforma de las Empresas Públicas (Ley 141-97) que declara de interés nacional la reforma de las empresas públicas: Corporación Dominicanas de Empresas Estatales (CORDE), Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), Consejo Estatal del Azúcar (CEA) y la Corporación de Fomento de la Industria Hotelera (CORPHOTEL).

⁴ La infraestructura de generación, transmisión y distribución de electricidad de la República Dominicana fue adquirida por el Estado Dominicano a través de la Ley No. 4018 del 30 de diciembre de 1954, la que formalizó el interés público de la República Dominicana en adquirir las compañías que proveían servicios de electricidad y teléfono en su territorio. Antes de la promulgación de la Ley Orgánica de la CDE, la generación, transmisión y distribución de electricidad en la República Dominicana era responsabilidad de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo, una empresa del sector privado que desarrolló una infraestructura urbana a partir de 1916.

⁵ El gobierno de esa época, 1996-2000, estuvo presidido por el Dr. Leonel Fernández del Partido de la Liberación Dominicana (PLD). El Dr. Leonel Fernández volvió nuevamente al poder en el 2004, gobernando 2 períodos consecutivos hasta el 2012. Actualmente, 2012-2016, el PLD se mantiene en el poder con el Lic. Danilo Medina como presidente.

energía a toda la población, la mala calidad en el servicio, la ineficiencia e interferencia política en la operación y administración de las empresas, las distorsiones en el cálculo de los precios y de las tarifas a cobrar a los usuarios, y la falta de inversión para la expansión de la capacidad de producción, la instalación de nuevas líneas de transmisión y la rehabilitación del área de distribución.

La estrategia del gobierno dominicano en la privatización del sector eléctrico consistió (siguiendo los modelos recomendados por BM, BID y el FMI) en tratar de introducir la eficiencia económica mediante la descentralización de la industria, dividiendo el monopolio estatal en varias compañías, sustituyendo la regulación con mercados competitivos (cuando fuese posible), estableciendo un régimen de obligaciones y derechos claros y estables para los agentes participantes, regulando de manera eficiente los precios en los segmentos monopolistas, y atrayendo inversiones privadas para la inversión, operación y expansión del sector.

Durante los 14 años de aplicación del proceso de reforma del sector eléctrico dominicano se han registrado inversiones privadas muy importantes en las áreas de generación, con la instalación de nuevas y modernas centrales de producción de energía, y de distribución (expansión de nuevas redes y la instalación equipos y sistemas informáticos de última tecnología para la gestión técnica y comercial).

Sin embargo, la historia del sector eléctrico dominicano, previa y posterior a la privatización, se ha caracterizado por crisis económicas recurrentes que se manifiestan en tarifas a los usuarios por debajo del costo, lo que implica una insuficiencia permanente de los recursos necesarios para financiar los costos totales del sistema.

Estas dificultades financieras del sector eléctrico dominicano se agravan cuando se suman elementos exógenos, como son las crisis financieras y monetarias, y el incremento en los precios internacionales de los combustibles que se utilizan para la producción de electricidad.

La situación descrita anteriormente ocasiona que se acumulen grandes deudas entre los agentes que participan en el sector eléctrico, lo que se traduce en una mala calidad del servicio en términos generales con la suspensión del suministro de electricidad a la población de hasta 8 y 10 horas por día, creando un círculo en donde las empresas distribuidoras entregan menos cantidad de energía a los usuarios, para reducir sus costos, y en la que la población trata de no pagar por un servicio que catalogan como ineficiente.

Considerando la realidad compleja en la cual ha funcionado el sector eléctrico dominicano y que actualmente la mayoría de los procesos de privatización en América Latina han madurado, realizar un análisis académico con comparaciones entre los diferentes modelos y esquemas de privatización aplicados y con cálculo de los principales indicadores y variables económicas, permitiría obtener conclusiones robustas sobre el impacto económico y social de éstos procesos en América Latina y, en particular, en el sector eléctrico dominicano.

Según los objetivos que se buscan a través de la privatización, la mayoría de los estudios sobre ésta tratan de contestar las principales preguntas que surgen al leer esta introducción: ¿Cuál ha sido la eficiencia de la industria eléctrica con la gestión privada versus la estatal? ¿Cuál ha sido el impacto de esta reforma y privatización en la economía nacional? ¿Se ha mejorado el bienestar social? ¿Ha contribuido la gestión privada en la eficiencia para la asignación de los recursos?

Para responder las preguntas anteriores relacionadas con el caso dominicano, en el contexto social y económico latinoamericano, esta investigación se basa, principalmente, en los estudios realizados sobre el sector energético, en épocas pretéritas, de algunos países de América Latina y República Dominicana.

Países como Chile, El Salvador, Nicaragua, Bolivia, Panamá, o Colombia han llevado a cabo procesos de reformas y privatizaciones, que sirven como base comparativa del marco teórico general, los modelos específicos aplicados, la evolución del marco regulatorio, los resultados operativos de las empresas las problemáticas y las soluciones implementadas

que permitan determinar el impacto relativo de la reforma y privatización del sector eléctrico de la República Dominicana.

En ese sentido, se desarrollan seis (6) capítulos, abarcando, el primero, la introducción y los antecedentes de la privatización en algunos países latinoamericanos y en la República Dominicana, la definición de la problemática de estudio, los objetivos que se persiguen con la presente investigación y la metodología de estudio. En el segundo se desarrollan el marco teórico y el estado del arte.

En el capítulo tercero se presentan la evolución de la industria eléctrica, las características y evolución de la oferta eléctrica en países de América Latina, la evolución del proceso de privatización y el marco regulatorio y las alternativas de un mix energético; en el cuarto capítulo se desarrollan los impactos de la privatización en la estructura del sector eléctrico y la evolución que ha tenido el sector en la República Dominicana.

Como aporte de la presente investigación, en el capítulo quinto se realiza un análisis comparativo del marco conceptual y el modelo aplicado de la privatización en la República Dominicana, para establecer aciertos y a partir de aquí, en el capítulo sexto, se presentan las conclusiones y un conjunto de recomendaciones que ayuden a la solución de la problemática que sigue afectando al sector eléctrico dominicano.

1.2. Antecedentes

El mundo, y principalmente los países latinoamericanos, han vivido siempre en grandes tensiones, en ocasiones por la lucha de intereses económicos y de la geopolítica de las grandes naciones de Europa y de América del Norte o por los conflictos internos. El proceso de globalización, el comercio internacional y la privatización de las empresas públicas, han sido, sin duda, los procesos más representativos de esta característica mundial.

Los procesos de privatización en América Latina surgen, en paralelo, con la intensificación de las relaciones económicas internacionales de los años 80 y la actual fase de la globalización que abarca la apertura económica de los mercados⁶.

Los procesos de reformas y privatización de la estructura empresarial estatal tienen una base en la crisis de la deuda que vivió América Latina en las décadas de los 70 y 80. Krugman, por ejemplo, establece: "...durante generaciones los países de América Latina estuvieron sujetos de manera casi única a las crisis de la moneda, a las quiebras bancarias y a los brotes de hiperinflación. Unos gobiernos democráticos débiles alternaban con regímenes militares fuertes, ambos dedicados a comprar el apoyo popular (adoptando medidas populistas, como congelamiento de tarifas, subsidios generalizados al consumo, aumento del número de empleados en las empresas estatales, asignación directa de contratos por servicios y obras, entre otras medidas) y acudiendo al endeudamiento externo, lo que condujo a fuertes desequilibrios financieros" (Krugman, 1999, 39-58).

En los sectores de infraestructura, la crisis de los 70 que vivió América Latina llevó a un deterioro progresivo, caracterizado por el aumento de ineficiencia, los altos niveles de pérdidas entre la producción y el consumo, el deterioro físico de la infraestructura, las tarifas que no cubrían los costos operativos, los subsidios generalizados y aumento del consumo en forma irracional.

La aplicación de programas de industrialización vía la sustitución de importaciones, al limitarse a la industria ligera y sustentar el desarrollo en el supuesto teórico del excedente del consumidor, sin programas de mejora de eficiencia para las exportaciones, fue otro aspecto importante de la crisis que vivió América Latina en los 70 y que empujó el proceso de privatización.

El tema de la privatización arranca con un fuerte respaldo de las teorías económicas y políticas para romper con la ineficiencia del Estado en su rol empresarial, rentas

⁶ Algunos autores como Bull (2008), Debab (2011) y Hernández (2001), tienden a mezclar el proceso de privatización y la primera etapa del proceso de globalización, que se inició después de la segunda guerra mundial con los movimientos de migratorios, empresariales y los flujos de capitales.

monopólicas, mejora de la productividad, reducción de costos, apertura de los mercados y disminución de los déficits del sector público⁷.

En adición al marco conceptual de respaldo a la privatización, es necesario puntualizar que los períodos económicos adversos, los efectos en el aparato productivo nacional de la apertura económica y el deterioro en la calidad en la producción de bienes y servicios en los países en vía de desarrollo tuvo como consecuencia que los organismos internacionales catalogaran de ineficiente a toda la administración pública, lo que condicionó las ayudas financieras y la imposición de los esquemas de privatización de estas entidades financieras, argumentando que la eliminación del Estado de su rol empresarial en los sectores de infraestructura permitirá solucionar los desequilibrios económicos y políticos que estaban enfrentando éstos países.

Stiglitz (2002)⁸ analiza que la globalización y los procesos de privatizaciones llevados a cabo en Latinoamérica, partiendo del esquema impuesto por los organismos multilaterales, trajo como consecuencia que los gobiernos “de muchos países en desarrollo e incluso algunos desarrollados invierten mucha energía en hacer lo que no deberían hacer” (Stiglitz, 2002, 81). Como ejemplo, Stiglitz (2002) plantea “que al Estado, en líneas generales, no le

⁷ Ésto basado en que la estructura de monopolio de las empresas eléctricas en manos del Estado elimina el incentivo para operar de manera eficiente y estimula a que se realicen las inversiones no necesarias. Los servicios proporcionados por empresas públicas están estrechamente vinculados al gobierno y la política interfiere con la buena economía del sector, no se ajustan las tarifas al usuario final y los programas de inversiones no siguen una priorización de rentabilidad del negocio. También se argumenta que el costo de los errores de las empresas privadas no se deben pasar a los consumidores.

⁸ Reafirma Stiglitz, que, por desgracia, el FMI y el BM han abordado los problemas con una perspectiva estrechamente ideológica: la privatización debía ser concretada rápidamente. En la clasificación de los países que emprendían la transición del comunismo al mercado, los que privatizaban más deprisa obtenían las mejores calificaciones. Es muy importante privatizar a marchas forzadas; más tarde será el momento de ocuparse de la competencia y la regulación. Se da por sentado que los mercados surgen rápidamente para satisfacer cualquier necesidad, cuando en realidad muchas actividades estatales surgen porque los mercados no son capaces de proveer servicios esenciales. En este análisis, Stiglitz, mediante la comparación con los procesos similares en Asia, critica la forma acelerada y sin ningún análisis científico-crítico, que dichos procesos fueron implementados por los gobiernos latinoamericanos, siguiendo rigurosamente las imposiciones de Washington; mientras que los países asiáticos no siguieron la receta, sino que fueron adaptando el proceso a las condiciones locales, lo que ha resultado en esquema de reforma sustentables y que impulsan el desarrollo humano, no sólo un crecimiento económico transitorio como el caso latinoamericano. Así ha resultado que el modelo de privatización no haya logrado los beneficios prometidos. “Las dificultades derivadas de esos fracasos han suscitado antipatía hacia la idea misma de la privatización” (Stiglitz, 2002,85).

corresponde manejar empresas siderúrgicas y suele hacerlo fatal (aunque las empresas siderúrgicas más eficientes del mundo son las fundadas y gestionadas por los Estados de Corea y Taiwan)”. Lo normal es que las empresas privadas competitivas realizan esa tarea de manera más eficaz. Sin embargo, “existen importantes precondiciones que deben ser satisfechas antes de que la privatización pueda contribuir al crecimiento económico. El modo en que se privatice cuenta mucho” (Stiglitz, 2002, 82-87).

Alburquerque (1992) plantea que los adversos resultados mostrados por América Latina, durante la década de los ochenta, reflejan los impactos de la restructuración económica y tecnológica y los procesos de ajustes aplicados, bajo la hegemonía y la imposición de los organismos financieros internacionales, de los postulados neoliberales del orden internacional.

El objetivo de los organismos internacionales, según sus políticas, fue poner fin a la financiación de los sectores públicos ineficientes, manejados por el Estado y que éste pueda dedicarse a las actividades que “sólo” los gobiernos deben realizar, tales como la educación, la salud, o la seguridad pública.

En este contexto, se inicia la reforma en América Latina. Afirma Krugman que “las compañías estatales se privatizaron mediante la venta de activos, las restricciones a las importaciones se levantaron, y como consecuencia los déficits presupuestales se redujeron” (Krugman, 1999, 28).

Un ejemplo específico es que durante los últimos 15 años muchos países en desarrollo han puesto en marcha profundas reformas en el sector de energía⁹, la mayoría con el apoyo de recursos financieros a través de préstamos de la banca multilateral y agencias bilaterales que proporcionan fondos para diseñar las reformas de los sectores energéticos. Las

⁹ En caso particular del sector eléctrico, donde se produce la electricidad en base a la transformación de energía primaria (petróleo, gas natural, carbón o fuente nuclear, que son recursos no renovables o en base a recursos renovables, viento, leña, biogás, geotérmica, agua, y solar) la electricidad funciona como un “commodity” que participa del conjunto de materias primas esenciales para la sociedad y la economía, interviene en actividades que son vitales para la población, participa en producción de la mayoría de bienes y servicios, su escasez tiene un impacto en la economía, el supuesto excedente del consumidor es significativo y las inversiones requieren grandes capitales con prolongados plazo de construcción y con baja liquidez.

reformas realizadas en estos mercados se centraron en el cambio de la estructura principal de la cadena de producción, la propiedad de las empresas estatales (proceso conocido como privatización) y creación de organismos reguladores independientes.

Al respecto se puede analizar los diferentes enfoques para reformar la industria eléctrica, desde liberalización y privatización completa, el establecimiento de medidas de incentivos a la competencia, hasta el establecimiento de un fuerte marco regulatorio estatal para la operación de cualquier agente en el sector eléctrico.

En el contexto histórico, el proceso de reforma del sector eléctrico en los países de América Latina avanza en paralelo al de los países del hemisferio norte: Millán (2006) establece que al proceso de reforma en Chile le sigue Argentina, luego Bolivia, Perú, Brasil y Colombia, y para la segunda mitad de la década de los 90 los países centroamericanos y del Caribe.

El análisis de la reforma y privatización y sus antecedentes no sólo puede verse en forma aislada -como cuestión de la eficiencia entre el Estado y el sector privado- también abarca otros aspectos de la economía como son los presupuestos, las balanzas de pagos, la inversión extranjera y los flujos de capitales. En ese sentido, Lutz establece que durante la década de los 90 “en América Latina se ha observado una transferencia de capitales extranjeros sin precedentes, debido a la inversión extranjera directa, estimada por la CEPAL en un monto neto de US\$ 267 mil millones entre 1990 y 1998. Mientras que durante la primera mitad de los años noventa el principal mecanismo de inversión extranjera directa fue la venta de empresas de propiedad estatal, las inversiones relacionados a nuevos proyectos y a la reestructuración y modernización de las empresas privatizadas ha ganado importancia. En 1997, América Latina y el Caribe han atraído aproximadamente 40% de la inversión extranjera directa en los países en desarrollo, lo que subraya el papel importante que ha adquirido esta región en el contexto de los llamados mercados emergentes” (Lutz, 2001, 25)¹⁰.

¹⁰Es necesario puntualizar que este extraordinario flujo de capital hacia América Latina se dio sólo en ese período. Datos recientes de la UNCTAD muestran que América Latina y la región del Caribe están captando una porción de los flujos de inversión extranjera directa inferior a lo que le correspondería si comparamos su participación en la población y el PIB mundial.

Analizando algunas cifras sobre la privatización del sector eléctrico, se aprecia que, después de un rápido crecimiento del sector privado en los primeros 8 años de la privatización “los choques macroeconómicos externos, las inestabilidades políticas y económicas internas, se produce un colapso de la inversión privada y por lo tanto de la expansión del sector cae de US\$ 23 billones a menos de US\$ 4 billones por año” (Herz, Kappen, y Monari, 2005, 1-59).

Sin embargo, en los últimos 3 años la participación privada en nuevos proyectos ha repuntado, según se determina en el Private Participation in Infrastructure (PPI por sus siglas en inglés) (2010)¹¹. Para el año 2009 el sector energético tuvo la mayor actividad, con 43 proyectos en cuatro países más la inversión de los Estados Unidos con US\$ 25.1 mil millones dólares. Esta inversión representa un aumento del 127% con respecto al 2008, el nivel más alto desde 1998.

En general la privatización lleva consigo grandes transformaciones: reorganización del rol del Estado hacia una nueva estructura regulatoria (que evite el abuso del poder dominante de empresas privadas y el traspaso de ineficiencias de las empresas a los usuarios del servicio) y creación de nuevas instituciones que apoye la competencia, la inversión el desarrollo y la innovación.

Así pues, el proceso de privatización del sector eléctrico, de acuerdo a la teoría, abarca la desintegración de la industria para evitar la participación de una misma empresa en varias actividades e impedir monopolios privados y abuso de posición dominante; lo que traería consigo una mayor competencia y fuertes inversiones en el sector.

No obstante, el caso particular de América Latina es que un grupo de empresas domina prácticamente el 80% del mercado (AES, Endesa de España, Gas natural -Unión Fenosa-, Iberdrola, Tractebel, entre otras); y, según plantea Millán (2006), la mayoría de los países

¹¹ Private Participation in Infrastructure Database, es una publicación del Banco Mundial, que contiene datos de los proyectos en los sectores de energía, telecomunicaciones, transporte y agua, según publicaciones de los países.

de América Latina, 5 años después de la reforma, empiezan a tener dificultades para atraer la inversión privada en nuevas plantas de generación, y los gobiernos tratan de retomar su papel como inversionista para suplir esta deficiencia.

Sin embargo, Millán justifica estas dificultades en que “los problemas que afronta hoy el sector son en parte herencia del antiguo régimen y en parte surgen de las dificultades de implantar los nuevos instrumentos para el logro de la eficiencia y la vinculación del sector privado:

- Dentro del primer grupo de problemas figura la dificultad de separar los papeles del Estado, con miras a evitar los conflictos de interés que surgen de su participación como empresario, en competencia con el sector privado, quien es responsable de formular políticas y regular el sector.
- El segundo grupo comprende la dificultad de encontrar un modelo de regulación que se adapte a las restricciones institucionales y de los recursos de los países, de lograr un mercado competitivo que permita a su vez proporcionar los incentivos de largo plazo para la inversión que garantice la seguridad del suministro y disminuya la volatilidad de los precios, de regular sobre la base de incentivos el segmento de distribución y de lograr un manejo adecuado de los subsidios para proporcionar acceso al servicio en condiciones asequibles a los pobres. Estas dificultades han hecho más visibles algunas limitaciones y falencias de las reformas que escaparon al escrutinio inicial de los analistas y sobre las cuales es preciso tomar ahora la atención” (Millán, 2006, 45).

Para englobar el caso del sector eléctrico dominicano en esta estructura de antecedentes es necesario presentar las características que hace particular al país y al subsector en particular y, por ende, el análisis que pueda llevarse a cabo.

La República Dominicana es un país en desarrollo, con una economía abierta (en términos de comercio internacional) agrupada dentro de las economías pequeñas de América

Latina¹², que ha mostrado un crecimiento económico en los últimos 33 años (5.8% 1982-2015, según cifras publicadas por el Banco Central de la República Dominicana) por encima del promedio de los demás países latinoamericanos.

El destacado crecimiento económico dominicano se ha dado a pesar de ser un país que, en materia energética, cuenta con recursos hidroeléctricos limitados y carece (hasta ahora) de yacimientos de hidrocarburos en volúmenes suficientes para su explotación comercial.

Adicional a lo expuesto anteriormente, la República Dominicana está ubicada en una isla relativamente alejada de países exportadores de energía por lo que no existen posibilidades económicamente factibles de interconexión, al menos en el mediano plazo. Por consiguiente, los recursos energéticos son productos netamente importados, quedando expuesta a la volatilidad de precios de los combustibles en el mercado internacional y a la inestabilidad de la tasa de cambio en la economía local.

Los recursos económicos para la producción, la distribución, la comercialización y expansión de la infraestructura del sector eléctrico deberían generarse en el propio sector o, de lo contrario, deberán tomarse de otros sectores de la economía y transferirse al eléctrico.

1.2.1 Los orígenes del sector eléctrico en la República Dominicana

En este contexto de antecedentes de los procesos de privatización en América Latina y de las características del sector eléctrico dominicano es necesario explicar los orígenes y como se ha desarrollado desde su creación hasta la aplicación del proceso de reforma y privatización.

El inicio de la producción y suministro de energía eléctrica se puede considerar coincidente con la independencia y formación de la República Dominicana, que parte a finales del siglo

¹² Escaith (2001) realiza una agrupación de los países en función del número de habitantes, densidad demográfica, PIB per cápita y la proporción del comercio exterior respecto al PIB. Aunque reconoce que no existe un indicador para clasificar si una economía es pequeña: la disponibilidad de recursos endógenos, las infraestructuras internas (energía, agua, carreteras) y el tamaño del mercado; permiten clasificar la vulnerabilidad de estas economías en relación a los choques internacionales que generalmente provocan las grandes economías.

XIX con la instalación de pequeñas unidades de producción de energía que se encendían por períodos limitados para suministrar electricidad a algunas industrias y a la población urbana, principalmente en la noche. Sin embargo, la formación como un sector integrado se considera a partir del año 1928 (año en que arranca el Sistema Eléctrico Nacional) cuando mediante Decreto Presidencial se autorizó la creación de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo (empresa de capital extranjero procedente de EE.UU)¹³. Ésta quedó encargada de producir, construir, rehabilitar y extender las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica en todo el país.

En el año 1955 el Gobierno Dominicano modificó el sector eléctrico al adquirir la Compañía Eléctrica de Santo Domingo, creando -por el Decreto No. 555- la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), a la cual se le asignó la responsabilidad de mantener, extender y generar toda la energía eléctrica del país¹⁴.

El sector eléctrico dominicano está compuesto, en el segmento de producción, por centrales generadoras –principalmente térmicas- que utilizan combustibles fósiles importados (que representan 85% de la capacidad total instalada) y generadores hidroeléctricos que aprovechan el potencial de los ríos donde estén disponibles. Esta energía se transporta a través de líneas de transmisión en voltajes de 69,000 y 138,000 y 345,000 voltios, respectivamente, lo que define el segmento de transmisión. Para el suministro de la energía a los distintos sectores se requiere adaptar estos altos voltajes a valores estandarizados, por lo que se deberá desarrollar un sistema de distribución de energía que se encarga de llevar a cada punto del usuario el producto de electricidad en las condiciones de calidad y confiabilidad requeridas, realizándose también la comercialización de la energía.

¹³ Esto indica que el sistema eléctrico dominicano nació como una empresa gestionada, administrada y operada por un inversionista privado.

¹⁴ La Ley Orgánica de la CDE fue promulgada como continuación lógica de la Ley No. 4018 del 30 de diciembre de 1954, que formalizó el interés público de la República Dominicana en adquirir las compañías que proveían servicios de electricidad y teléfono en su territorio.

Bajo esta estructura verticalmente integrada¹⁵, desde esa fecha 1955 y hasta 1990, la CDE había tratado de cumplir con su rol de producir y suministrar electricidad a todo el territorio nacional. Para ejecutar esta tarea, muchos son los recursos y estudios que se han llevado a cabo para nuevas instalaciones de activos de generación, transmisión y distribución; así como también evaluaciones de planes de expansión de mínimo costo. No obstante, los recursos financieros necesarios para la operación, mantenimiento, rehabilitaciones y expansión de los activos de CDE no han podido ser generados por la propia industria eléctrica. Como resultado, estos activos de CDE sufrieron un deterioro progresivo que provocó la indisponibilidad de muchas centrales generadoras, un débil sistema de transporte de energía en alta tensión e insuficiencia en la capacidad para el suministro de energía a toda la población.

En una primera respuesta a la situación de falta de capacidad de producción de energía, el Gobierno dominicano, a partir del año 1990, negocia con inversionistas privados para que instalen nuevas centrales generadoras bajo la modalidad de productores privados independientes, (IPP, por sus siglas en inglés) con contratos de compra y venta de energía con condiciones definidas¹⁶. Paralelamente se acudió a la banca multilateral (BM, Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Banco Europeo de Inversiones (BEI)); los cuales aportaron en calidad de préstamo los recursos para la rehabilitación y expansión de las redes de transmisión y distribución. Una de las condiciones principales para el desembolso de estos recursos fue la reforma y privatización de la industria eléctrica, de acuerdo al modelo general que se iniciaba en la mayoría de los países de Latinoamérica.

¹⁵ El término “verticalmente integrada” está referido, a cuando una sola empresa realiza integralmente las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía.

¹⁶ Para el año 1990 se promulgó la Ley No. 14-90 sobre Incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional. Con esta ley, se procuraba fomentar y estimular la generación de energía a través del establecimiento de incentivos y amnistías a las empresas que se dedicasen a la producción de energía eléctrica. Los principales incentivos abarcaron exoneraciones fiscales, garantías de pagos tipo “Take or Pay” en el cual al productor se le asegura el pago de la capacidad instalada aunque la central no produzca energía.

Méndez (2000, 25)¹⁷ afirma que el debate sobre la participación privada de las empresas estatales en la República Dominicana ha estado en la palestra por más de una década, desde 1983 hasta el año 1993, cuando el entonces presidente Joaquín Balaguer sometió un anteproyecto de Ley General de Electricidad, donde consignaba la posibilidad de “enajenar parcial o totalmente” los bienes de la CDE.

El proceso de reforma de la industria eléctrica de República Dominicana se inicia formalmente en 1996, con la creación dentro de la CDE de la unidad de reestructuración que reportaba al Consejo de Administración a través del Ing. Eduardo Rodríguez Sanabia¹⁸, quien estructuró un equipo a lo interno de la CDE que se encargó de diseñar la estructura de reforma. Este equipo propuso que era necesario tener un marco legal que permitiera realizar el proceso de acuerdo a la normativa vigente en el país.

El congreso nacional, y con el apoyo de los 3 partidos mayoritarios, aprueba en junio de 1997 la Ley de Reforma de la Empresa Pública 141-97, creándose en Noviembre de ese mismo año la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP) que asume toda la unidad de reestructuración que se había creado anteriormente en CDE.

La CREP inicia el proceso de reforma de la CDE en 1998, bajo la asesoría principal de los señores Edgar Saravia y Arturo Dávalos -funcionarios del Gobierno de Bolivia (que un año atrás habían concluido con el proceso de reforma)- y el equipo técnico local, mediante un llamado de expresión de interés en la comunidad internacional, recibándose 46

¹⁷ Méndez (2000) presenta la recopilación de unas series de artículos publicados en diarios nacionales, durante y después del proceso de reforma y privatización de la República Dominicana. El autor fue Superintendente de Electricidad desde el año 2004 hasta el 2011.

¹⁸ El Ing. Rodríguez Sanabia fungía como miembro del Consejo de Administración y a la vez como Secretario Ejecutivo de la Comisión de Reestructuración de la CDE. El equipo técnico encargado de estos trabajos estuvo conformado por Ing. Francisco Méndez, Marcos Cochon, Aníbal Mejía y el autor del presente trabajo. Este equipo técnico se apoyó para definir la estructura de reforma de la CDE en varios consultores, Coopers Lybrand, Salomon Brothers, Ernst Young, McKinsey y SYNEX, empresa chilena especialista en reforma de sectores energéticos. Para esto se apoyó en los recursos financieros aportados a través del Banco Interamericano de Desarrollo BID con los recursos del préstamo No. 585/OC-DR.

expresiones de diferentes empresas operadoras, propietarias, fondos financieros, bancas de inversiones para participar en el proceso¹⁹.

Siguiendo los lineamientos de la banca multilateral, la reforma del sector eléctrico en la República Dominicana sigue la estructura del modelo chileno que se ha aplicado en América Latina y en Europa en la reestructuración de la industria eléctrica. Esta reestructuración consiste en:

- (1) La descentralización de la industria, políticas de incentivos a la competencia y regulación en monopolios naturales.
- (2) La separación de las actividades de generación, transmisión, y distribución de la electricidad y la división/desintegración horizontal y vertical del monopolio eléctrico estatal, con la mira en la creación de varias empresas generadoras que compitieran entre sí, una o varias empresas de transmisión, y varias empresas distribuidoras regionales.
- (3) La creación de una entidad especializada a cargo de la regulación del sector, funcionando en principio con el más elevado nivel de independencia posible, basada en objetivos conocidos, con regulaciones y estándares estables.
- (4) La creación de un mercado competitivo mayorista en la generación, con los precios de suministro a las empresas distribuidoras y grandes clientes establecidos a través de procesos competitivos o mediante negociación bilateral, sin la intervención del regulador. El mercado mayorista estaría manejado por un “Administrador de Mercado y Operador de Sistema”, el Organismo Coordinador (OC), el cual supervisará la operación de despacho económico de los generadores estableciendo el orden de mérito, calculando los precios “spot” por hora, y preparando las conciliaciones mensuales entre los agentes.
- (5) Acceso abierto a las empresas generadoras de las líneas de transmisión, por medio de pagos de peajes basados en un criterio económico eficiente.

¹⁹ De todas las empresas que mostraron interés en participar, 19 de ellas fueron pre-calificadas indicando que cumplían con los requisitos técnicos y financieros que exigía la CREP, estas fueron: Electricité de France, Enron Caribe Ltd., Chilgener S.A., Amoco Development Co. Ltd., Iberdrola S.A., Unión Fenosa Acción y Desarrollo Exterior S.A., Emel / PPL Global, Inc. Coastal dominicana Power Generation Ltd. Endesa Internacional, Constellation Power Inc., AES Corporation, Southern Energy, Tractebel S.A., ABB Energy Ventures Inc., IES Luz y Fuerza, Consorcio CDEC-EDC República Dominicana Saur International Carib Power Development Ltd. y Seaboard.

Estos lineamientos planteaban que la reforma se consideraba como de las más modernas de Latinoamérica. Sin embargo, no se contaba con una ley especial para el sector eléctrico, algo común en todos los países donde se habían completado las reformas, donde primero se aprueba mediante una ley el marco regulatorio del sector, se estructuran las empresas, y luego se invita a los socios privados. Ésto no sucedió en el caso dominicano ya que el proceso de reforma y privatización se llevó a cabo sin una ley general que definiera el marco regulatorio, sin las instituciones regulatorias para trazar las políticas y fiscalizar la operación del nuevo esquema de operación y sin estructurar las empresas que se estarían integrando con un socio privado.

Todo el proceso de reforma se llevó a cabo mediante resoluciones administrativas de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio²⁰, basándose en su ley orgánica 290-66²¹.

En este contexto, se crea mediante un decreto del poder ejecutivo la Superintendencia de Electricidad como una dependencia directa de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, manteniendo esta última todas las facultades legales para regular el sector.

Mediante estas atribuciones, tanto de su ley orgánica como del decreto del poder ejecutivo, la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, emite las resoluciones administrativas:

- Resolución No. 235-98, que configura el marco regulatorio general del sector eléctrico.
- Resolución No. 236-98, que establece el reglamento de aplicación del marco regulatorio.

²⁰ De acuerdo a la nueva constitución puesta en vigencia el 26 Enero 2011, la Secretaría de Estado de Industria y Comercio pasa a ser el Ministerio de Industria y Comercio con todas las funciones y continuación jurídica de la anterior Secretaría de Estado.

²¹ La ley orgánica establecía a la Secretaría de Estado de Industria y Comercio las facultades para: establecer la política de energía del país; programar y fomentar el desarrollo de la energía de acuerdo con la política de energía del país; controlar el cumplimiento de la política de desarrollo de la energía; dar normas, coordinar y supervisar a los organismos descentralizados y autónomos del sector energía; establecer y controlar las tarifas de servicios de energía y controlar la aplicación de las leyes y normas sobre energía.

- Resolución No. 237-98, que establece el régimen tarifario para aplicarse a los usuarios de servicio público de distribución con un esquema de aplicación de 8 años en dos períodos de 4 años.

Es claro que esta estructura resultó de poco atractivo para el inversionista privado, ya que un decreto o cualquier ley del congreso tienen fuerza legal superior sobre estas resoluciones administrativas. En busca de una solución que diera mayor confianza al inversionista se crea un conjunto de contratos básicos²² que debían suscribirse al momento del traspaso de la empresa al socio privado. Estos contratos básicos abarcaron:

a) *Contrato de Administración*: tenía por objeto otorgar al inversionista la administración y el control de la empresa reformada por un plazo de 5 años renovables. Este contrato establecía ciertas reglas para la actuación del inversionista privado.

b) *Contrato de Suscripción de Acciones*: mediante este contrato el inversionista privado y el Estado convienen en constituir una empresa y en él se señalan las obligaciones de aportes de cada uno, las garantías que cada uno otorga sobre sus aportes de capital y activos, y los otros compromisos que cada uno asume en el marco de la operación de sector en la nueva estructura.

c) *Contrato de Otorgamiento de Derechos*: es el mecanismo de concesión del derecho de realizar actividades de generación y distribución de energía eléctrica, que por ley le correspondían a la CDE. Mediante este contrato, la CDE otorgó el derecho de operar en el mercado eléctrico.

d) *Contrato de Venta de Energía*: estableció, para los primeros 5 años, las cantidades de energías, precios y fórmulas de indexación a los cuales las empresas

²² La Constitución de la República Dominicana establece en su artículo 47 que los contratos se constituyen en ley entre las partes, por lo que ninguna ley posterior puede modificar lo que se ha pactado entre las partes.

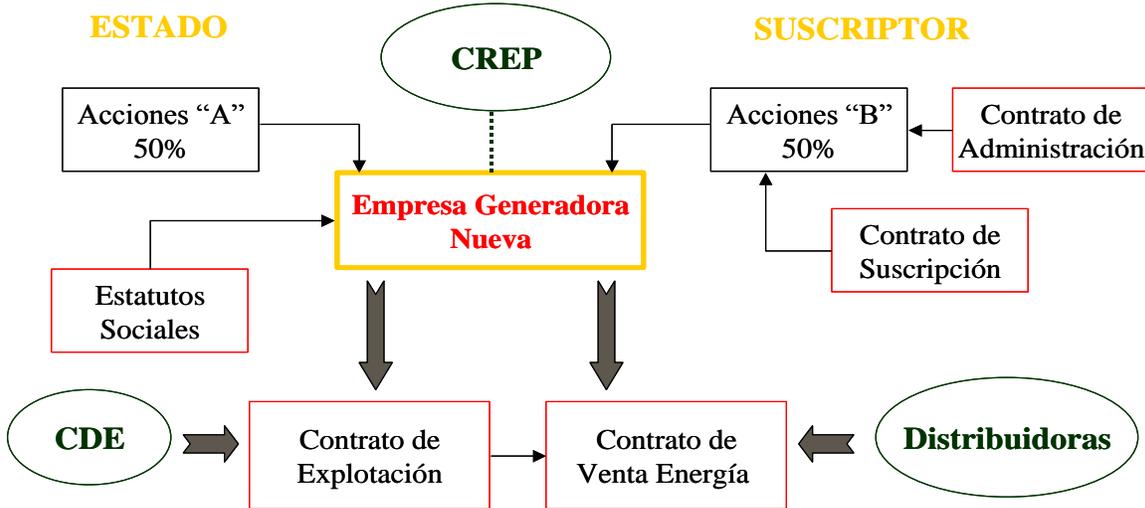
generadoras venderían su energía a las empresas de distribución como forma de que puedan proyectar los ingresos de los primeros años del negocio.

Para adaptarse al andamiaje legal existente, al no poder llevar a cabo una privatización pura y simple de venta de activos se adopta el modelo de capitalización, mediante el cual el socio privado paga como capital el equivalente al valor del 50% de las acciones de la empresa a privatizar y el Estado realiza un aporte en naturaleza que consiste en los activos físicos; creándose una nueva empresa con socios en partes iguales y que pasa en administración y concesión al socio privado.

En ese sentido se reestructura el sector eléctrico y se crearon cinco nuevas empresas a partir del aporte de los activos propiedad de la CDE: 2 dedicadas a la actividad de generación de electricidad (la Empresa Generadora de Electricidad Itabo y Empresa Generadora de Electricidad Haina), las tres restantes dedicadas a la actividad de distribución de electricidad (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, Empresa Distribuidora de electricidad del Este y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, cuyos nombres están basados en su ubicación geográfica en el país). Cada una de estas empresas recibió de CDE los activos que estaban afectados a las actividades asignadas a estas nuevas empresas, cuando funcionaban como parte de la única unidad corporativa CDE. Todos los demás activos, incluyendo los de transmisión y generación hidroeléctrica, quedaron a cargo de CDE.

En forma esquemática el sistema se estructuró así:

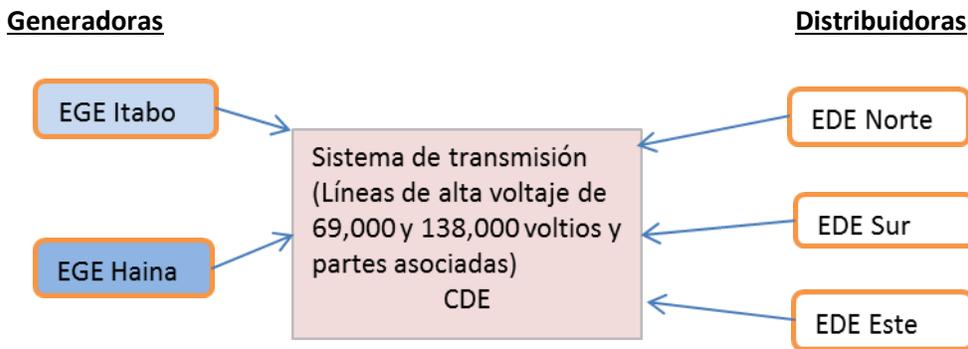
Gráfica No. 1: Modelo de capitalización aplicado al sector eléctrico de la CDE



Fuente: Elaboración propia en base a los contratos básicos para el proceso de capitalización de la CDE

La CREP llevó a cabo el proceso de capitalización de los complejos de generación térmica Itabo y Haina (con una capacidad instalada aproximada de 575 MW y 670 MW respectivamente), y las compañías de distribución Norte, Sur y Este que juntas comprendían aproximadamente la cobertura de un millón de usuarios.

Gráfica No. 2: Estructura empresarial para la privatización de la CDE



Fuente: Elaboración propia en base a la estructura del proceso de capitalización.

Bajo este contexto, se lleva a cabo el proceso de capitalización de las empresas del sector en mayo de 1999: las acciones de EDE-Norte y EDE Sur-fueron adquiridas por la española

Unión Fenosa y EDE-Este fue adquirida por firma estadounidense AES Corporation; EGE Itabo fue capitalizada por dos empresas (Gener S.A y Coastal Power Corporation) y EGE - Haina también fue capitalizada inicialmente por dos compañías de EE.UU. (Seaboard Corporation y Enron Caribe Ltd.).

Las nuevas empresas inician su operativa en un mercado transitorio, debido a que no estaban instalados los medidores de energía en los puntos de generación, ni en los puntos de distribución para cuantificar la cantidad de energía que una empresa producía, y comprobar qué cantidad de esta energía llegaba a las empresas distribuidoras. Ésto trajo consigo que, desde agosto de 1999 y hasta julio del 2000, las transacciones económicas de energía y potencia se realizaran en base a estimados de las cantidades de energía que existían en los contratos y que la CDE funcionara con el balance de cualquier diferencia que ocurriera en el sistema bajo este esquema.

Esta precariedad en el funcionamiento del mercado eléctrico también se presentaba en la Superintendencia de Electricidad, que no ajustó las tarifas de distribución de acuerdo a lo que se estableció inicialmente (un ajuste automático de acuerdo a las variaciones de los combustibles definidos en los contratos y la inflación), lo que provocó desequilibrios del sistema desde su inicio.

Estos desequilibrios afectaban directamente al Estado dominicano, que tenía que transferir grandes sumas de recursos financieros, debido a que las empresas distribuidoras privatizadas sólo pagaban como energía consumida a la CDE lo que tenían contratado, que representaba un 80%, mientras que la CDE pagaba a los generadores privados el 100% de la energía producida. Adicionalmente, se trasfería el subsidio tarifario por no ajustar la tarifa del usuario final en la misma proporción que el aumento de los combustibles que se utilizaban para la producción de la energía.

Para julio del año 2000, entran en operación las transacciones de compra y venta de energía entre los generadores y distribuidores privados. Sin embargo, la CDE seguía funcionando como balance de ajuste entre la energía hidroeléctrica que producía y el sistema de

transmisión. Ésto se calculaba de la siguiente forma: si los generadores privados inyectaban 60 MWh de energía y las empresas distribuidoras consumían 100 MWh, los 40 restantes correspondían a la CDE como energía hidroeléctrica y las pérdidas que se producían en el sistema de transmisión.

Como forma de ajustar el sistema a un marco regulatorio fuerte la ley general de electricidad LGE-125-01 fue aprobada y promulgada en el año 2001. Esta ley contenía, en general, la misma estructura que se había definido en el marco regulatorio de la reforma que se había llevado a cabo bajo las resoluciones y contratos mediante los cuales se privatizaron las empresas.

La LGE 125-01 crea los organismos regulatorios, esencialmente la Comisión Nacional de Energía (CNE), con funciones para analizar el desempeño del sector de energía, preparar, coordinar y proponer al poder ejecutivo modificaciones necesarias a leyes, decretos y normas. Así como también proponer y adoptar políticas y emitir provisiones para el desempeño apropiado del sector.

La Superintendencia de electricidad (SIE) se constituye como ente fiscalizador para supervisar la conformidad con las provisiones legales y reguladoras y los estándares técnicos para generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Esta función incluye: i) verificar la conformidad con la calidad y la continuidad del suministro y la preservación del medio ambiente; ii) supervisar el comportamiento anticompetitivo en el mercado; iii) preparar, analizar y asegurar la conformidad con las estructuras y precios de la electricidad, fijar las tarifas y los peajes de la electricidad, conforme a las resoluciones; y iv) actuar sobre las peticiones de modificar esas tarifas y peajes.

El Organismo Coordinador del sistema (OC) nace como encargado de planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras, de los sistemas de transmisión, distribución y comercialización; también con la función de calcular y valorizar las transacciones de energía, potencia, servicios auxiliares y peaje de transmisión.

Es aquí donde surgen las preguntas obligadas: ¿Cómo evolucionó el sector bajo esta estructura? ¿Qué efecto ha tenido sobre los objetivos inicialmente planteados? ¿Qué esquema se debería seguir para el futuro?

1.3. Planteamiento del problema

La re-estructuración y reforma de un sector de infraestructura requiere de una transformación física, financiera, administrativa y operativa. Ésto implica muchos cambios de actitud y de conceptualización de la función y el propósito del sector a reformar, entre todos los agentes sociales (políticos, empresarios, burócratas, clientes, votantes, empleados y directivos).

El vehículo que han utilizado los países, principalmente de América Latina, para la transformación de sus sectores de energía, agua, aeropuertos y carreteras, es el proceso de privatización de las empresas públicas que suministraban estos servicios, con el claro objetivo de seguir la línea de desarrollo que imponía la intensificación de globalización económica de la época.

En la República Dominicana, para llevar a cabo la privatización se utilizó el mecanismo de capitalización para la inclusión del sector privado en las empresas públicas. La capitalización no es una venta de activos, ya que el estado no recibe recursos, sino que éstos pasan a formar parte del patrimonio de las empresas que han sido capitalizadas. El inversionista privado mantiene el control de la empresa mediante un contrato de administración, que le da la mayoría de votos en el consejo de administración para tener suficiente libertad de operar la empresa con los criterios que considere más adecuados de acuerdo a su experiencia²³.

El objetivo de la estructura de la capitalización fue que el socio privado incorporase las transferencias tecnológicas, las mejores prácticas y las nuevas inversiones para expandir el sistema y resolver los graves problemas que lo afectaban.

²³ Este modelo de privatización se aleja de los esquemas tradicionales en el que el objetivo más perseguido es la obtención de recursos para la Hacienda Pública.

Sin embargo, después de 14 años de operativa de la reforma de la industria eléctrica dominicana, encontramos:

En la parte institucional:

- debilidad en el marco regulatorio del sector;
- poca institucionalidad;
- indefinición de las políticas energéticas que permita un desarrollo sostenible del sector;
- y re-estatización del sector de distribución y comercialización.

En la parte operativa:

- pérdidas operacionales del orden del 40%;
- subsidios del estado hacia las empresas distribuidoras por el orden del 2.5% del PIB;
- falta del servicio de energía por más de 10 horas por días a gran parte de la población;
- y la falta de inversión en infraestructura y tecnología para mejora de la cantidad y calidad en el suministro de energía eléctrica.

Durante los primeros 10 años después de la privatización, desde el año 2002 hasta el 2012, no se instaló nueva capacidad de generación para atender el crecimiento de la demanda, de aproximadamente de 100 MW por año²⁴; sólo en el 2013 se instaló una central 215 MW.

Se prevé que pueda existir un déficit adicional de capacidad de generación para el año 2015 si no se instala nueva generación (como mínimo se requieren 800MW) para satisfacer el consumo de los usuarios. Ni el inversionista privado ni el gobierno han definido un plan de corto o mediano plazo para atender la demanda creciente de los consumidores y la situación crítica de falta de capacidad de producción en la que ha estado sumido el sector eléctrico en

²⁴ En los primeros 3 años de la privatización, el sector privado junto con el gobierno instalaron 1,000 MW de nuevas plantas de generación, lo que permitió que -por primera vez- el sector eléctrico contará con capacidad suficiente para suministrar toda la energía a los usuarios, pero con bajos niveles de reserva y seguridad, ya que la capacidad disponible de generación sólo cubría un 15% adicional de la demanda, lo que ocasionó que el crecimiento natural de la demanda absorbiera esta capacidad en pocos años, quedando nuevamente sin reserva y capacidad suficiente para el suministro de la energía a la población.

los últimos 10 años. Es a finales del 2013 cuando el Estado dominicano decide la construcción de 2 centrales de generación de 350 MW cada una, que estarán disponibles en el año 2018, lo que indica que la situación anterior se empeorará en los próximos 4 años.

La problemática del sector eléctrico dominicano, descritas anteriormente, nos llevan a formular las siguientes preguntas de investigación:

1. ¿Qué efectos ha tenido la privatización en el desarrollo del sector?
2. ¿Cuál es el efecto de la estructura regulatoria y cómo ha evolucionado?
3. ¿Cómo ha evolucionado y cuáles son las tecnologías, y mix energético que puedan hacer más eficiente y sustentable el sector?
4. ¿Existe una diferencia cultural respecto al servicio de energía eléctrica en la República Dominicana respecto a otros países que cambie los resultados de la privatización?

Dar respuesta a las cuestiones planteadas anteriormente para medir los impactos del proceso de reforma implica el análisis de la industria, teniendo como variable explicada los efectos sobre el consumidor, que es quien finalmente paga el servicio, es quien sustenta económicamente el mercado y por quien se plantearon objetivos de mejoras en cantidad y calidad.

Sin embargo, las empresas son también entes económicos -independientemente de la propiedad- que buscan la maximización de sus beneficios y que deben ser sustentables para poder brindar un servicio eficiente.

En resumen, el análisis de la problemática y la evolución de la reforma del sector eléctrico dominicano, no consiste sólo en medir los impactos del proceso de privatización, sino que también exige definir la estructura industrial óptima del sector eléctrico en la República

Dominicana, en el cual converja el desarrollo sustentable de la industria con el bienestar social de los usuarios.

Esta investigación se concentrará en el comportamiento del sector eléctrico en los últimos 14 años (2000-2013), donde la industria ha operado en el nuevo esquema de reforma con la participación de agentes privados en el área de generación y distribución (la re-estatización del área de distribución se produce en 2003-2008).

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Analizar la problemática del sector eléctrico dominicano en el marco del proceso de privatización llevado a cabo.

1.4.2. Objetivos específicos

1. Describir los procesos de reforma y privatización, la evolución del marco regulatorio y su impacto económico y social en América Latina.
2. Analizar la estructura de la reforma y la privatización aplicada en el sector eléctrico dominicano y determinar aciertos y errores cometidos.

1.5 Hipótesis

1. La privatización del sector eléctrico en América Latina no ha mejorado la eficiencia del servicio eléctrico en general.
2. El esquema de privatización aplicado en República Dominicana ha resultado en mayores costos para el Estado.

1.6 Metodología de la investigación

Para estudiar el proceso de privatización de la industria eléctrica, presentar su evolución, comparar la administración y operación del sector privado frente al público y en qué

medida ha contribuido este proceso al desarrollo y la eficiencia en general, recurriremos a las siguientes fuentes de informaciones secundarias:

- Estudios e informes del BM, FMI y el BID sobre la privatización del sector eléctrico en diferentes países, principalmente en América Latina.
- Estudios y estadísticas de la CEPAL, de la OLADE, de los organismos operadores y reguladores regionales, que abarca los países de Centroamérica (estadísticas de la operación de los mercados de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Panamá, y Costa Rica).
- Publicaciones científicas de revistas especializadas e investigaciones previas realizadas sobre la privatización.
- Estadísticas y publicaciones de instituciones locales, por ejemplo, el Banco Central, el Ministerio de Hacienda, la CDE, la Superintendencia de Electricidad y el Organismo Coordinador.
- Las memorias técnicas y financieras de las empresas eléctricas que participan en el sector.

Se revisaran estos informes y estudios sobre la experiencia del proceso de privatización y sus resultados. En el caso particular de la República Dominicana se realizará un análisis de la evolución de la económica y el impacto del sector eléctrico en la misma.

El marco teórico de referencia adoptado puede calificarse de ecléctico e institucionalista, al repasarse críticamente las principales elaboraciones -tanto de autores neoclásicos y keynesianos como de estructuralistas y marxistas- sobre las empresas estatales, la privatización y la teoría de mercados eficientes, donde se destacan los impactos en la eficiencia, políticas públicas, bienestar y desarrollo otorgando una gran relevancia al contexto institucional. Estos autores han contribuido a conocer con profundidad las bases que fundamentan el proceso reforma y privatización, la organización del Estado y los sectores reestructurado lo que permite comprender las implicaciones económicas que trae la aplicación y adopción de la introducción del sector privado en el manejo de empresas en el sector eléctrico, así como también la relaciones inter-empresariales, entre los proveedores, el Estado, las empresas y cómo afecta al público consumidor en general.

Del mismo modo, se ha recurrido a los principales métodos empleados en la Economía de la empresa y en Microeconomía para aproximarnos a la medición de la eficiencia empresarial, de las productividades y de los rendimientos a escala, y a la definición de la frontera de producción. Se utilizan herramientas de la ingeniería, economía industrial, la econometría, la estadística, la sociología y la psicología social para resolver retos concretos de la investigación.

Acudiré a los sustentos metodológicos de la investigación del proceso de privatización, del libre mercado, de la intervención pública y de la evolución del marco regulatorio del sector eléctrico, concibiendo las opiniones de inicio, las acciones razonadas y las proposiciones adoptadas para la formulación de las recomendaciones.

En primer lugar, se presentará las características y evolución del servicio eléctrico, en forma global, y se determinará, comparativamente con América Latina, la evolución de la oferta energética, el mercado, el marco regulatorio y el impacto del proceso de privatización en la industria eléctrica.

En segundo lugar, se realizará un análisis de la estructura de la industria, la evolución del mercado, y cómo impacta la privatización y el marco regulatorio. Se realizarán análisis econométricos para determinar variables relevantes y relaciones entre sí, del proceso de privatización y del mercado.

Para el análisis de la evolución del mix energético, es necesario un estudio específico que se ajuste con las condiciones particulares, el esquema regulatorio y la operación del mercado.

El autor desarrolló un estudio previo donde se realiza un modelo de valoración basado en la metodología de evaluación de Opciones Reales, (aplicada para conocer el valor que agregan los activos por su flexibilidad de ajustarse a incertidumbres) para seleccionar las alternativas de expansión de generación. Esta metodología se adapta a los activos reales, en función de caracterizar adecuadamente las incertidumbres y seleccionar las alternativas de

expansión que maximicen el valor de estos activos. Este estudio se pone a disposición para complementar las acciones futuras que deben aplicarse.

En tercer lugar, se analizarán los resultados y el impacto del proceso de privatización en el sector eléctrico dominicano en forma transversal en todas las áreas. Este análisis permitirá desarrollar, más adelante, una evaluación del proceso con las metodologías e indicadores requeridos.

Finalmente, se presentarán las perspectivas de que ha significado la privatización del sector eléctrico dominicano.

1.7 Variables e indicadores

Al comparar el funcionamiento de las empresas en cualquier sector, es común hacerlo en consideración a si son más o menos eficientes, noción ésta que se encuentra estrechamente conectada a la función de producción y que es determinada con los indicadores de eficiencia y productividad, basado en los costos unitarios para la producción de bienes o servicios.

En relación al indicador de productividad, en los resultados influyen las diferencias en la tecnología de producción y las diferencias debido a variables exógenas, denominadas también variables ambientales que afectan la producción (Weyman-Jones, 1991; Jamasb y Pollit, 2001).

En el caso particular del sector eléctrico, la bibliografía sobre indicadores de eficiencia se concentra en productividad, con ratios de costo por energía producida, análisis comparados entre empresas, retorno de la inversión, número de empleados por MW instalado o por cantidad de clientes en la parte de distribución.

En el área de la producción de energía los indicadores comúnmente utilizados para medir el funcionamiento de las unidades de generación en el mercado eléctrico mayorista

liberalizado, y consecuentemente, comparar la eficiencia operativa²⁵ del administrador privado con la estatal, abarcan:

1. Indicadores de costos unitarios:

- Costo Operativo No Combustible (O&M/MWh y O&M/kW), excluyendo los costos administrativos.
- Costo de Administración por kW de potencia instalada.
- Costos de Administración por MWh Generado Neto
- Costo Total No Combustible (O&M+ADM) por kW de potencia instalada
- Costo Total No Combustible (O&M+ADM) por MWh generado neto

2. Indicadores operacionales:

- Factor de Disponibilidad Equivalente (Equivalent Availability Factor, EAF)
- Tasa Equivalente de Salida Forzada (Equivalent Forced Outage Rate, EFOR)

En el segmento de la distribución de energía se utilizan los estudios comparados referentes a las mejores prácticas de administración y operación de las empresas en manos del inversionista privado o estatal, aquí se calculan los indicadores de costos unitarios, gestión y calidad de servicio técnico para las empresas analizadas²⁶. Éstos abarcan:

1. Indicadores del nivel agregado:

- Costos de Explotación por MWh/año.
- Costo de Explotación por kW de demanda máxima.
- Costo de Explotación por Cliente.
- Clientes/Empleados.

²⁵ El estudio de eficiencia debe contener comparaciones de eficiencia homogéneas a través de funciones de costos de operación y mantenimiento, las cuales permitan considerar los efectos de las variables exógenas que caracterizan el parque de generación del mercado en estudio, esto es: tecnología, antigüedad, capacidad instalada y horas de uso, que permiten evaluar la eficiencia en condiciones de igualdad.

²⁶ Debido a que las empresas distribuidoras se desenvuelven en un ambiente regulado, donde se le fija el precio y no pueden fijar su nivel de producción eficiente, a causa de la obligatoriedad del servicio a los usuarios en sus zonas de concesión, la eficiencia y maximización de beneficios se obtiene minimizando la estructura de costos.

- Empleados por km de líneas.
- Indicadores por Proceso.
- Costos de Operación y Mantenimiento (CO&M) por km de red.
- CO&M por KW de demanda máxima.
- CO&M / Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).
- CO&M / Activo Fijo Bruto.
- Costo Comercial por Clientes.
- Costo de Administración por Cliente.
- Costos de Administración / Costos Totales.

2. Indicadores de pérdidas:

- % Pérdidas totales.
- % Pérdidas técnicas.
- % Pérdidas no técnicas.

3. Indicadores de calidad de servicio:

- SAIDI: Índice que refleja la duración promedio por cliente de las interrupciones en el suministro de energía.
- SAIFI: Índice que refleja la frecuencia promedio por cliente de las interrupciones en el suministro de energía.

4. Indicadores de gestión comercial

- % de la energía cobrada.
- Antigüedad de la deuda de los clientes.

En la medición de estos indicadores se debe tener en cuenta los factores externos que afectan, como por ejemplo, la zona geográfica, la demografía y el clima.

En relación a las metodologías aplicadas para comparar la eficiencia, se estiman funciones a través de técnicas econométricas de eficiencia media y de frontera estocástica que

permitan analizar la posición relativa de un mercado en particular, respecto al nivel de eficiencia promedio y el nivel de eficiencia respecto a los niveles de máxima eficiencia.

El método de eficiencia promedio más comúnmente empleado es la estimación de funciones de costos a través del método de mínimos cuadrados ordinarios. En este análisis las diferencias entre los costos reales y los costos calculados a partir de la función de costos son interpretados como errores aleatorios o posibles variables omitidas. Esta metodología permite calcular indicadores de costos unitarios patrones para cada empresa dado su vector de variables explicativas. La estimación de la función de costos de las empresas de la muestra es el costo medio del sector y representa el costo en que incurren en promedio las empresas del grupo de análisis, situándose algunas empresas por encima y otras por debajo del costo estimado.

La metodología de la frontera de producción está definida por las mínimas combinaciones de insumos requeridas para alcanzar distintos niveles de producción, o bien, por el máximo producto alcanzable con diferentes combinaciones de insumos, dada la tecnología. Las empresas que se encuentran produciendo en la frontera son llamadas eficientes y las que se encuentran por debajo ineficientes. Las fronteras no son observables, por lo tanto la eficiencia se determina mediante fronteras empíricas. Se han desarrollado diversas metodologías para calcular la frontera, las cuales pueden clasificarse en no paramétricas y paramétricas, utilizados por los entes reguladores en los mercados eléctricos en los procesos de revisión tarifaria.

Un método no paramétrico que emplea la programación lineal para calcular la frontera eficiente a partir de los datos de las empresas, es el análisis de datos envolventes. Mediante programación lineal se construye una “envolvente” de las combinaciones lineales de insumos y productos más eficientes.

La metodología de la frontera estocástica es un enfoque estadístico que estima una función de costos que tiene en cuenta un término que representa la ineficiencia de cada empresa y otro que captura los errores aleatorios en la medida de la frontera.

Las metodologías anteriormente descritas, se utilizan en la evaluación de eficiencia de las empresas para realizar análisis comparados de costos.

En términos empíricos, la comparación de la eficiencia entre la empresa pública con la empresa privada se basa en cálculos de indicadores a partir de datos contables, ratios a partir de informaciones económicas y financieras de las empresas y el análisis de la frontera de producción (Vining y Boardman, 1992; Villalonga, 2000).

Al respecto, se plantea como variables principales para presentar el comportamiento de las empresas del sector eléctrico dominicano, los costos de producción de la energía, el porcentaje de diversificación de la matriz energética, la energía servida, los subsidios y las transferencias de recursos estatales, la calidad de servicio eléctrico y su utilidad, la tarifa de los usuarios, el índice de cobros, las pérdidas de energía (referida a pérdidas técnicas debido al paso normal de la energía en los conductores y las pérdidas administrativas debida a hurtos y manipulación de medidores), así como también indicadores de eficiencia y productividad.

Para acometer esta tarea es necesario conjugar las herramientas de la ingeniería, economía industrial, la econometría, la estadística, la sociología y la psicología social.

Sin embargo, para no caer en la trampa empírica, -de presentar un conjunto de números, relacionados a tarifas, pérdidas y costos, y luego presentar proyecciones de cuáles serían los valores objetivos que deben alcanzar los mismos - aludiré a indicadores y variables que abarquen otras dimensiones y contrastes particulares de la sociedad dominicana.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO: EMPRESA PÚBLICA O REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Los distintos procesos de reformas, desregulaciones, capitalizaciones y privatizaciones en los sectores de infraestructuras han estado ligados con las diferentes teorías sobre la organización del Estado y las políticas económicas que buscan el desarrollo de la sociedad.

Desde la discusión misma de la teoría de la empresa pública en la teoría económica neoclásica (basada en las imperfecciones de mercado, la maximización del beneficio social o las rentas monopólicas) y las políticas keynesianas (que, defendiendo una más decidida intervención pública, con las recurrentes crisis económicas de la última década mantienen su vigencia), hasta los esquemas actuales de libre mercado y desregulación²⁷, resulta complejo integrar y analizar las diferentes teorías que tratan de explicar los procesos de reforma y cuáles de ellos han resultado más convenientes para obtener un desarrollo sustentable²⁸.

El asunto de la privatización de un sector, área o servicio - aunque es un elemento primordial en las políticas económicas de los países desarrollados, como afirman Hartley y Parker (1991), y ha sido una de las principales recomendaciones para los países de América Latina- no puede verse ni analizarse como un proceso aislado para una región o país, pero tampoco puede verse como una solución universal y definitiva o un paquete pre-ensamblado que se aplicaría en forma homogénea en cualquier país, esperando tener los mismos resultados.

Dado que la privatización se vincula como concepto a las teorías de la empresa pública y del papel del Estado como ente primario o impulsor del desarrollo de un país, es necesario

²⁷ Estos esquemas de libertad de mercados y desregulación total se basan en la perfección de las transacciones económicas que se dan entre la oferta y la demanda, y, generalmente, se analiza y compara la eficiencia de las empresas privadas con un mercado regulado y la participación de las empresas públicas.

²⁸ Tanto el análisis teórico como de los datos reales muestran que un proceso de reforma tiene sus pros y contras en la economía donde se aplique, Jiménez expresa que: “los procesos de reforma económica y del Estado no son neutrales, beneficia a unos y perjudica a otros. Una serie de políticas públicas en los últimos 25 años han estado orientadas a fomentar ciertas actividades económicas, estableciendo de partida ganadores de las reformas y redistribuyendo el excedente económico de la sociedad” Jiménez (2009, 123-124).

definir el marco teórico en el cual se apoya la justificación del proceso de privatización, iniciando con la visión sobre la empresa pública y el debate sobre la eficiencia y la propiedad, hasta llegar a los conceptos de la privatización, la regulación, la competencia y los esquemas de mercado aplicados al sector eléctrico en particular.

2.1 Teorías de la empresa pública, eficiencia y privatización

Las teorías que explican el papel económico y social de las empresas públicas están ligadas con el origen, la formación y la organización del Estado, en base a la función económica que realizan, a las teorías y políticas económicas para lograr el crecimiento y desarrollo, y a la normativa y organización de las sociedades: “La adecuada conceptualización de la empresa pública debe verse entrelazada con el Estado” (Boneo, 1980, 28).

Al nivel más básico, el Estado dota a los procesos económicos de las instituciones, medios y normas en cuyo marco operan los actores. Es decir, el papel del Estado es clave en cualquier organización social, independientemente de su función o actividad económica, ya sea empresario y proveedor de bienes y servicios, o regulador y fiscalizador de las actividades empresariales que realizan empresas privadas. Esto se debe a que la función del Estado resulta necesaria tanto para los procesos industriales, comerciales y sociales como para las actividades auxiliares, además de constituir una parte importante de los costos de cualquiera de las actividades o procesos de una nación²⁹.

Es en ésta conjunción entre Estado y empresa pública, que son interdependientes, en la cual es necesario realizar el análisis de las políticas de Estado, de la estructura, necesidad y operación de las empresas públicas, y estimar qué beneficios sociales se buscan alcanzar.

²⁹ En la realidad, a lo largo de la historia y más recientemente con las crisis económicas recurrentes de los últimos 100 años, el Estado conjuga varias funciones que no pueden analizarse en forma aislada. Wolfgang Friedmann, indica, por ejemplo de las funciones del Estado: “el Estado moderno conjuga 4 actividades: i) como proveedor de servicios sociales, ii) como regulador de la actividad económica privada, a través de la concesión de licencias de inversión, la gestión de los controles de cambio, y similares, iii) como empresario de un sector nacionalizado o público y iv) como árbitro, tratando de adecuarse a la norma de la comunidad de la justicia en la resolución de conflictos y la competencia por demandas a los recursos económicos, privilegios y oportunidades”. Y que todo sistema económico, se caracteriza por la gran variedad de mezclas, pues se da una coexistencia de los poderes económicos tanto público como privado” (Friedmann, 1971, 2-27).

Cuando estos beneficios sociales no se consiguen, surgen las discusiones sobre las eficiencias de las empresas públicas, y se buscan mecanismos distintos de estructura y operación para mejorar esta eficiencia.

En un sistema de iniciativa privada, la intervención estatal es clave en la creación, desarrollo y fortalecimiento de una economía de mercado; sin el Estado, no existiría el mercado (Hernández, 2001)³⁰. El surgimiento del concepto del Estado moderno con funciones de productor de bienes y servicios, administrador y regulador, se ubica después de la segunda guerra mundial, y paralelamente, con el inicio de las privatizaciones. Ésto se sustentó en que las decisiones de inversión, producción y gastos de las empresas públicas afectaban al sector público y privado, concomitantemente (Coloma, 1999)³¹.

Desde posiciones intermedias, para justificar la intervención estatal y las empresas públicas, numerosos autores se centran en cuestiones como las anomalías en el funcionamiento de los mercados, o los mecanismos para superar crisis, enfrentar los problemas del desempleo y la delincuencia, impulsar el desarrollo interno y mejorar los servicios (Shamsul Haque, 1996; Cuervo, 2004; De la Dehesa, 2009).

También, y en clave ideológica, para algunos autores es relevante destacar las razones políticas de la intervención estatal y la operación de las empresas públicas como contrapeso de la burguesía tradicional y fuente de recursos para ganar candidaturas internas del partido

³⁰ Hernández (2001) analiza el sector público mexicano en el periodo 1982-1999 desde la perspectiva de la globalización y privatización. En este estudio, la autora concluye de forma muy acertada que “Ningún país - desarrollado o no- ha podido prescindir del aparato estatal, ni ha dejado de realizar las actividades políticas y administrativas requeridas para asegurar el desenvolvimiento del capitalismo, cualesquiera haya sido su etapa de desarrollo, ni en sus orígenes, ni en la etapa liberal, ni mucho menos cuando este sistema se ha enfrentado a profundas crisis en su fase monopolista. La intervención del Estado en la vida económica y social de un país capitalista, ya sea como Estado benefactor, desarrollista o simplemente interventor, y la subsecuente creación de un importante sector público, ha jugado un papel fundamental en el funcionamiento y expansión del capitalismo, al grado de que no se puede entender el propio desenvolvimiento de este sistema sin la participación abierta o velada del Estado” (Hernández, 2001, 59).

³¹ Coloma, afirma que “la teoría de la empresa pública tuvo su mayor desarrollo entre las décadas de 1950 y 1970, y se basó esencialmente en la idea de que las empresas públicas y privadas podían coexistir, y que las decisiones de producción y precios de la empresa pública podían servir como instrumentos de política para alcanzar distintos objetivos que afectaban tanto al sector público como al sector privado. Este punto de vista estaba sin duda influido fuertemente por ciertos hechos que estaban ocurriendo en aquellos años, relacionados con la nacionalización de los servicios públicos y otras grandes industrias en diversos lugares del mundo”(Coloma, 1999, 3).

(Cuervo, 1997) o reelegirse en el puesto, motivaciones puestas en prácticas muy a menudo en los países de América Latina.

Es la misma teoría económica la que ha ayudado a explicar y analizar la naturaleza de la empresa pública como un instrumento de política económica, desde la teoría neoclásica del equilibrio hasta los desarrollos más actuales. En este contexto teórico, y aunque existen posiciones encontradas, la teorización de la empresa pública se sintetizaría en tres principales aproximaciones, la neoclásica, la keynesiana y la teoría de la agencia y la eficiencia relativa, de forma sucinta.

2.1.1 Aproximación neoclásica a la empresa pública

Esta aproximación se basa en la convicción de que el mercado es el mecanismo natural, idóneo y suficiente para la asignación óptima de los recursos y que el funcionamiento regular de la dinámica económica no requiere la intervención del Estado. Pero aún en el campo neoclásico, existen distintas interpretaciones sobre la capacidad del mercado de auto-equilibrarse, sobre el alcance de la intervención estatal y sobre el grado de regulación del mercado.

En este contexto conceptual, y aunque con posiciones divergentes, en cualquier economía existen actividades que se pueden catalogar como propias del Estado (como la salud, la educación primaria, la administración de justicia y la seguridad ciudadana). Otras actividades, aunque primariamente podrían ser desarrolladas por el Estado por los elevados costos de inversión inicial que conllevan, pueden darse en concesión para la administración privada, por ejemplo, carreteras, aeropuertos, sistema para el servicio de agua potable, transporte y electricidad.

A pesar del proceso de privatización llevado a cabo en los últimos 20 años, el papel del Estado y de las empresas públicas sigue siendo estratégicamente importante para la economía, mantiene una participación significativa en el PIB (The Economist, 2004), y representan un papel sustancial de la capitalización en el mercado y de las políticas económicas que se aplican (Vives, 2007).

La teoría neoclásica sustenta la intervención estatal en fricciones en el mercado, fallas e imperfecciones del mercado, problemas de distribución e informaciones asimétricas (Coase, 1960; Arrow, 1970; North, 1991; Kim & Mahoney, 2002; Rodrik, 2004; De la Dehesa, 2009) también en la vulnerabilidad de un sector a choques externos y en los desajustes de variables macroeconómicas internas a un país.

Las correcciones a las anomalías en la dinámica económica de la intervención estatal y las empresas públicas se basan en un modelo neoclásico del mercado que opera bajo supuestos e hipótesis que afectan a todas las variables del mercado, por ejemplo, la dotación inicial del consumo para maximizar la utilidad, o la exclusión y rivalidad de los bienes y servicios consumidos.

Ahora bien, como se explicó anteriormente, el mercado es insuficiente para la asignación de todos los recursos y encontrar la solución óptima de equilibrio, aún si se cumplen todas las hipótesis en que se modela la operación del mercado. Los alegatos de la intervención estatal, en las cuestiones detalladas más adelante, derivan de una atenuación de los supuestos al modelo.

Así, vemos que las empresas públicas realizan inversiones en activos para la producción de bienes y servicios que por su monto inicial no pueden ser recuperadas, en un periodo de tiempo razonable, en un mercado en competencia (Arrow y Kurz, 1970), tratándose como costos hundidos; un tratamiento similar ocurre con las inversiones en nuevas tecnologías. Estas inversiones ayudan a la operación cercana del punto óptimo del mercado, a bajar los costos de producción y a sustentar el crecimiento económico (Knight et al, 1993).

La inversión de empresas públicas en determinadas zonas o regiones de un país para dinamizar la actividad económica de la zona, permite maximizar el producto nacional agregado y garantizar la eficiencia económica (De la Fuente y Vives, 1995), como por ejemplo, la instalación de empresas en zonas fronterizas o zonas alejadas de centros urbanos, y particularmente, los monopolios naturales como infraestructura de redes de telecomunicación, electricidad o agua, en la cual el Estado realiza las inversiones para

suplir el servicio en zonas donde la inversión privada no las consideran como zonas rentables.

La operación de empresas públicas, en sectores de infraestructuras y que ofrecen servicios de carácter universal, funciona como insumos públicos productivos (Cashin, 1995) para todas las actividades económicas, principalmente, para la producción privada, influyendo positivamente en el crecimiento económico y generando externalidades positivas, expande la base del capital de la economía (Ghosh, 2007).

Respecto a fricciones entre agentes del mercado, y tomando en cuenta que el consumidor en la transacción económica paga el precio establecido o paga los impuestos que sustenta las inversiones, y cuando se requiere optimización de los recursos, la participación de empresas públicas constituye el mecanismo ideal para ajustar el mercado y conseguir la cooperación consciente (Serra Ramoneda, 1993) entre los propios participantes del mercado.

Las fallas e imperfecciones del mercado producen ineficiencias que se traducen en mayores costos para la economía. Sin embargo, no todas las imperfecciones se pueden resolver con regulación de precios, políticas de promoción de la competencia o regulación de los mercados; también se requiere la intervención de las empresas públicas en la producción que aumente la competencia y la eficiencia del mercado.

El introducir incentivos para promover las inversiones privadas en determinadas áreas y tipos tecnologías, con el objetivo de aumentar la competencia de un mercado liberalizado, o para regular una tasa de retorno de la inversión privada, no son suficientes para ajustar el mercado a la competencia perfecta o para obtener costos menores para la economía³².

³² Por ejemplo, incentivos a las energías renovables que imponen restricciones en la operación del mercado y “en el caso del productor de energía Enron y el gobierno del Estado de Maharashtra en India, el gobierno terminó pagando mucho más por una energía eléctrica que todavía no ha sido producida ni distribuida, que lo que hubiera gastado si simplemente hubiera montado una planta por cuenta propia” (Ghosh, 2007, 22).

Así, en un mercado desregulado, y particularmente en el de la electricidad, el Estado debería conservar su participación empresarial en monopolios estratégicos, como las redes de transmisión a alta tensión y la producción de energía con fuentes primarias con externalidades positivas o negativas (como la energía hidroeléctrica y nuclear), de forma que pueda intervenir en la corrección de las fallas de los mercados en competencia imperfecta (Samuelson y Nordhaus, 2006).

La liberalización de un mercado más un nivel alto de competencia no garantizan, necesariamente, la asignación eficiente de los recursos, ni constituyen los mecanismos de redistribución justa de las rentas. Una economía de mercado y que funcione eficientemente puede producir desigualdades (Samuelson y Nordhaus, 2006) y no garantiza el pleno empleo y produce inequidades (Ramales, 2000), principalmente en las clases sociales más pobres, ya que la distribución de los ingresos depende de muchos otros factores, y no sólo de la competencia y eficiencia de un mercado, factores como son: el acceso a la educación profesional, riquezas personales, herencias familiares, etc.

La inversión de capital y el aumento del gasto a través de las empresas públicas son los mecanismos que utiliza el Estado en busca de obtener equidad en la distribución de los ingresos de una economía, es decir, el Estado forzaría al mercado en procura de una mejor redistribución (Ramales, 2000); procurando así que las inversiones en las empresas públicas contribuyan con la satisfacción del consumidor (Arrow y Kurz, 1970).

Adicional a las políticas impositivas, otras de las formas de redistribuir ingresos que utiliza el Estado son los subsidios a empresas o servicios públicos, o la fijación de precios o tarifas diferenciadas para las clases más pobres; generalmente utilizan la segmentación por niveles de consumo (por ejemplo, en los sectores de, transporte de pasajeros, electricidad, telecomunicación y agua: la mayoría de los países han creado fondos para subsidiar los precios de estos servicios).

La aplicación y administración de subsidios, por ejemplo en sectores de electricidad y telecomunicación, se han delegado, aún después del proceso de privatización, a empresas públicas que participan como agentes del mercado.

En países centroamericanos, como por ejemplo, El Salvador, Nicaragua, Panamá y República Dominicana, el Estado conservó empresas públicas -al margen de los entes reguladores- encargadas de la coordinación de políticas y de estrategias estatales, de la administración de contratos con productores independientes no traspasado al mercado, de la expansión de los servicios en zonas rurales y del manejo de los subsidios a los consumidores finales.

En relación a la asimetría de información que se da en un mercado entre los agentes privados que participan y el Estado regulador, en un mercado en competencia, se vuelve más compleja cuando se deben tomar decisiones que afecten el corto plazo o inversiones que signifiquen compromisos futuros (por ejemplo, firmar contratos de compra a precios fijos para evitar las variaciones del mercado de ocasión, inversiones en un tipo de combustible y nuevas tecnologías para aprovechar ventajas relativas). Estas decisiones se toman con una expectativa de información que en muchos casos resulta incompleta, tanto para los agentes privados que participan en el mercado como para el Estado como ente regulador.

Como el Estado tiene la función de representante de la sociedad en el mercado libre, éste debe realizar una gestión eficaz y eficiente para lograr los objetivos legítimos de los ciudadanos (Fukuyama, 2004; Hall y Ikenberry, 1993). Los consumidores no deben pagar los costos de las decisiones con informaciones incompletas que toman los agentes privados del mercado y, para, evitar esta situación, el Estado debe participar con el mismo nivel de información que los agentes privados. Ésto se logra si el Estado participa en las mismas condiciones que los agentes privados a través de las empresas públicas.

En síntesis, y de acuerdo al enfoque neoclásico presentado, el libre mercado no logra, por sí sólo, la estabilidad y el crecimiento macroeconómico, las condiciones de pleno empleo y la equidad distributiva de las rentas.

Se requiere la intervención Estatal, y de aquí la justificación de las empresas públicas, para aumentar la eficiencia y obtener un crecimiento económico sostenible con equidad en la distribución de los ingresos.

Esta valoración sobre el papel del Estado y de las empresas públicas, sustentada en los conceptos teóricos presentados, no es una conclusión absoluta: en primer lugar, para justificar la intervención estatal se requiere relajar las hipótesis del modelo en que opera el mercado; y, en segundo lugar, deben existir ciertas condiciones, como por ejemplo, mercados no competitivos, monopolios, rendimientos crecientes a escala, externalidades y bienes públicos.

En mi opinión, se requiere cierta intervención estatal y la participación de empresas públicas en la actividad económica, y no confinar a un Estado en un rol regulador, exclusivamente. Esta intervención es deseable que sea contingente y debe adaptarse a las condiciones propias de cada país y de cada sector, para no caer en fallos de Estado (De la Dehesa, 2009) que resultan en soluciones más costosas para la sociedad.

2.1.2 Aproximación keynesiana a la empresa pública

De la teoría keynesiana, basada en el concepto de persecución del interés general incluso infringiendo los supuestos y reglas de la previa doctrina neoclásica, se distingue a las empresas públicas como un instrumento en las políticas de desarrollo económico que favorecen el empleo y el incremento de la demanda.

El manejo o administración de la demanda, apropiadamente por parte de la estructura orgánica del Estado, en el contexto keynesiano, ayuda a gestionar los ciclos económicos (estabilizando las fluctuaciones irregulares que experimentan, periódicamente, la producción, el empleo, los precios y los salarios).

La ciencia política contribuye a través de la teoría del Estado “a la comprensión del papel de la empresa pública en el aparato del mismo y a relacionar dicho papel con un análisis de los enfoques e implicaciones de este fenómeno”. (Bareinstein, 1986, 25).

A pesar de que existen controversias sobre las actividades propias del Estado y del rol de las empresas públicas con las actividades que pueden ser ejecutadas por las empresas privadas; las empresas públicas (según la teoría macroeconómica y fundamentado en ciertas hipótesis ideales) constituyen el instrumento del Estado para impulsar: la plena ocupación de los factores productivos, el crecimiento económico, el progreso tecnológico, la distribución funcional y geográfica de los ingresos y, además, induce la inversión, promueve la expansión capitalista y el libre mercado.

Esta postura se sustentan en lo siguiente: aplicando una estrategia y política económica adecuada, la intervención del Estado a través de las empresas públicas ha ayudado a países, como por ejemplo, México, India, Corea del Sur, Brasil y China a superar más de 20 años de bajo crecimiento y retraso del desarrollo. La literatura muestra como aportaron al empuje de la economía de estos países empresas públicas en las áreas de: minerías y energía, ferrocarriles, telecomunicaciones, correos y telégrafos, entre otras más.

En ese sentido la empresa pública cumple un rol económico y social: en lo económico, por la producción de bienes y servicios esenciales, y suministrar bienes y servicios donde económicamente no es rentable (lo que fomenta el desarrollo industrial y sirve como un instrumento de política económica); en lo social, funciona como un instrumento de política redistributiva a través de mantener o aumentar el nivel de empleo, de bajar los precios de los productos y los servicios básicos de la población.

Conceptualmente, el esquema keynesiano establece que si la estructura económica, aún con la coexistencia de lo público y privado, es incapaz de producir ocupación plena, derivando en un desajuste económico, se requiere de elementos exógenos que actúen en la demanda global que, paralelamente, inciden en el nivel de renta y del empleo.

Esta manipulación de la demanda se logra a través de intervención estatal, mediante la aplicación de políticas económicas, o con la participación de empresas públicas que impidan los riesgos de desequilibrios, y sus efectos, que el mercado no es capaz de controlar automáticamente.

Equilibrar el mercado, para el bien común, requiere que el Estado esté por encima de todos los agentes que participan en el mercado; en ese sentido la participación de las empresas públicas, en la lógica keynesiana, constituye una intervención preponderante y autónoma, con objetivos propios e independientes para estabilizar el mercado.

En síntesis, la postulación keynesiana sobre el rol activo de las empresas públicas en la actividad económica (como consecuencia de la incapacidad del propio mercado de re-establecer el equilibrio, en corto tiempo) se sustenta en ejercer una influencia orientadora en la propensión al consumo (para alcanzar el máximo nivel de empleo y de actividad económica) y en incrementar las inversiones y el gasto público (para recuperar y estabilizar la dinámica económica).

2.1.3 Nuevas aproximaciones a la empresa pública: teoría de la agencia y análisis de eficiencia relativa

Desde los enfoques neoclásico y keynesiano presentados anteriormente, se ha puesto de manifiesto que las teorías de la empresa pública se entrelazan con el concepto de mercado y la empresa privada, por lo que recientes teorías abordan los problemas que surgen de la separación entre los propietarios y los agentes, administradores o directivos en relación a la eficiencia de la empresa y la titularidad pública - privada y los costos asociados; éstas son conocidas como la teoría de la agencia. Sin pretender desarrollar, detalladamente, esta teoría, los conceptos teóricos que apoyan este resumen se encuentra en Kay (1987); Shapiro y Willig (1990); Bös (1991); y Laffont y Tirole (1993).

Así, en la separación de propietario y agentes, los principales y agentes cuentan con objetivos distintos que pueden no ser compatibles entre sí. El concepto de maximización dependerá de la relación entre los agentes y accionistas, por lo que se requiere establecer

una supervisión de los agentes, que implica los costos necesarios para evitar desviaciones del objetivo principal de la empresa.

Se aprecia que, con el análisis de la relación del Estado, la empresa pública y la búsqueda de la eficiencia, surgen otros problemas que es necesario puntualizar para llegar a una conclusión. Así, el origen de la existencia de problemas de eficiencia en la teoría de la agencia se aprecia en la imposibilidad de los principales-agentes de celebrar contratos entre sí que cubran todas las contingencias posibles, los llamados *contratos completos*, así como de controlar y hacer cumplir estos contratos (Coase, 1960; Williamson, 1987; Grossman y Hart, 1986).

También son relevantes aspectos de naturaleza jurídica, ya que los rasgos específicos de la relación de agencia están condicionados por la personalidad jurídica del principal y la naturaleza de sus derechos de propiedad, especialmente en un marco de contratos incompletos. Las características de estos derechos y su distribución determinan los patrones de poder efectivo y los incentivos dentro de la organización (Furubotn y Pejovich, 1972).

Adicionalmente se introducen otros elementos de las relaciones entre socios, administradores independientes, accionistas y directivos con respecto a la titularidad y los gerentes, por ejemplo:

- Las administraciones independientes son heterogéneas, y con razones y objetivos distintos. La gestión pública también tiene diferentes tipologías y motivaciones (económicas, políticas, sociales y técnicas) múltiples, y debe ejecutar la tarea de forma independiente y neutral.
- La titularidad pública, con relación a la empresa privada, plantea diferencias en las relaciones principal-agente (Hernández de Coz, 2004):
 - *Objetivos políticos y de bienestar social*, en caso de la empresa pública, versus, *máxima ganancias a los accionistas*, en la privada.

- *El gobierno central, el partido y los electores*, inciden en el accionar de la dirección de la empresa pública, los accionistas y el regulador, son los supervisores.
- *Intransferibilidad de la propiedad pública* frente al mercado de acciones del sector privado.

Otros conceptos que son relevantes en la relación de principal – agente son:

- Conflictos de intereses entre socios, administradores y accionistas.
- Costos de eficiencia, controles y supervisión, -controles internos y externos, consejos directivos o comité de expertos-.
- Remuneración e incentivos de acuerdo a los objetivos definidos.

A partir de estos elementos, la empresa pública se enfrenta a cuestiones más complejas que la operación de una empresa privada en un mercado:

- indefinición del principal: no existe una persona concreta a cargo;
- multiplicidad y transitoriedad del principal, los puestos en el Estado son políticos;
- remuneraciones por debajo del mercado: se asumiría que los agentes en el Estado tienen menos capacidades profesionales;
- dependencia y control político en la toma de decisiones;
- y objetivos confrontados o falta de incentivos.

Sustentados en estas teorías, muchos investigadores y decisores públicos considerarán que las empresas públicas son más ineficientes y burocráticas que las privadas, principalmente en las actividades industriales, empresariales y otros servicios fuera de la salud, educación y la seguridad, que se consideran actividades de interés público y, por lo tanto, deben ser parte del patrimonio y control estatal.

La primera prueba que se presenta de ineficiencia de las empresas públicas se refiere a los mayores costos de éstas en relación con las privadas. Las empresas públicas tienden a ser ineficientes debido a que los objetivos y condiciones de operación son diferentes a lo de las empresas privadas. Por ejemplo, las empresas estatales tienden a contratar a personas con

conexiones políticas o del partido (en lugar de personal calificado), se buscan beneficios de corto plazo, se priorizan objetivos del partido o de la reelección del candidato de turno y de estabilidad política sobre la maximización de los márgenes comerciales de las empresas. Todo esto trae consigo ineficiencias económicas que resultan muy evidentes en cualquier análisis.

Otros conceptos de ineficiencia en la empresa pública, indica Stiglitz (2000), incluyen baja productividad y pérdidas financieras por los gastos excesivos, corrupción y tarifas que no representan los costos reales; ésto derivado de la falta de incentivos y las restricciones individuales y organizacionales de la empresa.

Otros autores (González de la Fe y Martín-Cejas, 2003), en forma más radical, indican que el despilfarro de recursos de parte de las empresas públicas ha llegado a un punto de deterioro tal que se ha requerido la redefinición del papel del Estado en la economía y su desarrollo.

Veamos algunos estudios empíricos sobre los conceptos de costos e ineficiencia que sustentan estas valoraciones de las empresas públicas:

- “De más de 50 empresas estudiadas, las empresas públicas tienen costos más elevados y a la vez menos eficientes que las privadas” (Borcherding, Pommerehne y Schneider, 1982, 138).
- En otro estudio comparativo sobre 500 empresas mixtas, públicas y privadas, fuera de Estados Unidos, “las empresa públicas resultaron peores que las empresas privadas” (Vining y Boardman, 1992, 220).
- Argimón, Artola y Gonzalez concluyen en sus estudios comparativos de la eficiencia en las empresas públicas en España, de la siguiente forma: “se ha encontrado evidencia de que la eficiencia media de las empresas donde la presencia pública supera el 50% es inferior a la del resto de empresas”. Adicional a esta conclusión, proponen que “una reducción de la participación pública por debajo de este umbral (50%) podría tener efectos

positivos sobre la eficiencia media de las empresas del conjunto de la economía” (Argimón, Artola y Gonzalez, 1997, 22).

- “Se tiene mayor eficiencia en aquellas empresas mixtas donde la mayoría de las acciones están concentradas en manos privadas” (Vining y Boardman, 1992, 225).
- Modelos empíricos desarrollados en base a la metodología de fronteras de eficiencia muestran las bases de las ineficiencias de las empresas públicas, “las empresas resultan altamente ineficientes principalmente porque aplican estrategias fuera de la lógica económica como son, exceso de empleados, gastos excesivos de personal, control de los votantes y satisfacción de objetivos políticos (Boycko, Shleifer y Vishry, 1996, 314)³³.

Las conclusiones principales de estos estudios serían que las empresas públicas son menos rentables, con bajos dividendos y alta ineficiencia productiva y financiera; resultados similares los encontramos en autores como: LaPorta y López-de-Silanes (1997); D’Souza y Megginson (1999); Dewenter y Malatesta (2001).

La radicalización en contra de la empresa pública no se puede considerar como un proceso exclusivamente basado en los problemas de agencia y eficiencia, también llevan entretejidos aspectos de políticas económicas y sociales. Sin embargo, resulta imprescindible analizar otras dimensiones de la cuestión, ya que algunos autores muestran que la propiedad de las empresas no es un factor determinante de la eficiencia:

- “El elemento determinante de comparación entre lo público y privado es de carácter económico no de su forma jurídica”, indica Ruiz (1980, 168).
- La propiedad, pública o privada, no es relevante para la eficiencia de la empresa si existe suficiente competencia y regulación, Stiglitz (2000, 217) refuerza “que más

³³ Los autores desarrollan mediante un modelo simple una función objetivo de la empresa, se considera que la empresa tiene un nivel de gasto de personal E , el cual puede estar en un nivel de eficiencia L o por encima H . El exceso se da por una nómina abultada y salarios que se pagan sin labor realizada. El modelo considera 2 agentes de control, los gerentes privados con un nivel de acciones α y los políticos con un nivel accionario de $(1-\alpha)$. La función objetivo resulta en: $U_p = q.E - m.(1 - \alpha)$. El resultado muestra que los políticos tienden a elegir nivel de gasto de personal H por encima de la eficiencia L , ya que con este obtienen beneficios políticos como votos en tiempo de elecciones y control de los sindicatos.

que la estructura de la propiedad de la empresa lo más relevante es que la empresa esté sometida a competencia para crear los incentivos en los administradores de estas empresas”. Este concepto también es reafirmado en los estudios de Caves y Christensen, 1980; Borcharding, Pommerehne y Schneider (1982); Millward (1988); y Boes y Schneider (1996).

- También es relevante el contexto en el que opera la empresa pública la ineficiencia de la empresa puede estar basada en controles y aspectos organizativos de la misma estructura del Estado que surgen de exigencias sociales, a veces impulsados por el sector empresarial privado “las empresas públicas se someten, en muchos casos, a los mismos controles administrativos y financieros que el resto de la Administración del Estado... la aparición de procedimientos rutinarios y burocráticos impiden el adecuado y necesario dinamismo empresarial y por lo tanto llevando a la empresa pública a un nivel de ineficiencia” (Hernández de Coz, 2010, 15).

Al respecto, estudios teóricos y empíricos muestran que bajo ciertas condiciones las empresas públicas pueden ser más eficientes que las privadas, y que no se puede mostrar una mejora significativa de las empresas después del proceso de privatización. La privatización no es la condición suficiente y necesaria para que exista mayor eficiencia, ni la empresa pública sería sinónimo de ineficiencia.

Las evidencias de las ineficiencias de las empresas públicas no resultan ser sistemáticas en relación a los costos, y parecen tener más una relación con el momento político y del sector en que se trate. También se muestra que la forma en que opere el mercado puede llevar a que la propiedad no sea lo relevante para afirmar quien resulta más eficiente entre la administración pública o la privada.

Sin embargo, se reconoce que la operación privada introduce elementos de eficiencia económica, principalmente en los mercados donde se verifican elevados niveles de competencia.

Como punto intermedio en respuesta a los posicionamientos -algunos radicalmente opuestos y otros con una extensa gama de matices- sobre la eficiencia de las empresas públicas y de las empresas privadas, ha surgido el concepto de asociación público-privado en el cual gerentes privados manejan empresas públicas o bien se registra una combinación de participación accionarial entre ambos agentes. Los resultados de esta asociación pueden dar mayor relevancia a los conceptos de la empresa pública aquí presentados o bien a las teorías de privatización que se presentarán más adelante.

Como se puede apreciar, el desarrollo de este apartado ha permitido exponer los conceptos sobre la empresa pública, sin un sesgo sobre que ésta sea ineficiente de por sí o que la privatización sea la solución perfecta para lograr la eficiencia. Existen opiniones encontradas en función de los autores relevantes y de la evidencia empírica, y también muestras de estas contradicciones. Este escenario resulta relevante para el sector eléctrico, debido a: sus características de monopolio natural; la presencia de economías de escala; que es intensivo en capital; que ofrece un servicio de carácter público; que opera en un mercado en competencia -(es decir, se requieren muchos recursos económicos, las tarifas deben ser sustentables desde el punto de vista del usuario final, lo que alarga el tiempo de retorno de los recursos)- y, en este contexto, debe alcanzar la eficiencia del mercado en su conjunto: Por eso, nos planteamos: ¿es la privatización la solución más razonable que posibilita esta eficiencia? Veamos el concepto de privatización al respecto.

2.2 El concepto teórico de la privatización

Como concepto académico de estudio, y entrelazado con teorías y políticas económicas, el concepto de privatización es relativamente nuevo y con muchas opiniones encontradas respecto a la base que la sustenta. En su conceptualización están incorporados aspectos económicos (de eficiencia o derecho de propiedad) y aspectos políticos (cómo evitar el crecimiento excesivo del Estado o cómo controlar los mercados y buscar un balance entre el capitalismo empresarial y la responsabilidad social estatal).

Veamos algunas teorías sobre la privatización. El significado de la privatización está definido, en forma escueta, como el traspaso de la propiedad, la función, la organización y

el control de una empresa pública al manejo privado; esta sucinta definición se encuentra en autores como Hanke (1989); Zank (1991); Ramamurti (2000); y Callejon et al (2001).

En un sentido amplio, Carreras (1996) utiliza el concepto de privatización para referirse tanto al fomento de la prestación privada de bienes y servicios públicos, la gestión privada de empresas y organismos públicos y a la transferencia de propiedad –total o parcial- y/o el control de empresas del sector público al privado. Por lo tanto, la privatización implica un conjunto de medidas de desnacionalización o venta de activos públicos que pasan al control privado³⁴.

Detrás de los conceptos ampliados sobre la privatización, referentes a, la desinversión estatal, la desnacionalización, la desregulación y las estrategias de reducir la estructura y el poder del Estado como agente económico y social, se evidencia el influjo de las teorías relativas a la economía de mercado (neoclásica, liberal, teoría de agencia y la eficiencia relativa y elección pública –*public choice*-). Referencias en este sentido se encuentran en los estudios de Jones, Tandon y Vogelsang (1990)³⁵; Ramanadham (1993); y Hartley y Parker (1991).

Por lo tanto, el fenómeno de privatización abarca más allá que una transferencia de activo o del control de lo público a lo privado; también tiene efecto en la política, la economía y todas las actividades sociales de una nación.

³⁴ Carreras (1996), establece la diferencia de la privatización y la desregulación, conceptos que erróneamente se suponen sinónimos. Así, la desregulación consiste en la apertura del sector, normalmente regulado, a un mercado en competencia, es decir un sector puede estar desregulado y no privatizado.

³⁵ En el estudio de Jones, Tandon y Vogelsang (1990), “Vendiendo una empresa pública”, los autores presentan, mediante una metodología analítica de costos/beneficios, el impacto de que el Estado cambie activos reales por activos líquidos. La clave para este cambio está en la definición del llamado *precio sombra de los recursos públicos*, que tiene que ver con el valor relativo de los activos líquidos para el Estado y para los agentes privados y depende del equilibrio o desequilibrio fiscal y de las implicancias del mismo para el desarrollo de las actividades del Estado y del sector privado. “Si la empresa pública está ganando dinero el gobierno no la vende. Si la empresa pública está perdiendo dinero el privado no la compra” (Jones, Tandon y Vogelsang, 1990, 49) Cuando dicho precio sombra es muy alto, en general las privatizaciones tienden a generar un efecto positivo sobre el valor actual del excedente total generado, el cual se atenúa cuando dicho precio sombra es bajo y la pérdida de eficiencia asignativa relacionada con un mayor ejercicio del poder de mercado (o con el costo de regular dicho ejercicio) es relativamente importante.

Por ejemplo, la privatización acarrea grandes cambios en las relaciones del Estado con el mercado, la economía y el sector privado -alterando roles y derechos entre el Estado y el sector privado- y en el manejo de grandes flujos financieros (Grossman y Hart, 1986; Kay y Thompson, 1986; Jackson y Price, 1994; Cuervo, 1997).

En el ámbito de una empresa particular, el proceso de privatización tiene un efecto y, de hecho, cambia la “estructura interna de gobierno y el entorno institucional de operación de la empresa” (Johnson, Smith y Codling, 2000, 760).

Otros aspectos relevantes sobre el proceso de privatización los encontramos en la noción amplia que presenta Bilbao Ubillos que destaca el desplazamiento de los agentes del sector público de la parte productiva hacia un control general, “la privatización es la tendencia hacia la generalización de los principios, criterios e incentivos de la gestión empresarial privada al conjunto de los ámbitos productivos” (Bilbao Ubillos, 2003, 13).

La privatización no afecta sólo la operación financiera de una empresa o sector particular; muy acertadamente, González de la Fe y Martín-Cejas concluyen que “El debate sobre la privatización se enmarca en el más amplio tema de la redefinición del papel del Estado en la economía, lo que implica la consideración de políticas como la liberalización, la desregulación o la subcontratación con empresas privadas de actividades realizadas tradicionalmente por el sector público” (González de la Fe y Martín-Cejas, 2003, 10).

En forma más radical, Hernández plantea una discusión más vinculada a la política económica, que resulta relevante exponer: “como un proceso clave en la reestructuración capitalista y un medio novedoso de relacionarse el Estado y el mercado, la privatización sintetiza una nueva forma de intervención estatal, más selectiva y más orientada al mercado. Es decir, la privatización se convierte en un instrumento de política y de intervención del Estado a favor del capital, el que encuentra nuevos mercados y recursos para repuntar su decaída tasa de ganancia. Es por esto que imprime mayor alcance a la construcción del mercado mundial capitalista en todo el orbe, pues permite a las grandes

empresas encontrar espacios de inversión más extensos y rentables a sus flujos de capital, esto es, permite su globalización” (Hernández, 2001, 57).

Sin embargo, no sólo los conceptos sobre la privatización son relevantes, sino también su práctica, es decir, la forma como se lleva a cabo también resulta concluyente. Para conceptualizar los programas de privatización, es necesario recurrir a las diferentes categorías, tipos y fórmulas en que se puede diferenciar la privatización.

En ese sentido Bilbao Ubillos (2003, 15-18) expone 3 categorías de privatización:

1. *Privatización indirecta*, “que incluyen toda las decisiones públicas orientadas a la desregulación de determinados sectores o mercados de la economía, la incentivación de instituciones o acuerdos privados alternativos en materias de tradicional responsabilidad pública (p. ej., el supuesto de los planes privados de pensiones en materia de protección social), la apertura de los monopolios a la competencia, la pérdida de privilegios de las empresas públicas en el tráfico mercantil, la introducción en la gestión de las empresas públicas de objetivos y fórmulas propias de las empresas privadas”;
2. *La privatización funcional*, “es la transferencia de la gestión a entidades privadas, por ejemplo, por medio de la concesión, en este caso el Estado ejerce un control sobre la gestión para que cumpla los fines sociales señalados en la leyes particulares o en la constitución”;
3. y *La privatización patrimonial o desnacionalización*, esta categoría implica la enajenación de todos o parte de los activos de una empresa pública a un particular, esta tercera categoría de privatización implica “la efectiva enajenación de todos o parte de los activos de una empresa del sector público a un agente privado. En el primer supuesto, hablamos de privatización total, y el agente privado deviene titular a todos los efectos, de la empresa; en el segundo, se trataría de una privatización parcial y los operadores privados y públicos comparten la titularidad de la empresa en las condiciones correspondientes a la presencia relativa en el capital social”.

Tomando como base la acertada clasificación de las categorías de privatización de Bilbao Ubillos (2003), en Dossena (1990) se encuentra que la tercera categoría se define como privatización sustancial, como la efectiva transferencia de propiedad de todos o parte de los activos del sector público al privado.

Ahora bien, las fórmulas de llevar a cabo la privatización, se puede realizar a través de: transferencia de activos; mediante la venta total al sector privado de las empresas o activos estatales; o mediante la introducción de un mecanismo de libre mercado o desregulación, principalmente en sectores monopólicos, con la eliminación de las barreras de entradas de nuevos agentes; y, finalmente, mediante un proceso de concesiones por un periodo de tiempo donde se le entrega la gerencia o administración al inversionista privado.

Vickers y Yarrow (1991) diferencian los tipos de privatización en las siguientes categorías:

- i) *privatización de empresas competitivas*, donde se transfiere al sector privado empresas estatales que están operando en mercados de productos competitivos, mercado abierto y sin fallas sustanciales;
- ii) *privatización de empresas monopólicas*, es la transferencia de un monopolio estatal o bien empresas públicas con un poder de mercado sustancial hacia el sector privado, como empresas de servicios públicos de telecomunicaciones, electricidad y agua;
- iii) *contratación de operadores o administradores privados*, para servicios suministrados o financiados por el estado y que anteriormente dichos servicios eran proporcionados por la administración estatal (en este caso, aunque no existe una venta de activo per se, el administrador privado tiene una concesión o un contrato de servicio mediante el cual controla la operación de la empresa).

De acuerdo con Bilbao-Ubillos los procedimientos mediante los cuales se aplican los tipos y las categorías de privatización abarcan: la venta negociada de activos, el concurso pública o subasta, los bonos de staff, la oferta pública de venta de acciones, la colocación directa de

acciones en el mercado de valores, las operaciones de capital, la aceptación de una Oferta Pública de Adquisición (OPA) lanzada por un accionista privado, la emisión de bonos convertibles en acciones, o las fusiones e intercambios de activos financieros entre empresas y combinaciones de éstas.

Así pues, la privatización también implica aspectos financieros - por los recursos que ingresen al Estado y los requerimientos de capitales para la operación y la expansión- y la asignación en el manejo de los riesgos de la operación; ésto envuelve una reestructuración del mercado, de las políticas económicas y de las relaciones entre los actores sociales.

En este contexto - independientemente de los conceptos relativos a las categorías, las formas, los procedimientos y las implicaciones- las mayores y más importantes privatizaciones han ocurrido en sectores de infraestructura (telecomunicaciones, electricidad, distribución de agua, carreteras y transporte), lo que ha implicado la transferencia de empresas con gran poder de mercado o monopolios naturales.

Estos servicios de infraestructura, generalmente, demandan grandes volúmenes de recursos públicos para hacer frente a los gastos operativos, los subsidios y el financiamiento de las expansiones y de las nuevas inversiones.

La reforma del sector y la participación de la inversión privada representan una oportunidad para que estos servicios logren autofinanciarse y, de esta manera, liberen recursos públicos para otros programas sociales, como indican los estudios de Estache, Foster y Wodon (2002); y Parker y Saal (2003).

Ahora bien, independientemente del sector, el tipo o la forma llevada a cabo, una gran mayoría de autores indica que la privatización ha sido ejecutada esencialmente para impulsar la eficiencia.

Siguiendo este criterio, unos autores sustentan sus posicionamientos en suponer que la propiedad de una empresa influye en su operativa y resultados, lo que termina afectando al

rendimiento, la productividad y la eficiencia económica (Hartley y Parker, 1991; Cuervo Villalonga, 2000; Hutchinson, 1991; Martin y Parker, 1995; Parker, 1999; y Villalonga, 2000).

Otros se basan en la teoría de la atenuación de los derechos de propiedad mientras más atenuado sean los derechos de propiedad más ineficiente será la empresa (De Alessi, 1980; Davies, 1981 y Demsetz, 1966)³⁶. Combinado con la teoría de la agencia que se centra en los mecanismos de control e incentivos que se puedan aplicar en las empresas privadas lo que contribuya a que la gerencia maximice la utilidad de la empresa. También influye la estructura organizativa, la naturaleza y la ubicación de las empresas, los sistemas de gestión, comunicación e información (Vickers y Yarrow, 1988; Bös, 1991, Hartley y Parker, 1991; Bishop y Thompson, 1994; Martin y Parker, 1997).

De los conceptos expuestos anteriormente sobre la privatización, sus efectos y los objetivos, se ha puesto de manifiesto el influjo de pensadores liberales de la década de los 80 y 90 y las proposiciones relativas al libre mercado y de otros menos liberales y los posicionamientos sobre la eficiencia, el incentivo económico, la mejora productiva y la transferencia y manejo de riesgo al inversionista privado.

En síntesis, como refleja Bilbao Ubillos “la privatización ha dejado de ser un instrumento circunstancial que se usa con un fin de política industrial o de política presupuestaria y empieza a ser un objetivo en sí mismo” Bilbao Ubillos (2003, 19).

2.3 La privatización y la eficiencia: dos caras de una misma moneda

La mayoría de los conceptos, formas y tipos de privatización, detallados anteriormente, presentan rasgos comunes en los aspectos políticos, económicos y financieros, destacándose el objetivo de descargar al Estado de la responsabilidad directa de producir bienes y servicios y, como consecuencia, asegurar la operación más eficiente de las empresas.

³⁶ Los derechos de propiedad atenuada, se refiere cuando la propiedad no puede ser fácilmente transferible, comercializada o puesta como garantía, situación que se presenta en la empresa pública lo que implica mayores costos por la operación comercial y menos beneficios.

Los posicionamientos referentes a la eficiencia de la empresa privada frente a la empresa pública, suelen sustentarse en:

- *La teoría económica positiva* para explorar las implicaciones de la maximización del bienestar social fruto de la operación de las empresas privadas.
- *Los incentivos económicos* que promueven la eficiencia económica en las empresas que se han privatizado.
- *El libre mercado y la competencia.*

La cuestión de la privatización, y consecuentemente la mejora de eficiencia de las empresas, tienen otras implicaciones que en algunas circunstancias resultarían contrapuestas o derivarían en efectos contrarios al objetivo que se procura.

Por lo tanto, del objetivo de impulsar la eficiencia en las empresas privatizadas se derivan otros aspectos que inciden en la actividad económica que son relevantes para evaluar la privatización y el alcance de este objetivo.

En ese sentido, la privatización y la eficiencia no se relacionan con una ecuación lineal de sólo dos elementos, hay que tomar en cuenta otras variables (Vickers y Yarrow, 1991; Martin y Parker, 1997; Andrews y Dowling 1998; Cuervo y Villalonga, 2000; Zahra et al 2000) y aspectos relacionados a:

- el cambio en la propiedad, el cual implica cambio en la estructura organizacional, nuevas exigencias de reducción de costos y aumento de ingresos (que afectan el nivel de empleo);
- la operación en un mercado libre y en competencia, donde se está más expuesto a los desequilibrios y fallos que afectan los precios;
- los recursos financieros, que implica cambios en la forma de financiamiento de las inversiones y en el acceso al mercado de valores y la banca (afectando

la operativa financiera de la empresa por las garantías y condiciones requeridas);

- y las fluctuaciones del mercado internacional que afectan la oferta, los precios y la demanda del mercado interno.

Por ejemplo, según analiza Yarrow para el caso británico, el proceso de privatización ha perseguido “mejora de la eficiencia, disminución de las necesidades de recursos y endeudamiento público, el debilitamiento del poder sindical en las empresas, la reducción del papel del Estado en el mundo empresarial, la ampliación de la base accionaria lo que ha facilitado el acceso de los ciudadanos y trabajadores a los mercados de capitales y la redistribución de la renta” (Yarrow, 1986, 322).

Siguiendo este criterio, Chong y López-de-Silanes evalúan datos empíricos sobre la privatización de América Latina y concluyen 4 efectos principales de este proceso: “en primer lugar, el aumento de la rentabilidad y productividad de las empresas privatizadas, en segundo lugar, aumento de beneficios fiscales y la economía de la nación, en tercer lugar, mejora la transparencia y homogeneidad en los procedimientos, lo que evita la corrupción y la discrecionalidad del poder público, y por último, la privatización trae consigo la desregulación de las industrias anteriormente protegidas de las fuerzas competitivas, y un marco eficaz de gobierno corporativo que facilita el acceso de las empresas privatizadas fuentes de capital a menores costos”. Chong y López-de-Silanes, 2003, 15-30).

Con relación a la reducción de costos que procura el administrador privado, en los países de América Latina se tiene, como concepto generalizado, que cualquier actividad donde interviene el Estado implica costos adicionales de la burocracia estatal, lo que resulta, de inicio en ineficiencia del Estado frente al privado (que no tiene asociado estos costos).

En este contexto, una de las principales consecuencia de la privatización para disminuir los costos es la reducción de puestos de trabajos, que en el caso estatal se consideran que están por encima del número óptimo.

Por lo tanto, la empresa privada opera más cercana de la frontera de producción (Coloma, 1999); en la empresa pública existen otros compromisos políticos y electorales que inciden en el escenario económico.

Ahora bien, conociendo las incidencias en otras variables del entorno económico de la privatización y la eficiencia, procederemos a contrastar posicionamientos sobre el nivel de eficiencia alcanzado en empresas públicas que fueron privatizadas.

En los sectores de infraestructura, y en caso particular del sector eléctrico, el concepto de eficiencia está relacionado a dos aspectos: i) la eficacia financiera, medida mediante el margen operativo y la rentabilidad de la empresa y ii) la eficiencia productiva, referida a la productividad, a la relación de los costos por electricidad producida o por cantidad de clientes, a los valores de pérdidas operativas, entre otros.

En ese sentido, los estudios empíricos que apoyan el concepto de que la privatización ha mejorado la eficiencia se basan en indicadores financieros y de productividad de la operación de las empresas en manos del sector privado. A continuación resumimos algunos de estos estudios:

- Galal et al (1994) para mostrar los resultados de la privatización seleccionan diferentes empresas de Reino Unido, Chile, Malasia y México, y mediante un análisis de cómo estaban operando las empresas antes de ser privatizadas y partiendo de este punto, realizan una proyección de los indicadores como si la empresa siguiera operando en mano del Estado. Luego comparan con los indicadores resultantes de la operación privada mostrando que todos los indicadores son superiores a la proyección de si la empresa se hubiera quedado como pública.
- Chirwa realiza un estudio utilizando el enfoque de la frontera de producción estocástica y con datos de panel, concluye que “existe evidencia de que la privatización se asocia con mayores índices de eficiencia técnica, en todas las industrias de un mismo sector y en la industria en particular” (Chirwa, 2001, 300).

- Resultados similares a Chirwa presentan D'Souza y Megginson (1999) al analizar el rendimiento operativo y financiero de 85 empresas públicas que fueron privatizadas en la década del 90.
- Otros estudios empíricos similares concluyen en que la privatización aumentó considerablemente la eficacia de las empresas o sectores donde se llevó a cabo, como son los de Martin y Parker (1995); Ramamurti (1997); Villalonga (2000) y Hernández de Coz (2004); en general la contrastación empírica muestra que las empresas privadas son más eficientes en entornos competitivos.

No obstante, la mejora de eficiencia de una empresa privatizada debe analizarse vinculada con otras variables y características particulares del escenario económico donde opera la empresa.

En ese aspecto, Bilbao Ubillos resume “las mejoras en la eficiencia productiva va a depender crucialmente de las medidas que, junto con el cambio de propiedad, se pongan en marcha para promover la competencia tanto en el mercado de outputs como de inputs... Las condiciones competitivas facilitan comparaciones sobre el modo en que están funcionando y siendo gestionadas empresas cuyos directivos se enfrentan con el mismo tipo de riesgos e incertidumbres, y en donde se supone que si las estrategias seguidas para minimizar costes no son adecuadas, la empresa tendrá que emprender el camino de salida del mercado” (Bilbao Ubillos, 2003, 25).

Los resultados de mejora de eficiencia no son concluyentes para todos los sectores y en todas las variables analizadas. Las diferencias se acentúan en aquellos sectores regulados o en mercados no competitivos.

Bilbao Ubillos recalca que “los problemas de eficiencia se plantean más agudamente en el caso de privatización de monopolios naturales. En general, parece que cuando es difícil establecer la competencia, por la presencia de economías de escala o de externalidades, una empresa puramente privada es ineficiente. En este caso, la regulación estatal se hace necesaria para hacer compatible la propiedad privada con el bienestar social. Sin embargo,

las empresas privadas reguladas presentan similitudes con las empresas públicas, ya que señales externas de eficiencia como la posibilidad de quiebra son inefectivas” (Bilbao Ubillos, 2003, 26).

Así pues, en varios estudios se presentan síntesis no concluyentes o con resultados contrapuestos en relación a la mejora de eficiencia en las empresas que se privatizaron (Berg et al, 1996; Hernández de Coz, 2004; Estache, Foster y Wodon, 2002; Vergara, 2003), sustentados en los siguientes razonamientos:

- No se encontraron diferencias significativas entre las empresas públicas y privadas bajo un esquema similar de regulación.
- Las empresas privatizadas son más rentables que las empresas de propiedad estatal, pero las diferencias, aunque estadísticamente significativas, son muy pequeñas.
- En el caso particular de las empresas eléctricas, se encuentran que las empresas públicas son más eficientes que las privadas.
- En el caso chileno -modelo de la privatización de los 80- indican que los efectos negativos superan a los positivos. La privatización ha significado enormes pérdidas al patrimonio del Estado chileno, la creación de monopolios y oligopolios privados en perjuicio de los consumidores y un el Estado no tienen ninguna control.
- Se producen aumentos de precios a los usuarios, subsidios a cargo del Estado, aumento de las ganancias del inversionista privado y disminución de la calidad del servicio.

En resumen, existen evidencias teóricas y empíricas, de que, por un lado, la privatización ha mejorado la eficiencia de las empresas, -pero se requiere un mercado competitivo y una fuerte regulación estatal- y por otro lado, no se verifica que existe una mejora de la eficiencia del administrador privado frente al público, y en particular, en los sectores de infraestructuras, como el caso del sector eléctrico.

Por lo tanto, la privatización y la eficiencia no implican una relación proporcional, se requiere analizar otros aspectos, variables y efectos ocasionados, por ejemplo:

- El papel del Estado dentro del esquema en cual funcionará la empresa privada;
- La estructura sectorial, el mercado y los actores participantes; y, finalmente,
- La estructura regulatoria en que opera el mercado.

2.4 La regulación y la competencia en un sector liberalizado

Los procesos de reformas en los diferentes sectores económicos se han sustentados en mejorar la eficiencia de las empresas públicas. Uno de los mecanismos más generalizados en los últimos 20 años para lograr esta mejora es la privatización y con ello, la introducción del libre mercado y la competencia. Consecuentemente, el Estado abandona su rol empresarial y asume el papel de regulador y subsidiario de la operación privada.

Sin embargo, existen sectores o servicios (monopolios naturales, sectores pequeños o aislados y servicios considerados esenciales y universales) en los que, por sus características, la competencia y el libre mercado podrían no resultar económicamente factibles.

En ese sentido, nos preguntamos: ¿Es eficiente pasar de un monopolio estatal a un monopolio privado? ¿Qué papel debe jugar la regulación en los monopolios? ¿Cómo se consigue la competencia en estos sectores?

Responder a las preguntas anteriores no es una tarea simple. Se requiere analizar diversos aspectos relacionados al nivel de participación del Estado, los requerimientos de inversiones, la eficiencia, las políticas de competencias, las tarifas o la calidad del servicio.

De ésto se derivan dos cuestiones relevantes: en primer lugar, la regulación tiene un papel estelar en el funcionamiento del mercado y, en segundo lugar, se precisa conocer a profundidad la estructura regulatoria (los conceptos, opciones, mecanismos de aplicación y las consecuencias que implican es primordial en el éxito o fracaso del mercado liberalizado).

2.4.1 El concepto teórico de la regulación, opciones y mecanismos de aplicación

La regulación es una intervención estatal para corregir, en términos de los neoclásicos, las imperfecciones y fallas de los mercados (poder monopólico, asimetría de información y externalidades).

La forma de regulación depende del tipo de falla del mercado que ocurra; por ejemplo, para el poder monopólico, se aplica una regulación de los precios; en la asimetría de información se establece una regulación a través de normativas de barreras de entradas o salida; y para las externalidades se aplica la regulación por competencia y calidad de servicio.

Por otra parte, la literatura económica define entre teorías económicas positivas y normativas de regulación. El enfoque positivo, tiene como objetivo procurar explicaciones económicas de la regulación con análisis de los efectos. El enfoque normativo investiga qué tipo de marco regulatorio se debe aplicar para lograr la eficiencia.

Resulta oportuno, en tal contexto, revisar los conceptos sobre la regulación en forma general y luego llegar a las opciones que aplican a la industria eléctrica, en particular como exponen (Stigler, 1990; Laffont y Tirole, 1993; Armstrong, Cowan y Vickers, 1994; Baldwin y Cave, 1999; Newbery, 2000; Samuelson y Nordhaus, 2006):

- La regulación es el control de una actividad económica por parte del gobierno o de entidades públicas que limitan la actuación de los agentes bajo amenaza de sanción.
- Es una intervención de entes públicos para corregir fallas de mercado, modelando mercados competitivos; cuando no lo son.
- Es una intervención estatal que procura proporcionar incentivos y señales de precios adecuados a las empresas para que sean eficientes en sus inversiones y operaciones, protegiendo los derechos de los usuarios, las empresas y el propio Estado.

Estos conceptos de regulación implican la convergencia y la interdependencia de varios aspectos (políticos, legales, técnicos, económicos y sociales).

Para sustentar estos conceptos recurrimos a definiciones, tipos, formas de aplicación y los objetivos que procura la regulación, que presentan varios autores:

- La regulación es parte del poder estatal de un país; la OCDE indica que “la regulación es una de las tres palancas clave del poder formal del Estado (junto con la recaudación y el gasto), la política regulatoria complementa la formulación e implementación de todas las demás políticas (OCDE, 2012, 3).
- La regulación procura una coherencia entre las políticas públicas y la eficiencia “la regulación, generalmente se puede modelar como un fenómeno de equilibrio parcial, entre el modelo de mercado y los procesos y políticas administrativas del Estado” (Spuelber, 1989, 8).
- Un control ejercido por una agencia gubernamental sobre las actividades privadas “este control es ejercido a través de un conjunto de normas y reglas específicas con un ámbito de influencia en la economía en general” (Baldwin y Cave, 1999, 15).
- “La regulación consiste en un conjunto de reglas gubernamentales o incentivos de mercado que tienen como objetivo controlar el precio, las ventas o las decisiones de producción de las empresas” (Samuelson y Nordhaus, 2006, 332)³⁷.

Entrelazando los elementos de intromisión estatal y de control de mercado, se derivan otros aspectos relevantes de la regulación, por ejemplo, la influencia deliberada del Estado en procura de resguardar el interés público – ésto influye en todas las acciones públicas que

³⁷ Los autores en esta definición van más allá de la simple influencia de la regulación en el mercado, y establecen que la regulación busca impedir el libre equilibrio de oferta y demanda del mercado, justificando la inexistencia de la competencia perfecta. Esta intervención del Estado en el mercado - en procura de controlar la actividad económica- ocurre a través de normas gubernamentales, es un método *directo* de orden y control, la otra parte, *indirecta* de incentivos de mercados ha resultado un poco más difusa y ambigua.

tienen efectos sobre el desempeño industrial y social-, y los cambios a la estructura orgánica del Estado.

La tarea de la regulación, respecto a la protección al interés público, incide en varios agentes, lo que implica luchas de intereses entre los participantes del mercado. Esta lucha de intereses se puede enfocar en dos aspectos (Posner, 1975; Becker, 1983; Peltzman, 1989; Soto, 2009; y Stigler, 1990):

- a) Como una redistribución de la renta entre grupos de presión política que tienen la influencia para promover sus propios intereses.
- b) Como un proceso de compensaciones entre las partes que intervienen en la actividad económica que es regulada, donde la decisión final del regulador, más que estar basada en la maximización de una función de bienestar social, tendrá como objetivo maximizar un cierto beneficio político que va a favor de sus intereses individuales.

Otro enfoque de la actividad regulatoria está relacionado con el equilibrio entre los agentes que participan en la actividad económica. La regulación consiste en definir un marco de actuación de los agentes económicos (las empresas reguladas y los consumidores) y lograr que este esquema se cumpla maximizando los beneficios sociales. Para esto, el gobierno procura formalizar e institucionalizar compromisos de proteger a los consumidores e inversionistas en un determinado sector.

En este contexto, la estructura y el personal del ente regulador son fundamentales, deben estar bien preparados técnicamente, bien informados y actuar racionalmente. La forma como se aplique el marco normativo también es relevante para controlar y limitar el poder monopólico como una medida para promover la eficiencia económica de un sector, como se puede resumir de los estudios de Armstrong, Cowan y Vickers (1994); Tenenbaum (1995); Baldwin y Cave (1999); Lasheras (1999); y Newbery (2000).

Ahora bien, ¿a través de cuáles mecanismos se puede controlar la operación de un mercado regulado? Resulta relevante citar a Laffont y Tirole que expresan: “la regulación funciona como un instrumento de control a través de obtener, analizar datos y supervisar la

operación de la empresa en el mercado; así como también un mecanismo de incentivo a la eficiencia a través de reconocimiento de costos por medio de una estructura tarifaria que debe pagar el consumidor del bien o servicio” (Laffont y Tirole, 1993, 6-15)³⁸.

Estos mecanismos de control se realizan a través de unas disposiciones contractuales o por leyes y reglamentos, mediante los cuales el gobierno interviene en los mercados para fijar precios o cantidades de la producción (conocida como la regulación económica) o establecer normas técnicas, restricciones para proteger el medio ambiente, la salud humana, animal y vegetal e implantar las condiciones para el ejercicio de profesionales y para las relaciones laborales (regulación social).

Ahora bien, para el control del proceso regulatorio se requiere una fuente de poder, y ésta recae, en dos estamentos principales:

1. En el poder ejecutivo – el presidente o la autoridad de gobierno- a través de la potestad de nombrar al regulador y de emitir decretos para aprobar normas y reglamentos del sector.
2. En el poder legislativo, mediante la ratificación de los reguladores (nombrado por el poder ejecutivo) y la aprobación de las leyes o contratos específicos que regirán el funcionamiento del sector.

En ese sentido, se presentan diferentes opciones para que el regulador ejerza el poder delegado por la fuente: organismos independientes del poder ejecutivo, con autonomía presupuestaria, consejos de ministros o consejos independientes. Todas estas opciones tienen efectos en la estructura orgánica del Estado, en la operación del mercado y en la actividad económica en general.

³⁸ Los autores, adicional al concepto expresado de cómo funciona el instrumento de control regulatorio, describen en forma detallada los mecanismos mediante los cuales el regulador solicita datos de costos e ingresos a las empresas reguladas y utiliza el sistema contable para medir los resultados de las empresas y a través de éstos establecer los incentivos de eficiencia a las empresas, mediante un contrato entre el regulador (gobierno) y la empresa (el regulado), donde el regulador reconoce un costo (C) y por medio de la tarifa se lo devuelve en un tiempo (t). Establece que $t = a - b.C$, donde a = pago fijo y b en la fracción del costo de la empresa. Así, si estamos en el mecanismo de “cost –plus” $b = 0$ y en el mecanismo de “fixed price” $b = 1$. En un mecanismo de contrato con relación lineal la pendiente de b se ubica en el rango de 0 a 1, y esto es conocido como contratos por incentivos.

Adicionalmente, la regulación “también introduce modificaciones en las relaciones de agencia al enfrentarse los directivos a dos tipos de principales: los accionistas y la agencia reguladora. De esta forma, los factores que habíamos señalado antes como causantes de la ineficiencia relativa de la empresa pública en un contexto competitivo, aparecen aquí en mayor o menor grado” (Hernández de Coz, 2004, 21).

Aunque suene contrapuesto, la regulación procura la autonomía de muchos grupos independientes entre sí y convergentes en el mercado. Sin embargo, el Estado también debe incluirse en estos grupos, debido a que el Estado debe actuar como el elemento neutral capaz de ajustar las desviaciones que provocan la libertad en el mercado.

En síntesis, entre la autonomía y el control, la regulación debe ser una abanderada de la ley y la normativa técnica de operación del mercado. La vigilancia permanente del accionar de los agentes del mercado y la forma balanceada y propositiva para afrontar los temas, son elementos importantísimo para el desarrollo de un sector regulado.

Veamos pues, cuales son las opciones y los mecanismos de aplicación de los cuales dispone la regulación para alcanzar el balance entre la intervención y el libre mercado.

2.4.1.1 Comparación de opciones de aplicación de la regulación

En términos generales el proceso regulatorio puede clasificarse en:

- 1) *La regulación tradicional*, donde se regula las fallas de mercado (competencia imperfecta, externalidades y asimetría de información), con el objetivo de evitar abuso de posición dominante y sobre rentas que perjudiquen el bienestar general;
- 2) *La regulación por incentivos*, que permiten, supuestamente, la expansión y desarrollo de la inversión privada sin afectar el bienestar social; y
- 3) *La regulación económica*, donde se establecen objetivos orientados a resultados e incentivos.

Conocidos los conceptos teóricos anteriores, es posible agrupar las formas y procesos de regulación en las siguientes alternativas:

- i) **Eficiencia económica del libre mercado versus las consideraciones sociales**, que procura un equilibrio entre: i) el criterio de la universalidad del servicio y los estándares de calidad en zonas rurales o zonas carenciadas en las grandes ciudades; ii) la protección del medio ambiente y la sostenibilidad financiera o el desarrollo económico del sector.
- ii) **Marco regulatorio basado en una ley general versus un contrato entre las partes**, en procura de lograr el balance entre la flexibilidad y las opciones de modificaciones –por acción del regulador- que proporciona una ley (de ajustarse a los cambios circunstanciales, las incertidumbres del mercado y el ambiente político) con la rigidez que imponen los contratos que obligan el cumplimiento de procedimientos de controversias y acuerdos y tratados internacionales.
- iii) **Tasa de retorno versus límite de precio**, que implica reconocer el capital invertido, menos la depreciación, más los gastos incurridos en la prestación del servicio -tasa de retorno- (el regulador tendría una intervención directa en la revisión de las ganancias y la administración del negocio) o una fórmula que reconocen un precio máximo en un periodo de tiempo y le resta una mejora de eficiencia X en cada período determinado –límite de precio- (aquí existe una clara frontera entre el administrador y el regulador y, en este último caso, el regulador realiza una revisión indirecta de las ganancias).
- iv) **Reglamentaciones en contra de monopolios y poder de mercado versus políticas proactivas de incentivos a la competencia**, que implica imponer límites en el tamaño (concentración y poder de mercado) y en la participación de una misma empresa en varias actividades, versus dejar libremente que las empresas operen y compitan en un mercado abierto sin límites en sus decisiones de nuevas inversiones, fusiones y adquisiciones.

Otros aspectos de las opciones regulatorias incluyen: los procesos de toma de decisiones, un proceso deliberativo versus un proceso administrativo y la centralización versus la descentralización.

Todas estas opciones y aspectos regulatorios, que al final son formas de intervenir el mercado, tienen como objetivo mejorar la calidad del servicio al usuario final, por lo que las acciones regulatorias deben sustentarse en los principios de transparencia, eficiencia, estabilidad y simplicidad.

En correspondencia a los principios expuestos anteriormente, la OCDE recomienda a los gobiernos: “Comprometerse al más alto nivel político con una política expresa de gobierno completo para la calidad regulatoria. La política debe tener objetivos y marcos claros para la implementación a fin de asegurar que, si la regulación se emplea, los beneficios económicos, sociales y medioambientales justifiquen los costos, se consideren los efectos distributivos y se maximicen los beneficios netos, que la regulación se encuentre al servicio del interés público, que las decisiones se tomen a partir de criterios objetivos, imparciales y coherentes, sin conflictos de interés, prejuicios ni influencias indebidas y promover la coherencia entre los enfoques regulatorios y evitar la duplicidad o conflicto de regulaciones” (OCDE, 2012, 17).

2.4.1.2 Mecanismos de regulación

Del apartado anterior podemos resumir lo siguiente: toda política regulatoria tiene como objetivo tratar de cubrir la ineficiencia en mercados no competitivos.

En ese sentido, la forma de aproximación más frecuente ha sido recurrir a algún tipo de regulación que permita simular las condiciones reales de un mercado de oferta y demanda con el objetivo de ofrecer precios que se asemejen a los de un mercado competitivo o, en otras palabras, precios que en condiciones de equilibrio podrían alcanzarse.

Alcanzar estas condiciones de mercado requiere la aplicación de diferentes mecanismos regulatorios -límites de precios, establecer una tasa de retorno a la inversión, crear

incentivos por eficiencia e introducir competencia por análisis comparado entre empresas- que se sustentan en la asignación eficiente de los recursos (procurando obtener precios cercanos a los costos marginales del mercado) y en controles que impulsen la mejora en la calidad del servicio y ganancias razonables del inversionista.

A continuación se exponen los rasgos esenciales de los diferentes mecanismos regulatorios.

2.4.1.2.1 Regulación por tope de precio

El precio tope o tarifa máxima tiene como función principal simular condiciones que se presentarían, si los servicios regulados se encontraran en un escenario de competencia: “es replicar la disciplina de la competencia y las fuerzas del mercado. El juego de la competencia obliga a las empresas a realizar mejoras de la productividad y traspasar estos beneficios a sus clientes en forma de precios más bajos, después de considerar aumentos inevitables en el precio de entrada” (Bernstein y Sappington, 2000, 64)³⁹.

Para representar estas condiciones de competencia, el mecanismo de tarifa máxima coloca un precio tope inicial por un periodo –periodo de revisión- calculado con los costos de la empresa en ese periodo. La empresa puede ajustar el precio con la tasa de inflación, menos un monto estimado por mejoras de la productividad, *-el factor X-*. El factor X es calculado en cada periodo de revisión y, consecuentemente, se realiza una revisión del precio tope inicial, y los beneficios por las mejoras de la eficiencia se traspasan al nuevo precio tope del siguiente periodo.

³⁹ Bernstein y Sappington, amplían: “si la industria regulada es como el sector típico en una economía competitiva, la disciplina de las fuerzas competitivas podrían reproducirse limitándose la tasa de crecimiento de los precios regulados con la tasa de inflación de la economía. Esta restricción requeriría la industria regulada tome en cuenta que sus ganancias de productividad estarán en función de la productividad en otros sectores de la economía y que para traspasar estas ganancias a los clientes debe ajustarse por la inflación. Por lo tanto, el factor X debe ser cero cuando la industria regulada es capaz de alcanzar exactamente la misma tasa de crecimiento de la productividad y se enfrenta a exactamente la misma tasa de los precios de la inflación como otros sectores de la economía” (Bernstein y Sappington, 2000, 65).

La ecuación del precio tope o tarifa máxima se describe según la siguiente fórmula:

$$T_j = T_{(j-1)} \left(1 + \frac{i-X}{100} \right) \pm Z$$

Donde:

T_j = Es la tarifa máxima en el periodo j

$T_{(j-1)}$ = Es la tarifa máxima en el periodo (j-1)

i = Es la tasa de inflación expresada en %

X = Es el factor de eficiencia, en %, el cual puede ser positivo o negativo. Un valor positivo limita la obtención de los beneficios permitidos, producto de la transferencia de eficiencia a los clientes. Un valor negativo reconoce ingresos adicionales para financiar nuevas inversiones. Este valor (X) puede modificarse cada año de acuerdo a la proyección que realice el regulador.

Z = Es un factor de ajuste para corregir cambios de precios inesperados, cambios en el entorno o errores regulatorios.

Al fijar la tarifa máxima, el regulador proyecta los aumentos de eficiencia que entiende razonables que la empresa pueda conseguir en dicho periodo. Teóricamente, en el tiempo los costos reales convergerán a los costos eficientes.

En este mecanismo, es común que la empresa mantenga cualquier mejora de eficiencia entre los períodos de revisión. No obstante, la empresa se enfrenta a riesgos de reducción de las ganancias si no es capaz de controlar sus costos. De otro lado, también puede ocurrir un efecto de captura regulatoria en el cual los beneficios pueden ser muy altos o muy bajos. Aunque la teoría detrás de este mecanismo indica que su aplicación incentiva a que las empresas operen con costos eficientes, la práctica ha mostrado que no es una fórmula infalible.

Un esquema similar al del precio tope o la tarifa máxima es el ingreso máximo que tiene como objetivo el autofinanciamiento, donde se fijan los ingresos en base a un valor de venta esperado en un periodo, con ajuste de la inflación y la tasa de eficiencia X. Este esquema genera incentivos a que la empresa declare ventas por debajo de las proyectadas para obtener mayores ingresos.

2.4.1.2.2 Regulación por tasa de retorno

Este esquema se basa en establecer una tasa de retorno sobre el capital. El regulador fija un precio para permitir a la empresa financiar sus costos de operación, más la tasa de retorno establecida multiplicada por el capital. Este esquema está concebido para que el regulador limite la ganancia de la empresa ajustando la tasa de retorno sobre la inversión neta reconocida.

La formulación básica del mecanismo de tasa de retorno es la siguiente:

$$\sum_{i=1}^n P_i \cdot Q_i = C(Q) + r \cdot IN$$

Donde:

P_i = Es el precio de venta del bien o servicio i.

Q_i = Es la cantidad estimada de venta del bien o servicio i.

$C(Q)$ = Es el costo (operación, mantenimiento, depreciación e impuesto) para producir la cantidad Q.

r = Es la tasa de retorno reconocida por el regulador.

IN = Es la inversión neta de capital que se va a remunerar.

No obstante, este método ha sido ampliamente utilizado en el pasado con el objetivo de limitar la rentabilidad de las empresas privadas, pero reconociendo el capital invertido y una tasa de retorno razonable que permita el desarrollo del negocio con criterios de prudencia y eficiencia y con ganancias justas al inversionista. El mecanismo de regulación por tasa de retorno no está diseñado para lograr la eficiencia económica, más bien para evitar el abuso monopólico de la empresa.

Por lo tanto, el mecanismo de regulación con tasa de retorno existen escasos incentivos a la eficiencia por traspaso de costos, “se tiende a una inversión excesiva de capital, el regulador tiene un elevado grado de discrecionalidad y es normal las asimetrías de información. El regulador utiliza información suministrada por las empresas reguladas. Los costos declarados pueden estar sesgados, principalmente, cuando la regulación da ciertos mecanismos de incentivos” (Lasheras, 1999, 195).

La empresa regulada, en este esquema, utiliza más capital que el óptimo, la relación capital/trabajo es ineficientemente alto. Averch y Johnson demuestran en su modelo que “la sobre-inversión de capital implica que ante múltiples combinaciones de insumos que la empresa puede utilizar, elegirá aquella combinación que contenga una mayor cantidad de capital (sujeto a la restricción de la tasa de retorno). Esta sobre-inversión de capital no implica que los insumos no sean efectivamente usados (como el capital ocioso), la empresa produce tanto como es posible con su combinación de insumos, simplemente ocurre que no elige una combinación eficiente de insumos que genere menores costos” (Averch y Johnson, 1962, 1062).

En estudio más reciente, Beesley expresa “la idea favorita de la regulación es influir en los precios de la empresa regulada al limitar los beneficios obtenidos, expresado como una tasa de retorno sobre el capital. En los Estados Unidos con mucha experiencia en esto, el resultado ha sido en general aumento de precios en lugar de bajar. Los defectos principales han sido: falta de incentivos a la eficiencia, costo de la regulación y barreras de entradas” (Beesley, 1997, 42).

2.4.1.2.3 Regulación por incentivo de eficiencia

En este esquema, el precio de venta se basa en el reconocimiento de los costos de una empresa eficientemente dimensionada. Esta empresa eficientemente dimensionada es modelada por el regulador como una empresa ficticia.

En este caso la empresa real está compitiendo con una empresa ficticia, lo cual le permite resolver el problema de la eficiencia productiva, ya que existe una desvinculación entre los ingresos de la empresa y los costos reales. Si la empresa real es capaz de producir a un costo menor que la empresa ficticia reconocida por el regulador, obtiene ganancias por encima de los valores normales.

2.4.1.2.4 Regulación por competencia comparada

En este esquema los precios se fijan en función de los costos de otras empresas similares. No existe una vinculación entre los ingresos que obtienen las empresas y sus propios costos. Todas las variaciones exógenas de costos serán capturadas por el proceso de comparación y afectarán a los ingresos reales.

Hay que tener en cuenta en este esquema que, aunque existen similitudes, no todas las empresas son directamente comparables, por lo que es necesario realizar ajustes para igualar las condiciones de tamaño, tipos de clientes y nivel de calidad de servicio.

Si se tiene un buen sistema de contabilidad regulatoria, que asegure la calidad de los datos, este esquema puede ayudar a prevenir las sobre-rentas que se dan por asimetría de información en los otros sistemas.

La fórmula básica que se aplica en este esquema es:

$$T_i = \alpha_i \cdot C_i + (1 - \alpha_i) \sum_{j=1}^n (f_j \cdot C_j)$$

Donde:

T_i = Es la tarifa máxima para la empresa i ;

α_i = Es la parte de información de costo propio de la empresa i ;

C_i = Son los costos unitarios de la empresa i ;

f_j = Es un factor de ingreso para el grupo de empresas similares j ;

C_j = Es el costo unitario para el grupo de empresas similares j ;

n = Es el número de empresa similares.

No obstante, estos mecanismos regulatorios se sustentan, conceptualmente, en crear las condiciones de equilibrio del mercado. En la práctica, no todo los problemas relativos a las fallas de mercado lo resuelve la regulación.

La principal crítica a éstos modelos se ha centrado en la falta de incentivos a reducir costos por parte de los agentes económicos involucrados en la cadena de comercialización, debido a las distorsiones que introducen la regulación y la falta de competencia en el mercado.

En ese sentido, Rivera (2007) sintetiza: “el análisis de la regulación ha dejado en evidencia que las graves asimetrías de información a que están sujetos los reguladores traban seriamente la posibilidad de la regulación. De ahí que la teoría tiende a insistir en la necesidad de promover la competencia como único mecanismo capaz de asegurar un desempeño eficiente a la industria” (Rivera, 2007, 22).

El problema más común se origina en “si una regulación de precios se basa en el cómputo de algún concepto derivado de la función de costos (por ejemplo, el costo medio o el costo marginal), entonces esto puede generarle a la empresa regulada un incentivo a incrementar dichos costos por encima de su mínimo deseable y generar por lo tanto una ineficiencia productiva que no existe en una situación sin regulación” (Coloma, 1999, 10).

En síntesis, la regulación no es una simple aplicación de esquemas teóricos y aspectos técnicos, como la aprobación de normas y reglamentos que definen la forma de operación del mercado, los ajustes de tarifas e incentivos y los mecanismos de control de los agentes. Se requiere, adicionalmente, de instrumentos legales, transparencia y reconocimiento social del regulador para poder aplicar penalidades, sanciones, multas y suspensión o revocación de concesiones, siempre en procura del bien común.

“El objetivo central de la regulación moderna es encontrar la mejor mezcla posible de regulación inevitablemente imperfecta con competencia inevitablemente imperfecta” (Kahn, 1988, 53).

2.4.2 Descripción de las políticas de defensa a la competencia

Según la teoría económica neoclásica, la competencia perfecta se da en un mercado en equilibrio donde todos los agentes que participan son tomadores de precio y nadie puede influirlos. Las condiciones para la competencia perfecta en general no se cumplen en un mercado real.

La regulación y las políticas de defensa de la competencia forman parte de los mecanismos de intervención cuando existen fallas de mercado y éstos no funcionan según el paradigma de la competencia perfecta⁴⁰.

La regulación, por un lado, abarca, principalmente, intervención a través de los precios, imponiendo tarifas en actividades económicas o en productos, con objeto de influir en la conducta de los agentes económicos; y las políticas de defensa de la competencia, de otro lado, buscan la libertad y eliminar barreras para que el mercado opere en su punto óptimo.

Las políticas de defensa de la competencia son fundamentales en un mercado liberalizado o regulado. En el caso de un mercado liberalizado buscan influir en el comportamiento de los agentes económicos para que maximicen sus beneficios en base a la eficiencia; en cuanto a

⁴⁰ La intervención se da mediante medidas que toma el Estado que afectan directamente el comportamiento de los agentes y la estructura misma del sector en el cual se quiere introducir la competencia.

un mercado regulado, se adoptan medidas explícitas para evitar fusiones o concentraciones entre las empresas que puedan amenazar el comportamiento competitivo y para neutralizar el abuso de poder del privado, mediante la aplicación de leyes que protejan la misma competencia, es decir, la competencia tiene como objetivos reforzar y mejorar la regulación del mercado.

La competencia es el instrumento más importante para maximizar los beneficios de los consumidores y para limitar el poder monopólico, o lo que es lo mismo, es una herramienta que procura maximizar el bienestar social a través de libre mercado: “Los individuos y las empresas compiten para superar a los demás, para conseguir ventajas o beneficios mayores que los del resto, pero al hacerlo contribuyen a mejorar la situación de aquéllos con los que compiten, y a enriquecer al bien común sin que ello forme parte de su intención” (Schwartz, 2002, 5).

Según la literatura, la competencia permite crear mercados eficientes. Su esencia es la rivalidad y el grado del libre acceso al mercado. Lo que cuenta es la existencia de amenazas de competencia potencial, tanto como los competidores existentes; la simple amenaza es un mecanismo en sí de competencia.

En este contexto, se procura aumentar la rivalidad (Beesley, 1997; Porter, 1990) -que influye en los niveles de precios, calidad y fidelidad de los consumidores- y la satisfacción plena de las demandas de los consumidores (Schwartz, 2002). Adicionalmente, los mercados competitivos ofrecen importantes beneficios en la productividad y la innovación.

Concisamente, las políticas de defensa de la competencia combinada con la regulación, son formas de intervenciones estatales para promover la eficiencia en un sector económico determinado. Las políticas de competencia se basan en limitaciones relacionadas con la integración horizontal y colusión, integración vertical y acceso al mercado, abuso de posición dominante, fusiones y adquisiciones. En ese sentido se desarrollan leyes, estructuras económicas e intervenciones del Estado para la defensa de la competencia.

En sectores de infraestructura, por lo general, se busca controlar los monopolios, oligopolios, colusión, prácticas exclusorias⁴¹ y abuso de posición dominante. La mayoría de los países donde se han dado los procesos de privatización han aprobado leyes antimonopólicas y, a la vez, han creado entidades estatales especializadas en defensa de la competencia. Pero también es relevante destacar que algunas de estas prácticas, catalogadas como anticompetitivas, son resultado del nivel de participación estatal en algunos segmentos del mercado.

En relación a los monopolios naturales, se han creado entes reguladores que se encargan de supervisar y fiscalizar a las empresas que gozan del monopolio. El regulador debe promover la competencia en los sectores donde los privados manejan monopolios que obstaculizan la competencia (Beato y Laffont, 2000; De León, 2001; Correa, 2001).

Sin embargo, estos conceptos no son tan fáciles de replicar y en muchos casos no se obtienen los resultados esperados en los diferentes sectores donde se han puesto en funcionamiento. En la realidad, la operación de un mercado en competencia no es simple, influyen otros aspectos relevantes como, por ejemplo, las condiciones de entrada, el tamaño relativo de las empresas y la disponibilidad de información (Martín, 1996)⁴².

⁴¹ Colama (2002) define el concepto y da ejemplos sobre estas conductas; las prácticas exclusorias son conductas que implican intentos de excluir competidores para lograr un incremento o una mayor posibilidad de ejercer el poder de mercado; éstas abarcan, obstaculización del acceso al mercado de competidores potenciales, monopolización de instalaciones o materias primas esenciales para proveer un bien o servicio y venta por debajo del costo. Las soluciones planteadas para encarar estas situaciones han sido la jurisprudencia antimonopólica que se ha dado en Estados Unidos y Europa (artículo 2 de la ley Sherman (1890), que prohíbe las conductas que implican monopolizar, o intentar monopolizar, o combinar o conspirar con otras personas para monopolizar el comercio) y la sentencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea para el caso “Comisión Europea vs. Hoffmann- La Roche” (1979). En ella se define al abuso de posición dominante de tipo exclusorio como una situación en la cual “la presencia de la empresa en cuestión reduce el grado de competencia” existente en el mercado, y se da además que dicha empresa “recurre a métodos distintos de los que caracterizan a la competencia normal” y eso “tiene el efecto de impedir el mantenimiento del grado de competencia que aún existe en el mercado o el crecimiento de dicha competencia” (Colama, 2002, 1-2)

⁴² Martín (1996) plantea: “si bien la competencia en el mundo real está restringida por las fallas de mercado, su presencia es generalmente ventajosa. En realidad, la competencia más que la propiedad, tiene efectos decisivos sobre la eficiencia. De tal modo, el sector público debe realizar una gestión estratégica que le permita influir tanto en la estructura de los mercados, contrarrestando las prácticas no competitivas, como en los resultados de su operación en términos de eficiencia social. En general, la política más adecuada para estimular la eficiencia es el fomento de la competencia, que puede darse simultáneamente en distintos ámbitos: i) desregulación de los mercados competitivos; ii) regulación de los mercados dominados por monopolios naturales, o con otras deficiencias en materia de organización industrial, pocos pero muy

Por ejemplo, en las controversias que ocurren con los mercados y las políticas de defensa de la competencia referentes al poder de mercado y la concentración de empresas, surgen cuestiones sobre cómo definir nivel de concentración del mercado (sin afectar la eficiencia en costos) y cómo fomentar la innovación y cambios tecnológicos (que obtiene con cierto nivel de concentración), o sobre lo referente al poder de mercado y la posición dominante, sin afectar la competencia. La ambigüedad de la cuestión radica en si lo nocivo es la posición dominante en el mercado o el abuso del poder dominante y la influencia deliberada en la formación de los precios del mercado.

En sectores de infraestructura, y el caso particular del sector eléctrico, la posición dominante de una empresa puede ocurrir como consecuencia del tamaño del activo (en procura de obtener economía de escala) o de la introducción de nuevas tecnologías (en procura de mayor eficiencia)

Conceptualmente, y en general, las políticas de defensa de la competencia catalogan una posición dominante sin tomar en cuenta otras cuestión relevantes de la operación de un mercado en particular; por ejemplo, en el sector eléctrico influyen aspectos relacionado al despacho económico y la teoría marginal para la fijación de los precios en el mercado de ocasión, los mecanismos de subastas para la compra y venta de energía por contratos o si los activos de un agente son replicables por cualquier otro agente del mercado.

En otros aspectos, existen divergencias entre los mecanismos legales para aprobar las políticas de defensa de la competencia, a través de una ley general que englobe todos los sectores o mediante leyes especiales para cada sector, de acuerdo a sus diferencias intrínsecas. En cualquiera de los mecanismos que se adopten deben estar claramente establecidos lo principios de mercado, y las instituciones a cargo deben contar con las herramientas técnica y legales para promover la eficiencia económica del país en su conjunto o de los sectores donde se aplique.

determinantes del bienestar social y de la competitividad internacional; y iii) ampliación de la cobertura y profundización de mercados incipientes o poco desarrollados” (Martín, 1996, 15)

En síntesis, las políticas de defensa de la competencia procuran mayor libertad económica de los agentes en condiciones óptimas de asignación eficiente de los recursos del mercado; sin embargo, esto implica restricciones a los propios agentes (el nivel de concentración, el tamaño, la participación en otros segmentos del mercado).

En el caso particular del sector eléctrico (hasta la década de los 70 los conceptos sobre la competencia en el sector eléctrico no fueron tema de estudio en la economía) los consumidores no tenían opciones de oferentes para adquirir la energía eléctrica. La empresa eléctrica verticalmente integrada suministraba la energía a todos los clientes cautivos en la zona de concesión definida. No obstante, en algunos países estos monopolios, verticalmente integrados, eran manejados por empresas privadas y en otros por empresas públicas.

Es a partir de 1980 cuando algunos economistas comenzaron a discutir sobre el modelo de monopolio de la industria eléctrica, catalogado como un esquema que:

- fomenta inversiones innecesarias y que opera de forma ineficiente;
- opera con precios elevados y mala calidad del servicio;
- se toman decisiones políticas, no económicas;
- no incentiva la innovación y las nuevas tecnologías.

En ese sentido, algunos analistas sugirieron que estos problemas se resolverían si la industria eléctrica pasa a un esquema de libre mercado y competencia.

Veamos pues, cómo han evolucionados los modelos del sector eléctrico en una economía de mercado.

2.5 Estructura y evolución de los mercados eléctricos

En este apartado vamos a describir los conceptos teóricos de las estructuras y evolución de los sistemas eléctricos y la interrelación entre los agentes en un mercado liberalizado.

En primer lugar, hay que resaltar que la industria eléctrica se caracteriza por la presencia de economías de escala en sus diferentes segmentos (generación, transmisión y distribución)⁴³.

En segundo lugar, durante la mayor parte del siglo pasado (XX), con el desarrollo propio de la industria eléctrica, la integración vertical⁴⁴ y los monopolios eran el formato a seguir (la estructura más común en el sector eléctrico es un sistema verticalmente integrado, en muchos países a nivel nacional, regional o municipal).

Por lo tanto, para la compra de la energía eléctrica por los usuarios, se tenía una sola empresa que suplía el servicio, que a la vez generaba su propia energía, la transportaba y, finalmente, se la entregaba en condiciones de uso al consumidor. En otros casos, existía una separación entre la empresa distribuidora y la empresa generadora y transmisora, que estaban integradas, pero los usuarios tenían que comprar la energía en el área de concesión restringida a la misma empresa distribuidora.

La integración vertical suele producirse por la necesidad de reducir costos en el proceso de producción, principalmente los costos de transacción -que define Coase (1960)- sobre el origen y naturaleza de la firma, y para aprovechar tecnologías y economías de escala, reducir costos legales contractuales y beneficiarse de monopolios y poder de mercado.

⁴³ La cadena de valor en la producción de electricidad parte de la obtención de las fuentes primarias de energía (combustibles fósiles, petróleo, el carbón, el gas natural o en la disponibilidad y el uso de recursos como el agua, el mar, viento, intensidad solar, nuclear, calor de la tierra, entre otros) que alimentan al generador; luego se transporta en líneas de transmisión a alto voltaje, para luego llegar a los consumidores a través del sistema de distribución. La industria eléctrica, en términos generales, tiene las características de un monopolio natural, principalmente cuando se analiza la parte del sistema de transmisión a alto voltaje y la parte de distribución a los usuarios finales; sin embargo, en la parte de producción de energía (generación) se puede simular condiciones de un mercado competitivo.

⁴⁴ El concepto de integración vertical lo define Perry: “si para producir un sólo producto se usan al menos dos procesos de producción, y una parte o la totalidad se emplea como insumo, entonces la empresa está integrada verticalmente” (Perry, 1989, 195). En el caso del sector eléctrico, cuyo único producto es la electricidad, se utilizan 3 procesos (la generación, transmisión y distribución), ajustándose a la definición de integración vertical de Perry.

La empresa eléctrica verticalmente integrada en algunos países era privada y en otros estatal; sin embargo, se defendía el concepto de que la eficiencia se lograba evitando los costos de mercado y transacciones que implicarían una desintegración.

No obstante, la eficiencia de la empresa eléctrica verticalmente integrada se ha puesto en duda. Por ejemplo, en esta estructura verticalmente integrada los precios o tarifas de los consumidores finales son fijados mediante un organismo regulador a costos medio del monopolio total más un nivel de ganancia. El costo medio en la estructura verticalmente integrada buscaba remunerar todos los costos del sistema, lo que hace que la empresa en su conjunto no tenga incentivos especiales para incrementar la eficiencia y reducir los gastos de capital para la expansión.

También en el caso de las empresas privadas que manejan monopolios verticalmente integrados, indica Belyaev “que debido a la forma de reconocer los costos medios en la tarifa, se tiende a sobre-dimensionar el costo de capital fijo y se convertía en un mecanismo de sobre-inversión, acelerando la instalación de nuevas centrales de generación, que en muchos países llevó a un exceso de capacidad instalada con reservas de hasta el 40%” (Belyaev, 2011, 51). Estos sobre-costos deben ser pagados por los consumidores y la sociedad en su conjunto.

El caso particular de la industria eléctrica, en la cual prevalecen condiciones monopólicas para algunos segmentos, o concentraciones oligopólicas para otros, la forma como se estructure el sector resulta relevante.

Por lo tanto, a partir de la década del 70, después de los cambios geo-políticos y doctrinales globales, se inician discusiones sobre el modelo del sector eléctrico, en relación a los monopolios, la desintegración, las inversiones y los incentivos que impulsan la eficiencia en un mercado competitivo.

Los primeros pasos hacia la desintegración vertical y horizontal de la industria, y, por lo tanto, la creación de mercados eléctricos competitivos aparecen en 1978 en Estados Unidos, con la aprobación de la ley de regulación de los servicios públicos que decreta que las

empresas eléctricas deben comprar energía a generadores y co-generadores calificados. Luego sigue Chile, en 1982, donde se crea un mercado mayorista para generadores y grandes consumidores. Para la década del 90 se introducen mercados competitivos similares al de Chile en Europa, iniciando por Inglaterra, y luego sigue la tendencia hacia los países de América Latina.

En este contexto, los principales modelos de operación del sector eléctrico evolucionan desde el monopolio y la integración vertical, pasando por una desintegración parcial en el segmento de generación con un modelo de agencia compradora o comprador único; luego a un mercado mayorista en competencia, hasta llegar un mercado liberalizado con competencia en los segmentos de transmisión y distribución.

En estos esquemas, los objetivos de la competencia se logran por la separación de las actividades y limitaciones de participación entre los agentes. Pérez y Ramos-Real definen “cuatro niveles posibilidades de desintegración partiendo del modelo tradicional que delimitarán distintos tipos de reformas del sector eléctrico. Estas alternativas son: la separación entre la generación y la gestión de la infraestructura de transporte, la separación entre ésta y la gestión de la capacidad de generación a través de un despacho económico, la separación entre el transporte y la distribución y, finalmente, la separación entre la distribución y la comercialización” (Pérez y Ramos-Real, 2007, 174).

En cuanto a la operación de mercado, las alternativas posibles se resumen en 3 esquemas:

1. *La agencia compradora o comprador único*: Es el esquema que centraliza las ofertas de producción a corto plazo de los distintos agentes generadores, mediante un procedimiento de concurso donde el comprador selecciona según criterios de transparencia y no discriminación al agente generador. La demanda o cliente que esté calificado puede acceder al mercado a través del comprador único que adquiere y transporta la energía.
2. *El mercado de contratos*: Donde los distintos generadores y las empresas distribuidoras o clientes calificados realizan contratos bilaterales libremente

pactados que pueden ser a corto, medio o largo plazo, mientras que la red se limita a transportar la energía.

3. *El mercado de ocasión o spot*: Donde se realiza un despacho económico de los generadores de acuerdo a la demanda de los distribuidores y clientes conectados a la red de transmisión. Paralelamente a los mercados spot, también se pueden crear mercados de instrumentos financieros para evitar la volatilidad de los precios, o la posibilidad de negociar contratos bilaterales directos entre los productores y los consumidores para diferentes periodo de tiempo.

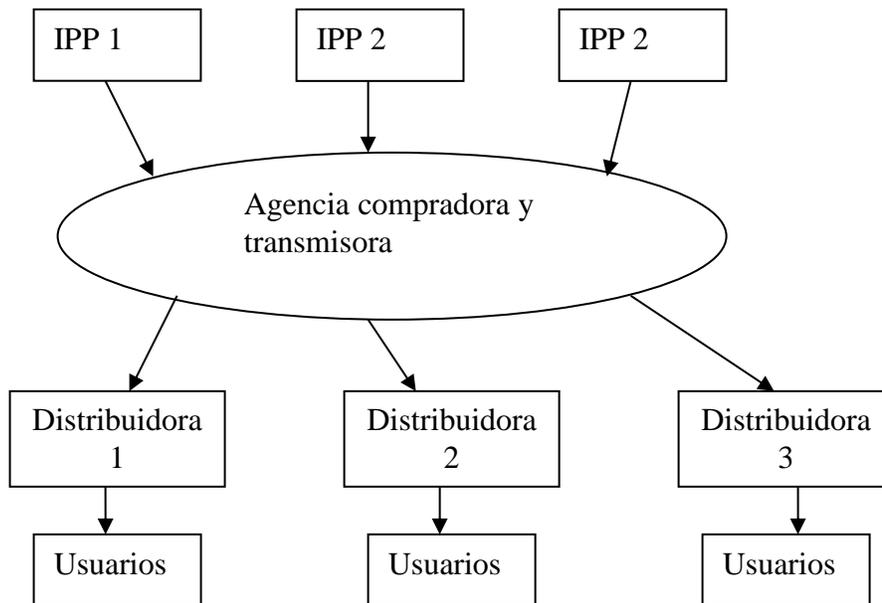
2.5.1 Desarrollo y evolución de mercados eléctricos en competencia

El primer esquema para introducir la competencia consistió en la desagregación horizontal, pero más hacia el lado de la generación, ya que la transmisión y distribución son servicios de redes físicas y, por lo tanto, presentan condiciones de monopolios naturales.

Veamos cómo se han desarrollados y evolucionados estos modelos de competencia en el mercado eléctrico:

El primer modelo que se plantea es el de agencia compradora o comprador único:

Gráfica No. 3: Estructura de mercado de agencia compradora



Fuente: Elaboración propia.

En este modelo se introduce la competencia en el lado de la generación a través de los productores independientes de energía (IPP por su sigla en inglés), los cuales venden toda la energía a la agencia compradora y ésta luego la suministra a las distribuidoras que, aunque están separadas por empresas, tienen sus clientes cautivos.

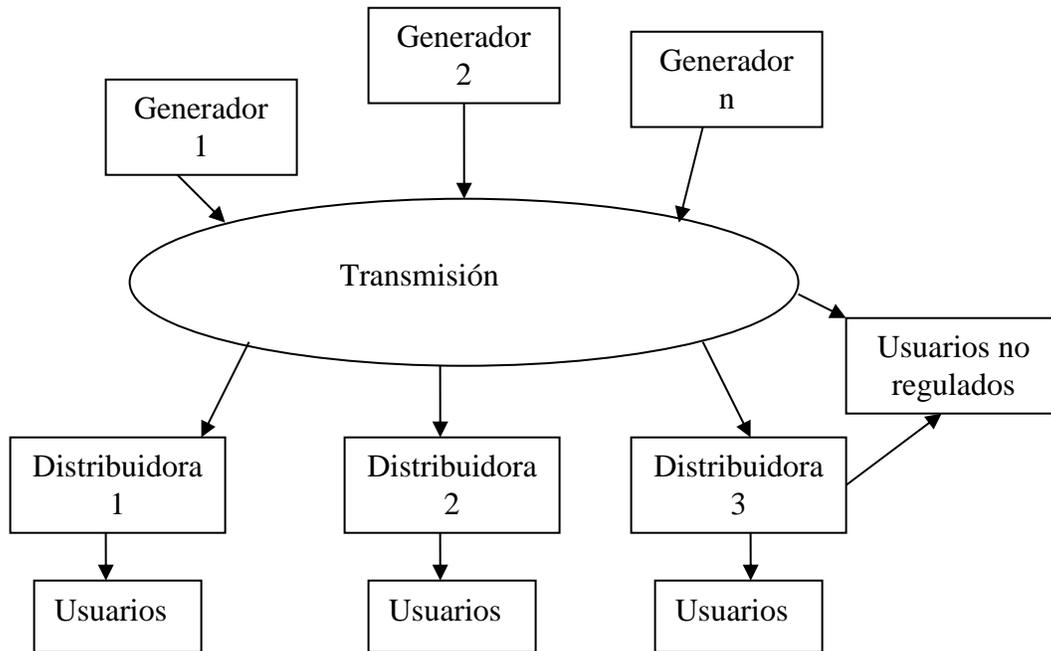
La agencia compradora se encarga de comprar toda la energía de los IPP a través de contratos de largo plazo: los normales han sido de 15 a 20 años, a precios que se determinan en función de la negociación particular entre cada generador IPP y la agencia compradora. Normalmente, estos contratos incluyen un pago fijo para amortizar las inversiones realizadas, más los gastos de operación, de administración y de mantenimiento.

En este esquema el poder del mercado está en manos de la agencia compradora y de los consumidores.

El modelo de competencia se introduce con la estructura desagregada en forma horizontal, (gráfica no. 4 más abajo): varias empresas generadoras de electricidad que compitan entre

sí en base al costo marginal; empresas de transmisión que deben dar libre acceso a la red; empresas distribuidoras, comercializadoras y los usuarios no regulados que puedan comprar energía directamente a cualquier generador.

Gráfica No. 4: Estructura de mercado en competencia



Fuente: Elaboración propia.

El mercado mayorista de electricidad donde compiten los generadores se organizan a través los precios de la libre competencia, basado en el costo marginal, en el cual los generadores pueden vender su energía ya sea a través del mercado de ocasión o spot, o a través de acuerdos bilaterales en contratos negociados libremente.

Las transacciones del mercado de ocasión o spot se llevan a cabo en tiempo real, con intervalos de tiempo de una hora, comúnmente, de acuerdo a los volúmenes de inyecciones de energía (oferta) y extracciones (demanda). El procedimiento de cálculo se basa en las ofertas y demandas registradas en el día anterior (pre-despacho del mercado). Los precios del mercado de ocasión o spot se establecen como el equilibrio que proporcionan la oferta y la demanda dentro de la hora correspondiente de un día.

Los contratos bilaterales entre un generador (oferta) y un distribuidor o usuario (demanda), no intervienen en la formación del precio del mercado de ocasión (todo el volumen se transa en el mercado de ocasión, asignándose los contratos como una demanda particular del generador que posee dicho compromiso).

Adicionalmente al mercado mayorista en competencia, se crea una especie de mercado de servicios auxiliares para garantizar condiciones técnicas de calidad del servicio, como son la capacidad de reserva de unidades generadoras para hacer frente a variaciones de la demanda y de niveles de voltaje, los arranques con equipos adicionales, así como también un mercado de capacidad donde el generador recupere sus costos fijos.

El sistema de transmisión, que facilita las transacciones del mercado, es el responsable de la operación y desarrollo de las redes en alta tensión. Es un monopolio natural que brinda libre acceso a sus redes y que se remunera en base a una tarifa establecida por el regulador.

Existen varias empresas de distribución de electricidad con responsabilidad para el suministro de la energía en zonas geográficas asignadas. Estas empresas, por lo general, están reguladas en base a tarifas que reconocen los costos aguas arriba de la generación y de la transmisión, y suman lo referente a la actividad propia de distribución. Normalmente, se limita la integración con empresas generadoras y se realiza una comparación entre empresas para incentivar a la eficiencia.

Respecto a los usuarios no regulados (no sometidos a regulación de precio), son clasificados por su nivel de consumo, y se persigue que tengan un papel activo en el mercado mayorista, mediante la compra de sus necesidades energéticas directamente a los generadores través del mercado. La mayoría de los usuarios no regulados tiende a conectarse directamente al sistema de transmisión.

En resumen, el esquema de competencia del mercado eléctrico busca, en el lado de la producción (generación), la existencia de un mercado abierto y competitivo en base al costo marginal y sin la intervención de regulador, donde el precio debe estar determinado por las

curva de oferta y demanda en cada momento. El sistema de transmisión es regulado en base a una tarifa de peaje por el servicio. En la distribución las empresas son reguladas en base a tarifas (buscando competencia por comparación de eficiencia entre las empresas) y, recientemente, la creación de grandes usuarios no sometidos a regulación de precios que pueden comprar directamente a empresas generadoras.

Sin embargo, en el lado de la generación, existen barreras económicas que hacen físicamente imposible la libre entrada de nuevos generadores. Las centrales generadoras son inversiones intensivas en capital, que requieren largos períodos de recuperación, por lo que se requiere contratos con ciertas condiciones que permitan la financiación de los proyectos. Del lado de los consumidores, éstos no cuentan con informaciones en tiempo y de carácter completo sobre los precios del supuesto mercado. Ésto, de inicio, plantea una barrera al desarrollo de un mercado en competencia o la búsqueda de otras soluciones (energías renovables) que tengan otras externalidades positivas para la sociedad.

Las condiciones de competencia no ocurren normalmente en el mercado eléctrico:

- Belyaev (2011) plantea que el mercado marginal de ocasión o spot para los generadores no resulta ser un mercado de corto plazo, en el estricto sentido de la teoría microeconomía⁴⁵. Sólo se consideran los costos variables como costos de producción.
- En el caso de los contratos a largo plazo (donde se consideran costos fijos y variables), los precios de estos contratos, en general son confidenciales, es decir, sólo se conocen las empresas y la cantidad de energía transada.

Las condiciones fundamentales de la competencia perfecta –costos mínimos en un mercado marginal de corto plazo, el conocimiento de información válida y a tiempo sobre los precios de los vendedores- no se cumplen. Adicionalmente, la confidencialidad de los

⁴⁵ En un mercado marginal de corto plazo el objetivo es minimizar la función de costo total que incluye los costos fijos -que se agrupa en un costo por capacidad (potencia)- y los costos variables. $CT = a.P + b.t.P$, donde a representa el costo de inversión y $b.t$ el costo de operación para una potencia P . En un mercado de generación existen unidades de diferentes tecnologías, unas que tienen elevados costos de inversión y bajo costo de operación y viceversa. Para minimizar esta función de costo, se requiere escoger la combinación óptima de tecnología, que resulta en el costo mínimo de inversión, igual a la unidad marginal para cubrir la demanda máxima del sistema, más el costo mínimo de operación igual al costo variable de producción.

precios dará lugar a que en el mercado no se den, en general, las señales en los volúmenes de oferta y demanda para la expansión (o contracción) del mercado.

En consecuencia, en la industria eléctrica y bajo estas condiciones, resultaría imposible organizar un mercado normal, similar a los mercados que operan en otros sectores económicos.

Otro aspecto que atenta a la competencia en el mercado es que la mayoría de los países, como forma de garantizar un suministro confiable, han transitado el mismo camino del primer esquema, con la entrada de los IPP, a los cuales se les invitaba a instalar centrales de generación con contratos y condiciones que permitan traspasar el riesgo de la transacción al comprador (el Estado). Es así como surgen esquemas de cobertura para compartir los costos que generarían ciertas situaciones futuras (por cambios en las condiciones previstas en la operación y gestión del activo y por factores externos)⁴⁶.

Sin embargo, al producirse los procesos de reformas, estos contratos con condiciones establecidas y derechos adquiridos deben respetarse hasta su vencimiento, lo que hace muy difícil la operación del mercado en libre competencia, lo que consecuentemente acarrea:

- Los posibles nuevos inversionistas buscarían condiciones similares para poder sustentar sus proyectos;
- Las energías renovables solicitarían condiciones especiales dadas sus características de alto costos de inversión;
- La evolución del mix energético dependería de las condiciones contractuales previas y del marco regulatorio aplicado;
- Se crean condiciones de fuertes barreras de entrada para nuevas inversiones, lo que permite que empresas existentes IPP renegocien contratos con nuevas inversiones a

⁴⁶ Estos esquemas financieros (“project finance”, “production payments”, o el “forward purchase” “BOO”, “BOT”, “Hedges” y “take or pay”) buscan que tanto la amortización de los créditos como el retorno de la inversión de los accionistas tengan como origen único la capacidad del proyecto para generar fondos suficientes. Estas estructuras se encuentran en proyectos que son intensivos en capital, infraestructuras y energía.

cambio de extensiones de tiempo, garantías de pagos, exoneraciones de impuestos y otros instrumentos que atan más la famosa competencia del libre mercado.

En ese sentido, se puede afirmar que el mercado eléctrico no es un mercado en competencia perfecta; por el contrario, la famosa libre competencia (precios libres de mercados) puede conducir a consecuencias contraproducentes en términos de lo que se procura en la economía de mercado.

Veamos a continuación el estado de la cuestión ¿dónde nos encontramos hoy en día en la reforma de la industria eléctrica?.

2.6 Estado del arte

Los antecedentes y el marco teórico que se han presentado muestran que la economía de mercado, la privatización, la competencia y la evolución de los esquemas regulatorios para los diferentes sectores de infraestructura son estructuras muy complejas, con una variedad muy amplia de opiniones, conclusiones y recomendaciones a favor y en contra por los diversos analistas.

Por tanto, analizar las políticas públicas -que son a su vez dependientes del contexto particular de un gobierno y su visión de corto plazo- en los sectores de infraestructura que componen la economía de una nación, resulta una tarea complicada, no sólo por las diversas opiniones que convergen en un mismo punto, sino también por la gran incertidumbre que representan los constantes cambios y fluctuaciones del marco político, legal, económico y social del mundo globalizado de hoy en día.

2.6.1 Estado de las reformas del sector eléctrico en América Latina

Las motivaciones específicas de la reforma de los sistemas energéticos están en la necesidad de adecuar la estructura y el funcionamiento de los sistemas económicos de la región de América Latina al nuevo contexto mundial, después de la crisis de los 80, como afirma la CEPAL (2005).

Después de la segunda guerra mundial y la crisis del petróleo del 70, para América Latina el modelo de crecimiento basado en la expansión del mercado interno no resultaba sustentable, debido a la incapacidad del Estado de captar los recursos y los financiamientos requeridos para sostener este esquema.

En ese contexto, las reformas del sector eléctrico buscaban implementar esquemas que facilitasen, en primer lugar, inversiones frescas al sector; en segundo lugar, una mayor capacidad de autofinanciamiento; en tercer lugar, la expansión de la capacidad de la oferta; y, finalmente, en cuarto lugar, las mejoras en la calidad del servicio al usuario final.

Así, las reformas del sector eléctrico procuraban la atracción de inversión extranjera, el surgimiento de un mercado eficiente en competencia, tarifas sustentadas en criterios económicos, eliminación de subsidios generalizados, y la aplicación de programas de ahorro y eficiencia energética. Esta ambiciosa pretensión se sustentaba en:

- la desagregación horizontal de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización;
- la prohibición o limitación de la participación de una misma empresa en más de una parte de la cadena;
- procurar un esquema de libre mercado en aquellos subsectores que puedan competir libremente;
- y la regulación con tarifas de los monopolios naturales, principalmente, las redes de transmisión y distribución.

Los primeros años de la reforma muestran un rápido crecimiento de las nuevas inversiones, principalmente en el segmento de generación, y un poco más moderado en la parte de distribución y transmisión (Herz, Kappen y Monari, 2005):

Tabla No. 1: Participación privada dividida por segmento generación, transmisión y distribución

	Generation	Transmission	Distribution
Argentina	60%	100%	70%
Bolivia	90%	90%	90%
Brazil	30%	10%	60%
Chile	90%	90%	90%
Colombia	70%	10%	50%
Costa Rica	10%	0%	10%
Dominican Republic	60%	0%	50%
Ecuador	20%	0%	30%
El Salvador	40%	0%	100%
Guatemala	50%	0%	100%
Jamaica	20%	0%	0%
Mexico	10%	0%	0%
Paraguay	0%	0%	0%
Peru	60%	20%	80%
Trinidad & Tobago	40%	0%	0%
Uruguay	0%	0%	0%
Venezuela	20%	10%	40%

Fuente: Tomado Herz, R; Kappen, J. y Monari L. (2005) “Study on Investment and Private Sector Participation in Power Distribution in Latin America and the Caribbean Region”, pag. 5.

La operativa del mercado mayorista ha estado basada en esquemas de costo marginal, subastas de precios o contratos entre los agentes. Muchos de estos esquemas de operación tienen que ver con las características de los activos de la producción; es decir, lo relativo a la tecnología, las centrales térmicas, las hidroeléctricas o las turbinas a gas, el esquema regulatorio aplicado, la participación del Estado y las restricciones de integración entre los agentes de generación ,transmisión, distribución y comercialización.

El área de generación de la energía eléctrica pasa de un despacho en base a disponibilidad de los activos a la implementación de un sistema a costo marginal:

- Despacho económico horario centralizado en base a costos variables de producción auditados por el regulador;
- Remuneración por potencia firme en base a estadísticas de disponibilidades reales;

- Remuneración por el servicio de regulación de frecuencia; y
- Definición de un costo de desabastecimiento, que dé las señales para la inversión en nuevas centrales de generación en la forma más eficiente posible.

El área de transmisión de energía, que lo constituyen las redes que conectan los centros de producción –oferta- (generación) con la demanda (distribución), es un servicio básicamente de redes físicas, con grandes inversiones, una veces sobre-dimensionadas (para asegurar la continuidad y seguridad del servicio) comparadas con las autopistas y carreteras, por lo que -por definición teórica- es un monopolio natural, que tiene que ser regulado.

Ahora bien, el sistema de transmisión desempeña un rol fundamental en la competencia del mercado eléctrico “la existencia de una línea de transmisión determina que cualquier empresa que ostente algún grado de poder de mercado en el ámbito local, vea amenazada su posición por la entrada de producción proveniente del otro lado de la línea. Esta amenaza impone restricciones al grado de poder de mercado que los productores pueden ejercer en sus mercados sujeto a la máxima capacidad de la línea” (Arrellano y Serra, 2004, 11).

Para la tarificación de este monopolio natural, se plantea un modelo de optimización con restricciones técnicas propias de las redes de transmisión, con base al costo de inversión, operación, administración y mantenimiento del sistema. La inversión se calcula en función de un valor nuevo de reemplazo, y una tasa de descuento con una vida útil de operación de 20 a 30 años. Se definen las instalaciones que forman parte de la red de transmisión y se calcula el costo del sistema de transmisión. La definición del sistema de transmisión debe realizarse por los períodos que precisen la regulación o cuando se incorporen nuevas redes o generación al sistema.

En ese sentido, en la mayoría de los mercados privatizados, se ha elegido el esquema que remunera el sistema de transmisión en base a un peaje (cargo) que valora las pérdidas técnicas en las redes de transmisión en función de los costos marginales de corto plazo,

asignando cargos nodales (llamado factores nodales) en cada punto del sistema⁴⁷. En adición a estos cargos nodales, se establecen cargos adicionales como costos fijos (por ejemplo, cargo por derecho de conexión relacionado a la capacidad); ésto funciona como un complemento a los ingresos que se obtienen por el peaje calculado en base a las pérdidas marginales del sistema de transmisión.

Para el área de distribución y comercialización de energía a los usuarios finales, la estructura está basada en una remuneración por Valor Agregado de Distribución (VAD) sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados.

Se puede resumir el estado del marco operativo y regulatorio en los países que han transitado la reforma y privatización la tabla No. 2 más abajo:

⁴⁷ Para explicar el concepto de peajes y cargo nodales, se realiza una similitud a una carretera que conecta una granja y el lugar de venta (supermercado). Se determina la anualidad de la inversión, más operación y mantenimiento de la carretera, este valor corresponde a la remuneración que debe recibir el propietario de la carretera (línea de transmisión) por su servicio de transporte de los productos (caso eléctrica), que debe ser igual al peaje, para esto se determina un factor del costo de los productos en la granja y otro en el supermercado (cargo nodales), que representan las pérdidas marginales en cada punto. Si el costo de un producto en la granja es US\$ 5 pero por su ubicación tiene una pérdida marginal de 3% el costo del producto es $US\$ 100 \times (0.97) = US\$ 97$, llevarlo al supermercado ubicado al otro extremo tiene una pérdida marginal de 5% al entregarlo el costo es $US\$ 100 \times (1.05) = US\$ 105$. La diferencia entre estos valores corresponde al peaje de transmisión $US\$ 105 - US\$ 97 = US\$ 8$.

Tabla No. 2: Privatización del sector eléctrico por país características principales del marco regulatorio

País	Año privatización	Sectores privatizados	Características principales
Chile	1986	Generación, Transmisión y Distribución	Mercado spot a costo marginal, 57% generación hidro, no existe separación de las actividades de generación, transmisión y distribución. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Argentina	1991	Generación, Transmisión y Distribución	Mercado spot a costo marginal, 40% generación hidro, transmisión con acceso a la red regulado, distribución zona exclusiva por 95 años. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Brasil	1998	Generación (20%) y Distribución	Mercado spot a costo marginal, 84% generación hidro, el estado posee el 80% transmisión estatal con acceso a la red regulado, distribución deben contratar 100% de la demanda, el estado actúa como comprador único. Regulación de precios en base rendimiento con factor regulado.
Bolivia	1996	Generación, Transmisión y Distribución (50%)	Mercado spot a costo marginal, 40% generación hidro, el estado posee el 50% en las empresas privatizadas (capitalización), distribución deben contratar 80% de la demanda. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Colombia	1994	Generación, Transmisión y Distribución (estatal y privado)	Mercado spot a precio marginal, 77% generación hidro, el generador es también comercializador de energía, quien tiene acceso al mercado. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Ecuador	1996	Generación, Distribución	El Estado interviene en 2002 para asegurar abastecimiento de la generación 45% generación hidro, distribución debe contratar el 70% de su demanda, transmisión única empresa estatal. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Perú	1990	Generación, Transmisión y Distribución.	Mercado spot a costo marginal, 50% generación hidro, libre acceso de la transmisión, la distribución puede hacer contratos sin licitaciones pero con un precio tope. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
El Salvador	1995	Generación, Distribución	Mercado spot a costo marginal, 33% generación hidro, alta concentración de mercado en un solo agente, libre acceso de la transmisión y la distribución. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Guatemala	1996	Generación, Distribución	Mercado spot a costo marginal, 33% generación hidro, acceso regulado a la red no hay exclusividad en distribución. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Honduras	1994	Generación, Transmisión y Distribución.	Mercado spot a costo marginal, 32% generación hidro, acceso regulado a la red no hay exclusividad en distribución. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Nicaragua	1998	Distribución	Mercado spot a costo marginal, 11% generación hidro, acceso regulado a la red. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
Panamá	1998	Generación, Transmisión y Distribución.	Mercado spot a costo marginal, 50% generación hidro, acceso regulado a la red. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.
República Dominicana	1999	Generación y Distribución (50%)	Mercado spot a costo marginal, 15% generación hidro, el estado posee el 50% en las empresas privatizadas (capitalización), la distribución fue reestatizada en el 2003. Regulación de precios en base a costo agregado eficiente.

Fuente: Elaboración propia.

Después de la aplicación de los procesos de reforma, la mayoría de los países han revisado los resultados en procura de la consolidación del desarrollo sostenible de la industria eléctrica a través de nuevas políticas regulatorias y económicas para el sector.

Esta segunda ola de reformas se han enfocado a:

- introducir mayor competencia en la comercialización de la energía, a través de la liberalización de clientes (usuarios no regulados) que puedan contratar sus necesidades de energía directamente con empresas generadoras o comprar en el mercado spot;
- evitar la concentración de capacidad de generación en pocas empresas, que pueda llevarles a tener posición dominante, y a una posible manipulación de los precios en el mercado;
- y remuneración adecuada de los sistemas de transmisión, que den las señales adecuadas para un desarrollo lo más cercano al óptimo, sin sobre-inversiones que paguen los usuarios finales o un sistema ineficiente en cuanto a la calidad de servicio.

En el aspecto de comercialización y liberalización de los usuarios⁴⁸, tiene su justificación en el impulso a la competencia, ya que incrementa el número de compradores y vendedores a través de los comercializadores (Ramírez, 2008)⁴⁹

La situación actual es que en Europa existe un liberalización de 100% (por ejemplo, en España, Suecia Gran Bretaña, Portugal, Bélgica) y en América Latina el perfil de los usuarios libres corresponde a usuarios que sobrepasen determinado nivel de consumo (Brasil 3,000 kW; Bolivia 1,000 kW; Chile 500 kW; Colombia 100 kW; Argentina 30 kW; y República Dominicana 1,000 kW).

⁴⁸ El concepto de comercialización y liberalización de usuarios se refiere a que un usuario final independientemente de su capacidad de consumo puede comprar energía directamente a un agente generador o a un comercializador mediante la negociación bilateral sin la necesidad de ajustarse a un esquema tarifario definido.

⁴⁹ En esta investigación sobre la regulación de la industria eléctrica el autor busca determinar los indicadores que puedan servir como criterio para apoyar la liberalización de los usuarios en el mercado eléctrico, con énfasis especial en el caso de dominicano.

El proceso de liberalización de los usuarios requiere el cumplimiento de ciertas condiciones: nivel competencia del mercado, políticas de subsidios, nivel de pobreza, tamaño del mercado (Ramírez, 2008).

El objetivo de incrementar la participación de los consumidores en el mercado y la reducción de la regulación trae consigo la disyuntiva de cómo continuar la protección de los usuarios y las empresas, mediante el establecimiento de tarifas óptimas que maximicen el bienestar social.

En relación al esquema tarifario aplicado al sistema de transmisión en base al peaje (explicado anteriormente) este esquema ha presentado inconvenientes para recuperar el costo total del sistema de transmisión, en garantizar el libre acceso y asegurar la expansión del sistema a costos óptimos. Cura lo explica: “la mayoría de los sistemas regulatorios de Sudamérica, para la remuneración del peaje de transmisión comparte aspectos comunes, cargos y pago de peaje para asegurar libre acceso, decisiones de expansión en base a costos, presencia de economía de escala, tarificación marginalista y que los cargos de peajes así calculados resultan insuficiente para costear todo el sistema de transmisión” (Cura, 1998, 22)⁵⁰.

Otro aspecto relevante es que debido a que la actividad de transmisión se paga en base al valor nuevo de reemplazo, ésto generalmente implica:

- De un lado, incentivos (perversos) de sobre-inversión, que aumenta el precio del peaje, de otro lado, aumentar las pérdidas marginales mediante sub-inversión para recuperar los costos a través de la valorización de estas pérdidas en la tarifa de peaje.

Esta cuestión se complica como consecuencia de que hasta ahora no existen soluciones explícitas para tratar las indisponibilidades y penalizar el incumplimiento por mala calidad

⁵⁰ Para que el peaje calculado, en función de la valorización de las pérdidas marginales, recupere el costo total del sistema, éste debe estar adaptado, es decir, que las líneas de transmisión se hayan construido con una capacidad exactamente igual a la marginal, debido a que en un sistema de transmisión no es factible, económica y físicamente, construir líneas para transportar un unidad marginal de energía, 1 MW o 10 MW, el sistema, necesariamente, estará sobre-dimensionado, en consecuencia, las pérdidas marginales no recuperan todo el costo.

del servicio, o para garantizar efectivamente el libre acceso al sistema y la aplicación de un mecanismo eficiente de pago de las expansiones e inversiones futuras que realice el propietario del sistema de transmisión.

En Chile, por ejemplo, la normativa ha sufrido cambios en procura de buscar soluciones relacionadas a la tarificación del sistema de transmisión: en el caso chileno, después del fracaso del sistema de arbitraje para el pago de la transmisión, la ley del 2004 introdujo cambios en la responsabilidad, y su proporción (entre la oferta –los generadores- y la demanda –los distribuidores-) del pago al sistema de transmisión por las redes existentes y el financiamiento de la expansión en nuevas redes.

Discusiones similares sobre cómo garantizar la expansión y desarrollo del sistema de transmisión se han dado en otros países de América Latina con mercados eléctricos en competencia. Por lo que la tarificación del sistema de transmisión, actualmente, se considera como un tema no resuelto del todo.

Del lado de la generación de electricidad -impulsado por el fuerte apoyo de la comunidad europea al Protocolo de Kyoto⁵¹, el mercado de créditos de carbonos y los mecanismos de desarrollo limpios- la mayoría de los países ha implementado leyes de incentivos fiscales y financieros para proyectos de generación a través de fuentes renovables, como el viento, agua, solar, geotérmica, marítima, biocombustibles y otros.

La mayoría de los incentivos para la energía renovables consisten en primas de precios fijas, normalmente a cargo del Estado, incentivos fiscales, o prioridad en el despacho para la producción de energía, entre otros.

En síntesis, la consolidación de los procesos de reformas llevados a cabo para apoyar el desarrollo sostenible, y lograr obtener lo que las teorías expresan que son los grandes

⁵¹ El protocolo de Kyoto fue acordado en Japón por 184 países del mundo en diciembre de 1997. Ratificado el 2005, requiere que 37 países industrializados reduzcan sus emisiones en un promedio cercano al 5% por debajo de sus emisiones de 1990 en el período de 2008-2012.

beneficios de estas reformas, no han llegado a esta etapa de maduración, ni en lo económico, ni en lo empresarial, político o social.

2.6.2. El entorno actual del sector eléctrico dominicano

El estado de la cuestión, en el caso particular de la República Dominicana, no es ajeno a los elementos esbozados en el apartado anterior del caso de América Latina.

En el caso dominicano, la reforma siguió los mismos lineamientos que el sistema chileno reformado en 1982. Las características principales del sector eléctrico dominicano reformado se pueden resumir de la siguiente manera:

- Creación de las Instituciones Regulatorias (Comisión Nacional de Energía, Superintendencia de Electricidad, y Organismo Coordinador).
- Desintegración vertical (generación, transmisión y distribución-comercialización).
- Limitación de la integración vertical entre generación y distribución hasta un 15% de la demanda máxima.
- Introducción de competencia en generación mediante un sistema marginalista.
- Distribución separada en tres áreas de concesión.
- Transmisión como actividad monopólica estatal.
- Creación de un mercado eléctrico mayorista, mercado spot y un mercado de contratos.
- Esquema de liberalización de grandes usuarios, no regulados, que puedan comprar directamente al generador con precios y condiciones libremente pactadas.
- Planificación indicativa realizada por el estado.

Respecto a las energías renovables y la liberalización de los usuarios, resulta relevante destacar, en forma más detallada, donde se encuentra, actualmente el sector eléctrico dominicano:

Para las energías renovables:

- En el año 2007 el Congreso nacional dominicano aprobó la ley 57-07 de Incentivos al Desarrollo de Fuentes de Renovables Energía y sus Regímenes Especiales⁵².
- Esta ley procura incentivar la producción de energía eólica, solar y mini centrales hidroeléctricas a través de garantizar un precio fijo por energía producida, que debe ser garantizado por el estado dominicano a través de la CDEEE, mediante la firma de un contrato de compra de energía.
- Prioridad de despacho de las centrales de generación que produzcan energía renovable con el fin de garantizar unos ingresos que hagan viable el proyecto.
- Adicionalmente, se establece la exención impositiva en la importación de los equipos y una gracia de 10 años de no pago del impuesto sobre la renta (hasta el 2022).

La situación actual en el caso dominicano es que sólo un parque de generación eólica de 50 MW ha sido instalado en 2011, ya que los incentivos de precio fijo y prioridad de despacho, aparentemente, no son suficientes para hacer viable los proyectos de energía renovables.

En relación a la liberalización de los usuarios, el sector eléctrico dominicano ha transitado por muchos cambios regulatorios, en términos de señales regulatorias en procura de esta liberalización:

⁵² Esta ley de energía renovable es muy similar a la ley española, como consecuencia de que los consultores que asistieron al gobierno para su preparación eran españoles, copiando prácticamente el régimen de incentivo del país europeo. Es necesario destacar que, por las características de diseño del mercado dominicano, la garantía de un precio fijo y la prioridad de despacho no se adaptan a la estructura marginal del sistema y puede suceder que, si el precio marginal es más elevado que el precio fijo garantizado el agente que opera, la generación renovable tendría que aportar el diferencial de precio al mercado. Adicionalmente, es necesario destacar que el sector eléctrico dominicano depende de fuertes subsidios (2.5% del PIB) y se crean cargas adicionales al estado sin resolver problemas estructurales más urgentes, lo que parece contraproducente desde una lógica económica y de desarrollo.

- En primer lugar, la reforma efectuada en 1999 estableció que la demanda de un usuario debía superar 2,000 kW. En julio del año 2001, con la publicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, se establece un desmonte de esta capacidad hasta llegar a 200 kW en el 2005 para optar como usuario no regulado.
- Para el 2001 se crea un cargo de derecho de acceso para todos los usuarios libres que compren su energía directamente a los generadores; en 2003 la Superintendencia de Electricidad realiza un descuento en la tarifa regulada a los grandes usuarios como forma de desincentivar la salida de clientes libres.
- En el 2006 la misma Superintendencia de Electricidad fija que la demanda del usuario libre debe ser 1,400 kW.
- En el 2007 el Congreso Nacional modifica la ley y establece un desmonte gradual desde los 1,400 kW a 1,000 kW para el 2011, que es donde se encuentra hoy en día.

2.6.2.1 La situación operativa del sector eléctrico dominicano

El BM (2005), en su reporte No. 31741-DO⁵³, plantea que en el país se han realizado muchos estudios del sector eléctrico, basados en un análisis empírico, y resume así la situación del sector eléctrico dominicano caracterizada por:

- crisis recurrentes en el suministro a los usuarios;
- una insuficiencia permanente de los recursos necesarios para financiar los costos del sistema;
- y subsidios insostenibles, agravados por elementos exógenos (crisis financiera del país y aumento del precio internacional de los combustibles).

Las condicionalidades y soluciones que plantea BM en dicho documento se basan en:

- i) actualizar y clarificar los roles de las instituciones que intervienen en el sector;
- ii) separar los roles de accionista y regulador del gobierno en el sector;
- iii) evaluar opciones para privatizar nuevamente las empresas distribuidoras;

⁵³ International Bank for Reconstruction and Development, program document for a proposed Programmatic Power Sector Reform Loan in the amount of US\$150 Million to Dominican Republic.

- iv) extender y mejorar el servicio de energía en las zonas rurales a la vez que se focalizan los subsidios;
- v) fortalecer las redes de transmisión;
- y vi) proteger el medio ambiente.

Sin embargo, no existe un esquema estructurado de cómo ejecutar estas acciones y no se sabe si efectivamente solucionarán los problemas estructurales del sector.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) de la República Dominicana llevó a cabo, en el año 2008, el estudio “Diagnóstico y definición de líneas estratégicas del sub-sector eléctrico” -con el consultor Dussan- donde se plantea la problemática del sector eléctrico y se establecen las perspectivas hacia el futuro. En síntesis, el estudio presenta las siguientes conclusiones (Dussan, 2008)⁵⁴:

- Se constatan dificultades en el proceso de reforma a partir del año 2000, debido a factores externos no controlados por el Estado y los entes regulatorios (los precios de los combustibles se triplicaron, conflictos mundiales y crisis internacionales).
- Se identifican factores internos relacionados con las debilidades en el diseño y aplicación del nuevo modelo de mercado (devaluación de la moneda, crisis bancarias, subsidios y tarifas por debajo del costo).

Para abordar esta problemática el estudio de Dussan (2008) plantea un conjunto aspectos conceptuales, agrupado en 4 ejes:

1. Reducir los precios de generación, diversificar la oferta de energía y promover el desarrollo de energía limpia.

⁵⁴ “Los precios internacionales de los combustibles utilizados para generación eléctrica en República Dominicana aumentaron sustancialmente y han sido muy volátiles a partir de la reforma, como resultado del alza del precio del crudo que se ha quintuplicado en 8 años (de niveles de 12 US\$/bbl a comienzos de 1999 a niveles de 60 a finales de 2006). En los primeros 20 meses de la reforma se triplicaron los precios del gas oil y del fuel oil No 6, que eran los combustibles utilizados en el 77% de la capacidad instalada para la producción de electricidad, lo cual tuvo un impacto considerable sobre los costos de generación. Adicionalmente, durante el año 2003 la situación macroeconómica del país se deterioró dramáticamente en parte por el impacto de la crisis del sector financiero local. El peso dominicano se devaluó un 160% respecto al dólar americano y se presentó una inflación del 50%.” (Dussan, 2008, 49).

2. Implementar una tarifa técnica que focalice los subsidios a los consumidores más pobres y cubra los costos eficientes de suministro de energía.
3. Fortalecer el marco regulatorio y establecer un modelo de mercado mayorista que estimule una expansión, suficiente y a mínimo costo, de los sistemas de generación y transmisión para atender la demanda proyectada.
4. Movilizar los recursos privados requeridos para financiar el programa de inversiones.

Godínez y Máttar (2008) analizan para la CEPAL, en el marco del proyecto “Desarrollo económico y social de la República Dominicana: la última década y perspectivas a largo plazo”, toda la estructura económica del país y dedican un capítulo al sector eléctrico, donde se concluye que: “desde 2002 las autoridades han puesto en práctica diversas estrategias para mitigar los impactos negativos de la carrera alcista de los precios del petróleo sobre los consumidores de electricidad, pero también para garantizar la viabilidad financiera del servicio público, socavada por ingresos insuficientes debido al robo, fraude y facturas impagadas. El conjunto de soluciones adoptadas no siempre se ha caracterizado por su coherencia y consistencia. La mayoría de las veces ha expresado la correlación de fuerzas del momento, perdiéndose la visión de mediano y largo plazo” (Godínez y Máttar 2008, 412).

La situación actual se caracteriza porque las medidas que se toman para tratar de solucionar las dificultades del sector eléctrico son soluciones de corto plazo que no atacan la parte estructural del problema, creando un círculo vicioso descrito por Godínez y Máttar (2008): mala calidad del servicio a los usuarios, tarifas elevadas, suspensión del suministro, subsidios por nivel de consumo, conexiones ilegales, falta de medidores, autoabastecimiento, desconexión de clientes, el no pago del servicio y ausencia de consecuencias.

Resulta relevante aludir al esquema de soluciones para esta problemática del sector eléctrico que exponen Godínez y Máttar (2008, 423), en razón a que, en primer lugar, reconocen que las medidas deben buscarse en lo “interno” y, en segundo lugar, las

acciones deben sostenerse en el “largo plazo” como un plan de nación de un gobierno de turno en las siguientes líneas de acción:

- i) “Disminuir la dependencia petrolera, mediante sustitución de los hidrocarburos por otros energéticos nacionales o importados, aprovechamiento de las fuentes locales de energía, fósiles y renovables, ahorro y uso eficiente de la energía.
- ii) Reducir los costos de abastecimiento, ampliación y mejoramiento de las infraestructura, elevar la confiabilidad y calidad del suministro, ampliar para los hogares el acceso a energéticos modernos y a la posibilidad de consumirlos.
- iii) Elevar la capacidad del Estado para garantizar que el sector energético cumpla su cometido, fortalecimiento de las autoridades tutelares y regulatorias, mejoramiento del marco institucional, legal y regulatorio, cooperación internacional”.

Un estudio más reciente de ITTALI Associates (2010)⁵⁵ describe la problemática del sector eléctrico dominicano como un problema político que bloquea la iniciativa privada, dado que:

- el sector ofrece una muy mala calidad de servicio;
- las tarifas al usuario final son dos veces más altas que el promedio de Centroamérica (el promedio de la tarifa de Centroamérica es de alrededor de US\$ 10 centavos el kWh, mientras que en República Dominicana el promedio es de US\$ 23 centavos el kWh);
- el parque de generación es obsoleto, muy dependiente de los derivados del petróleo, manejado principalmente por el sector privado que ha obtenido grandes ganancias por fórmulas contractuales e indexaciones distorsionadas;

⁵⁵ ITTALI Associates (2010) “Informe de la Comisión Internacional para el Desarrollo Estratégico de la República Dominicana” este informe fue elaborado a solicitud del gobierno dominicano formando una comisión compuesta por: Pepe Abreu, Rosa Rita Alvarez, Cyrille Arnould, Carlos Asilis, José Luis Corripio, Mathilde Lemoine, Jeffrey Owens, Mario Pezzini, Eduardo Jorge Prats, Marc Stubbe, Ian Whitman.

- la falta de inversiones del sector privado para expansión y diversificación de la matriz energética (a pesar de la relativa buena salud financiera del sector de generación);
- y los retrasos en los pagos de las empresas distribuidoras a sus acreedores.

Otra dificultad que resalta ITTALI en su estudio es que la re-estatización de las empresas distribuidoras ha provocado un deterioro gradual y progresivo de los indicadores de gestión en términos de cobranzas, reducción de pérdidas no técnicas y mejora en la cadena de pago.

Para la solución de la problemática, ITTALI plantea una diversificación de las fuentes energéticas con el desarrollo de centrales a gas natural y carbón, y complementar la generación con el estímulo fiscal a proyectos de energías renovables, mejorar la gerencia de las empresas distribuidoras, despolitizar su empleomanía y re-privatizarlas.

El gobierno dominicano, considerando la situación permanente de crisis del sector eléctrico y la insostenibilidad de la misma, lanza la iniciativa del Pacto Nacional para la reforma del sector eléctrico (pacto eléctrico), en busca de aunar un esfuerzo conjunto de las fuerzas políticas, económicas y sociales de la nación, para solucionar la crisis estructural del sector eléctrico.

El concepto del pacto eléctrico es el resultado de los acuerdos políticos que permitieron la aprobación de la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030, en virtud de la Ley No.1-12, de fecha 25 de enero de 2012.

En ese sentido, el Poder Ejecutivo emitió el decreto 389-14, el 13 de octubre 2014, convocando al Consejo Económico Social (CES)⁵⁶ para dar inicio a los trabajos de

⁵⁶ El Consejo Económico, Social e Institucional, fue creado en el 2005, mediante decreto 13-05, como un organismo consultivo del Poder Ejecutivo en materia económica, social e institucional, que tendrá como atribución general conocer y emitir su opinión sobre problemas de cualquier naturaleza que sean de interés nacional, constituyéndose en un espacio institucional permanente de diálogo y deliberación en procura de la concertación social. Más adelante y con la promulgación de la Constitución del 2010, se establece en su artículo 251 la creación de un Consejo Económico y Social (CES) como un organismo consultivo del Poder Ejecutivo en materia económica, social y laboral.

discusión para la firma del pacto para la reforma del sector eléctrico, realizando un acto de lanzamiento el 25 de enero 2015. Este decreto convoca a todas las organizaciones que forman parte del CES, así como a otras entidades del Estado, empresas privadas, partidos políticos, organizaciones de la sociedad civil y cualquier otro grupo que forme parte del sistema eléctrico nacional concernidos, para discutir, redactar y firmar el Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico. Los directores de medios de comunicación nacionales y representantes de organismos internacionales han sido invitados como observadores a acompañar a los actores durante las distintas fases del pacto eléctrico.

Como coordinadores del proceso del pacto eléctrico, el poder ejecutivo designó al ministro de la presidencia, al ministro de economía, planificación y desarrollo, al ministro de energía y minas y al presidente del CES monseñor Agripino Núñez Collado.

Adicionalmente, se creó el comité gubernamental para la reforma del sector eléctrico, conformado por los ministros antes mencionados, el vicepresidente ejecutivo de la CDEEE; el director de la Comisión Nacional de Energía y el Superintendente de Electricidad. Asimismo; se crea el Comité Técnico de Apoyo (CTA) conformado por el ministro de energía y minas, el consejero del ministerio de la presidencia, un representante de la CDEEE, un representante de la Superintendencia de Electricidad y cinco miembros designados por la Comisión Ejecutiva del CES.

Los trabajos del pacto eléctrico se iniciaron en marzo 2015 con la realización de consultas a los actores convocados en el proceso de concertación. Las consultas sobre la problemática y propuestas de solución se dividieron en ejes temáticos, que abarcan: marco institucional y regulatorio, generación, transmisión, distribución, aspectos tarifarios y financieros y usuarios (consumidores), y eje transversales de medio ambiente y de gestión de riesgo.

Las consultas se desarrollaron en tres modalidades: consultas vía la página Web, consultas regionales en todo el país, y consultas a los actores y expertos convocados por el decreto

389-14⁵⁷. Se compilaron 1,105 propuestas, con opiniones muy dispares, desde un extremo (estatizar todo el sector), hasta el otro extremo (privatizarlo por completo).

Muchas de las propuestas presentadas recalcan la problemática del sector eléctrico dominicano (las suspensiones recurrentes del suministro energético a los consumidores, el elevado precio de la tarifa al usuario final, la mala calidad del servicio), y reflexionan sobre cómo afrontar la expansión de la generación, la insostenibilidad financiera, reducir los grandes recursos que aporta el gobierno central y enfrentar la debilidad institucional. En relación a las soluciones, no existen elementos que sirvan de engranaje de las propuestas y ataquen la problemática presentada; existen más bien enunciados que no identifican un plan de implementación y acciones específicas de cómo ejecutar estas propuestas.

En la fase de discusión actual, sólo se han llegado a menos de 100 consensos y -hasta la fecha de presentación de esta investigación- se está en la etapa de discutir los disensos de las propuestas no aceptadas por la mayoría; por lo tanto, el pacto eléctrico se convertiría en otro documento lleno de buenas intenciones, pero sin llegar a propuestas trascendentales para encaminar la verdadera solución del sector.

Se puede apreciar una convergencia de criterios en el *diagnóstico de la problemática* (muchas incertidumbres en todos los aspectos y la caracterización de la cultura de no pago del dominicano) y de las soluciones (diversificación de producción energética, implementar tarifas económicas y sustentables, y realizar una privatización completa) para resolver esta problemática del sector eléctrico dominicano; sin embargo, no se evalúa cómo lograr un acuerdo colectivo de los diferentes agentes sociales para impulsar la aplicación de las medidas y acciones requeridas.

En este sentido, plantear un análisis académico del proceso de privatización del sector eléctrico y su evolución, que abarque más allá del análisis “técnico-empírico” de corto

⁵⁷ El decreto 389-14 convoca, a fines de consulta, discusión y firma del pacto eléctrico, a 32 instituciones gubernamentales, 10 asociaciones sociales y laborales y 17 empresas y asociaciones empresariales. Adicionalmente, se convoca a 55 expertos, sólo con voz, sin capacidad de generar propuestas para integrar en el pacto eléctrico.

plazo y que ataque las causas y no las consecuencias de los problemas que se identifiquen, podría facilitar un diagnóstico común y un acuerdo de nación para lograr un sector realmente desarrollado y sostenible en términos económicos y sociales.

CAPÍTULO III: LA EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LOS PAÍSES DE AMÉRICA LATINA EN EL CONTEXTO DE LA PRIVATIZACIÓN

3.1 Características y evolución de la oferta eléctrica en los países de América Latina

El crecimiento, el desarrollo sostenido y la competitividad de la sociedad moderna no son posibles sin el uso de los recursos energéticos. Esta dependencia energética se ha convertido en una necesidad, específicamente en el consumo combustibles fósiles y de recursos no renovables con un peso importante en la producción de gases de efecto invernadero.

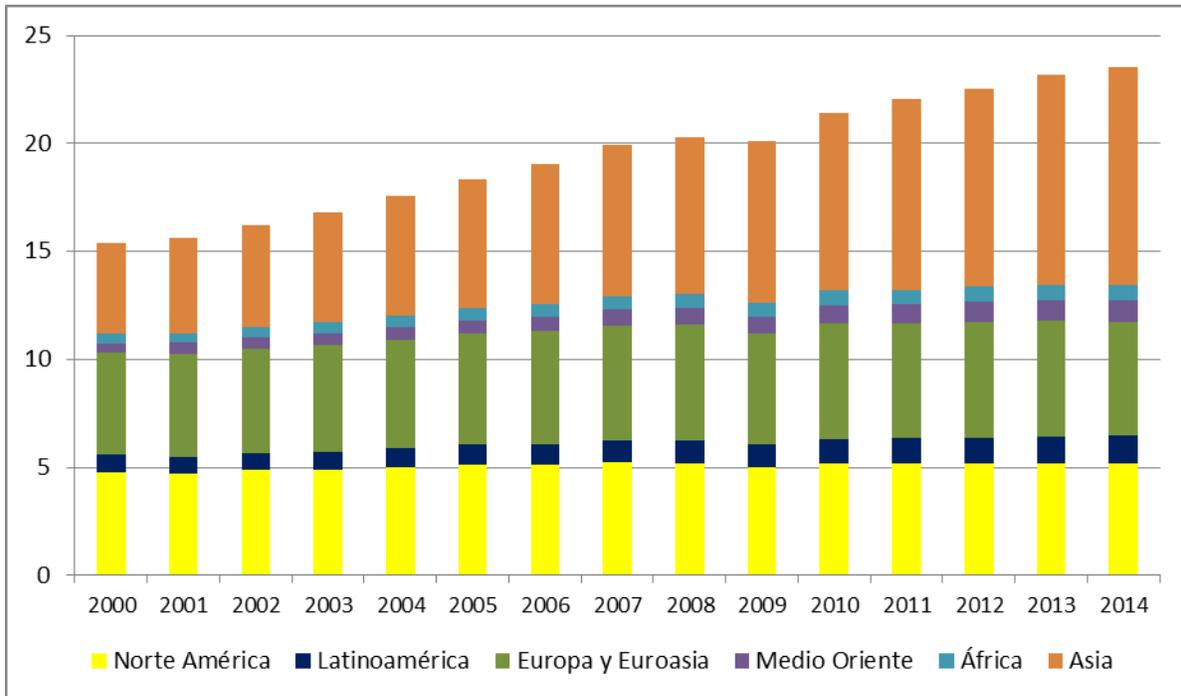
No obstante, la intensidad energética mundial (la que mide la cantidad de energía consumida por unidad de PIB que se produce) ha mejorado en forma continua desde 1990 hasta 2009, a nivel global, según datos publicados por la Comisión Europea y la OCDE; el consumo de los combustibles fósiles, principalmente el petróleo, no ha dejado de crecer desde finales del siglo XIX.

En este escenario energético, el sector eléctrico constituye uno de los mayores consumidores de los combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural y uranio) - el uso de las energías renovables es aún pequeño a nivel mundial-, y consecuentemente, uno de los principales responsables de las condiciones medioambientales de alerta en que se encuentra el planeta actualmente.

Ahora bien, el desarrollo económico de un país resultaría imposible de sostener sin un sector eléctrico eficiente que acompañe este desarrollo. La producción de electricidad a nivel mundial ha tenido un crecimiento promedio de 3.1% anual en los últimos 14 años, este crecimiento está a la par con el crecimiento económico experimentado por la economía mundial en el mismo período, medido con el Producto Interno Bruto (PIB), que fue de 3%, según cifras del Banco Mundial.

A continuación se presenta la generación de electricidad por regiones para el periodo 2000-2014, destacándose un crecimiento sostenido en la región de Asia:

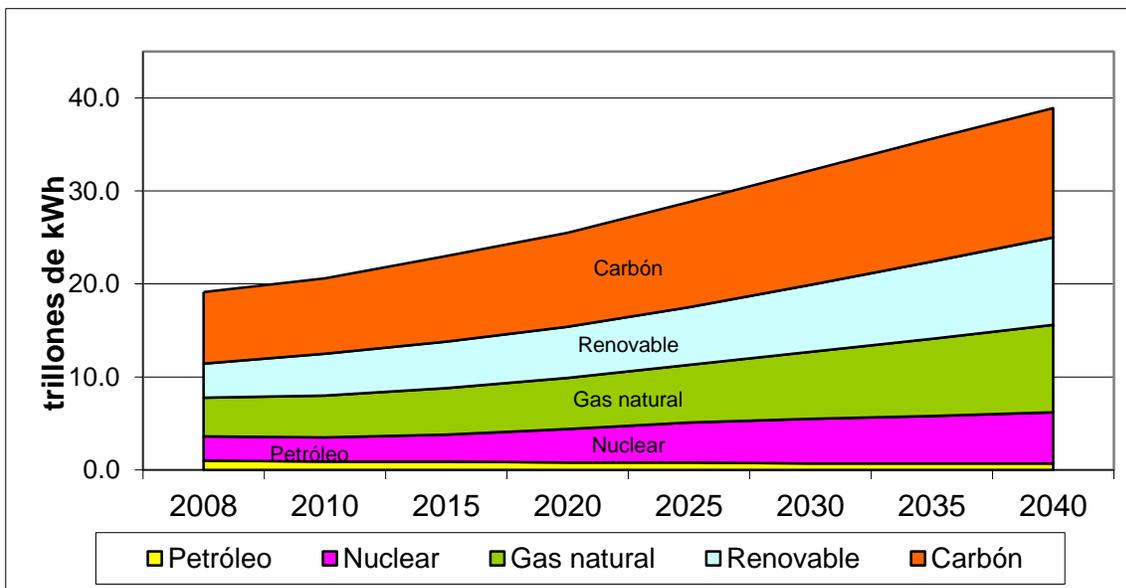
Gráfica No. 5: Generación de electricidad por zona en trillones de kWh⁵⁸



Fuente: Elaboración propia en base al reporte de BP Statistical Review of World Energy June 2015.

La producción de electricidad por tipo de energía primaria tiene la siguiente proyección para los siguientes 25 años:

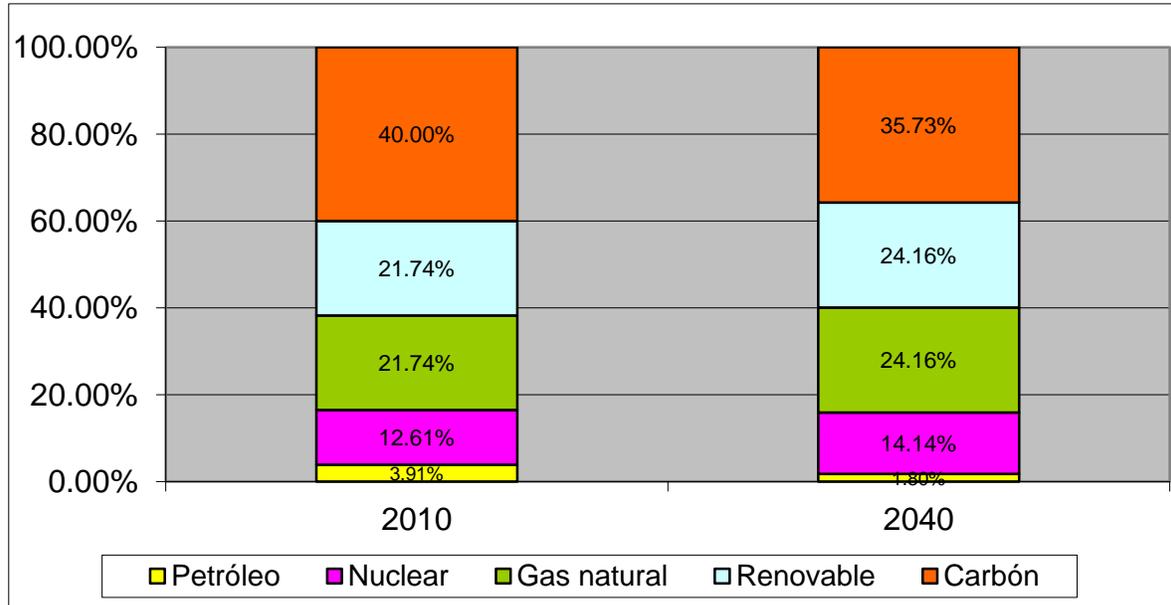
Gráfica No. 6: Generación de electricidad por tipo de combustible en trillones de kWh



⁵⁸ Trillones de kWh = 10¹² kWh.

Fuente: Elaboración propia en base a U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2014. DOE/EIA-0484(2014).

Gráfica No. 7: Participación por tipo de combustible en la generación de electricidad



Fuente: Elaboración propia en base a U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2014. DOE/EIA-0484(2014).

Los principales puntos a destacar son:

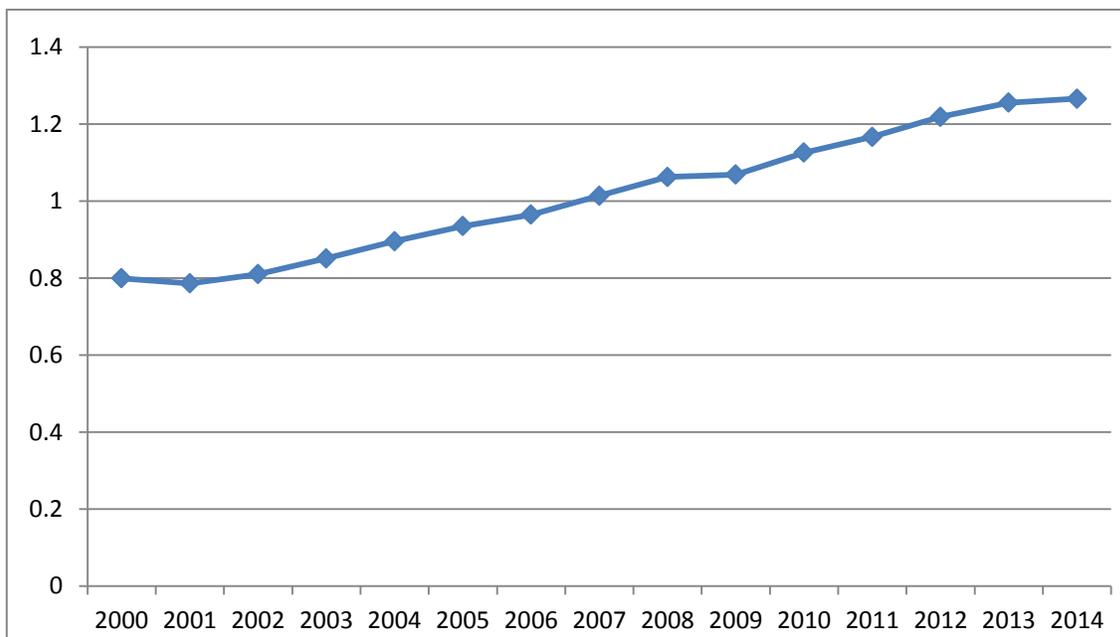
- La reducción del crecimiento en la producción de energía en los próximos años (debido a implementación de programas de ahorros de energía y por el uso de equipos más eficientes); se proyecta un crecimiento de un 2.2% anual hasta el año 2025, luego de un crecimiento del 3.9% en el 2015; para el año 2040 el crecimiento sería de sólo un 1.9% anual.
- Se proyecta un aumento, moderado, en la producción de energía en base a fuente nuclear (por el efecto del terremoto de Japón y el daño a las centrales nucleares, en el 2011, lo que ha motivado que la mayoría de los países implementen un programa de reducción de la producción nuclear para los próximos años). De hecho la proporción de la energía nuclear en relación a la total disminuye para el 2040.

- La reducción del uso del carbón en 5% y el petróleo en un 4%, debido a las restricciones ambientales en el uso de estos combustibles.
- El aumento del uso del gas natural en un 3.5%, impulsado por el descubrimiento de nuevas fuentes de este combustible y la reducción de precio en los Estados Unidos.
- El aumento de un 5% de las energías renovables en función de la conciencia ambiental, principalmente en Europa⁵⁹.

En el caso particular de América Latina, observamos que la producción de electricidad ha tenido un crecimiento constante de 4.2% en el periodo 2001-2011, ésto a pesar de las crisis económicas y el fuerte aumento de los precios de los hidrocarburos en el 2008. Sin embargo, en el año 2013, la generación de electricidad, presenta un crecimiento de 3.02%, por debajo crecimiento de los últimos 10 años, y más drásticamente para el 2014, en el que el crecimiento se situó en sólo 0.82%, aun cuando los precios de los combustibles muestran una tendencia hacia la baja.

⁵⁹ Estos datos muestran que, con estos niveles de consumo y forma de producción, la energía constituye una de las principales preocupaciones de nuestro tiempo. Su influencia sobre nuestro modo de vida, la sensación de vulnerabilidad y sus implicaciones sobre el medio ambiente la sitúan en una de las principales preocupaciones de todos los gobiernos, por lo que los procesos de privatización en el sector energético no deben analizarse en función sólo de los aspectos financieros, también deberían incluirse aspectos sociales y ambientales para poder evaluar el valor agregado en el largo plazo de la privatización.

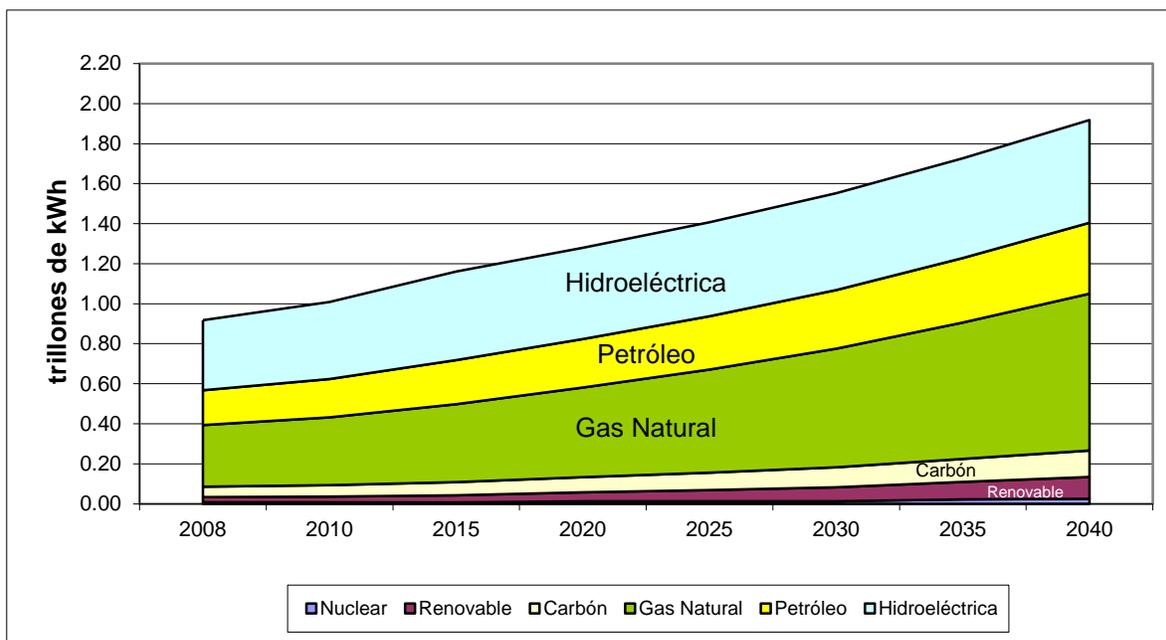
Gráfica No. 8: Generación de electricidad en América Latina en trillones de kWh⁶⁰



Fuente: Elaboración propia en base al reporte de BP Statistical Review of World Energy June 2015.

El abastecimiento de la energía eléctrica y su proyección en América Latina es como sigue:

Gráfica No. 9: Generación de electricidad en América Latina por tipo de combustibles en trillones de kWh



⁶⁰ Trillones de kWh = 10¹² kWh.

Fuente: Elaboración propia en base a U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2013. DOE/EIA-0484(2013).

Analizando cómo ha sido la producción de electricidad por tipo de combustible, se destaca la participación de la energía hidráulica y el del gas natural en relación con el carbón y el petróleo. También es necesario puntualizar que las proyecciones indican que las energías renovables, adicional a las hidroeléctricas, tienden a duplicarse para el año 2040.

Por lo tanto, si sumamos el aporte de la energía hidroeléctrica, como fuente renovable, según la clasificación energética global, América Latina posee la producción energética más limpia del mundo.

No obstante, la composición del petróleo, carbón y gas natural representa un 49%; lo que continuará estresando las economías locales por los elevados costos de adquisición de estos combustibles, las variaciones frecuentes de precios, los conflictos geopolíticos y los efectos de las emisiones al medio ambiente.

Si entrelazamos el comportamiento económico de la región con el sector energético, desde el 2003 hasta el 2008 el crecimiento económico promedio anual fue de aproximadamente de 5%, con una caída a valores negativo entre 2008 y 2009; sin embargo, la región ha logrado resistir a las crisis económica y financiera mundial con mayor éxito que otras regiones, ya que a partir del 2010 presenta un crecimiento por encima del 3% hasta el año 2013 donde vuelve a bajar; (la proyección del crecimiento en el año 2015 es de sólo un 0.5%).

Los factores claves en este comportamiento económico de la región lo constituyen el comportamiento económico mundial (las economías de la Unión Europea, Asia y Estados Unidos), el comercio internacional, las perspectivas de las economías de China y la India, la situación geopolítica del medio oriente y el comportamiento de la demanda interna.

Ante estos aspectos económicos y sus perspectivas futuras, los sectores energéticos juegan un papel fundamental, en el contexto estratégico, como motor para dinamizar la demanda

interna o como fuente de inversión extranjera para la expansión e innovación de nuevas tecnologías, lo que ayuda a mejorar la eficiencia de la región.

El análisis de la evolución de la producción energética, las variaciones de precios de los tipos de combustibles, la explotación y reserva de las fuentes energéticas y el comportamiento económico; resultan bastantes complejos, por sus interdependencias, sus efectos en el medio ambiente y los impactos en la sociedad en general; si a esto se agrega los procesos de privatización que se han llevado a cabo, la ecuación resulta más complicada por los intereses contrapuestos entre las políticas estatales y los objetivos de los inversionistas privados.

Por ejemplo, las políticas estatales para incentivar fuentes de energía renovables requieren de recursos económicos que pueden ir a engrosar capitales externos sin una mejora ambiental en el largo plazo. Los programas de eficiencia energética aplicados de forma aislada pueden resultar en ineficiencias globales para la producción energética o medidas de reducción de la intensidad energética para la producción interna podrían conllevar la desintegración de la producción energética en su conjunto.

Con este contexto global y regional, por demás complejo, pasamos ahora a analizar el comportamiento y evolución de la producción energética de la República Dominicana y los países de Centroamérica que tengan más similitudes.

3.2 Comparación de la evolución de la oferta de energía eléctrica de Centroamérica y República Dominicana

Para poder comparar el sector eléctrico de la República Dominicana con los países de América Latina, en condiciones similares, una primera aproximación lo constituye el tamaño del sector eléctrico, su capacidad instalada y su demanda de electricidad.

Tabla No. 3: Capacidad instalada y producción de electricidad en América Latina

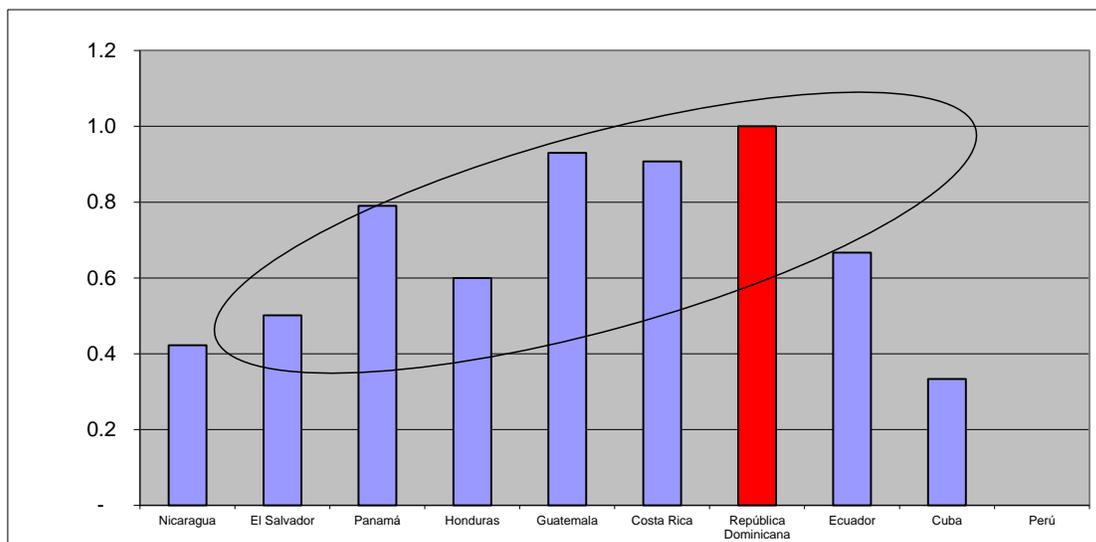
País	Capacidad en MW	Producción en GWh
Argentina	34,000	142,963
Barbados	220	964
Bolivia	1,700	6,999
Brazil	117,000	594,454
Chile	17,000	74,460
Colombia	16,000	67,277
Costa Rica	2,723	9,503
Cuba	5,100	17,870
Ecuador	4,000	17,520
El Salvador	1,504	5,878
Guatemala	2,790	7,914
Honduras	1,799	6,722
Jamaica	1,500	11,563
México	53,000	255,354
Nicaragua	1,267	3,403
Panamá	2,371	10,383
Perú	7,000	30,660
Puerto Rico	5,400	26,017
República Dominicana	3,000	12,961
Trinidad y Tobago	1,800	8,672
Uruguay	2,300	9,671
Venezuela	22,300	117,209

Fuente: Elaboración propia en base a OLADE 2013.

En primer lugar, se observa que algunos países tienen un tamaño de su sector eléctrico muy grande o muy pequeño para tomarlo como una base de comparación con la República Dominicana.

Si se realiza una comparación, en términos relativos en función de la capacidad de generación instalada de cada país, con la República Dominicana (la capacidad instalada de República Dominicana es igual a la unidad y los demás países se toman como la diferencia relativa entre los valores) se aprecia que República Dominicana es comparable con los países centroamericanos (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Ecuador) según se presenta en la gráfica No. 10:

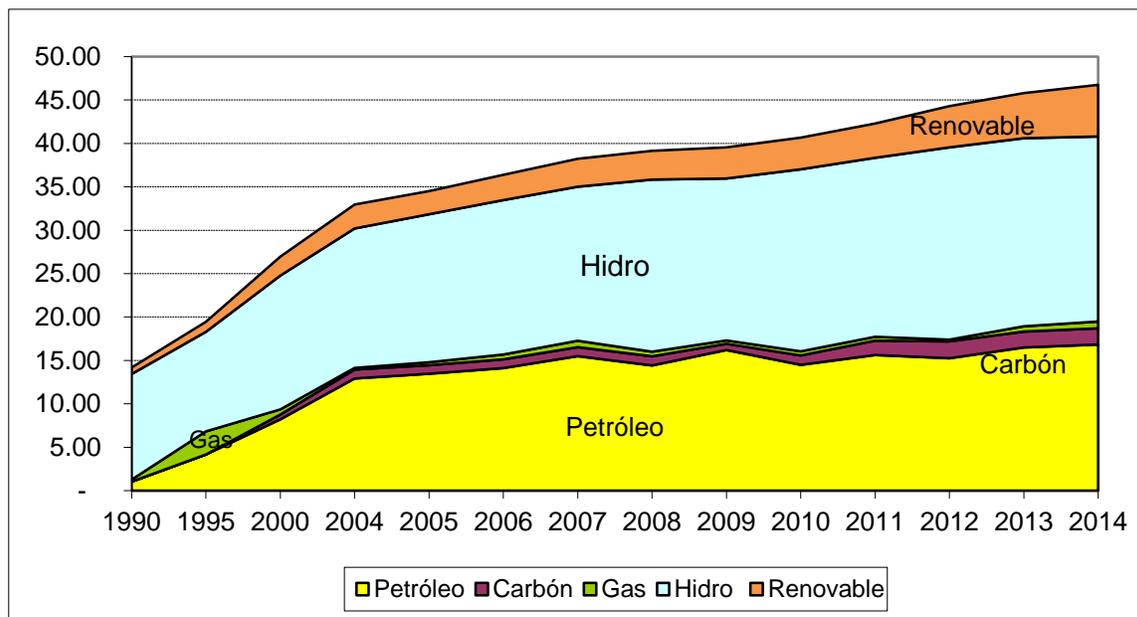
Gráfica No.10: Comparación relativa de la capacidad instalada de República Dominicana y otros países⁶¹



Fuente: Elaboración propia en base a OLADE 2013.

En ese sentido, veamos cómo ha evolucionado la producción de electricidad, clasificada por tipo de fuentes primarias de energía, para Centroamérica, según la gráfica No. 11 más abajo:

Gráfica No. 11: Generación de electricidad en billones de kWh (TWh⁶²)



⁶¹ Países con capacidad instalada menor a República Dominicana se grafican a la izquierda y con capacidad superior a la derecha.

⁶² TWh = 10¹² Wh, equivalente a billones de kWh

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en el informe: Istmo Centroamericano, Estadísticas del Sub-sector Eléctrico. CEPAL (2014), Sede Subregional en México.

Desde el 1990 y hasta el 2007, las estadísticas muestran que la generación de energía en Centroamérica ha tenido un crecimiento anual (en promedio) por encima de 5% y una contracción en este crecimiento a partir del 2008 donde el valor sólo alcanza un 2.5% hasta el año 2011; tiene un repunte en los años 2012 y 2013 con crecimiento de 4.74% y 3.39%, respectivamente; pero cae a 2.1% en el año 2014.

Por un lado, el 36% de la energía que se produce en los países de Centroamérica depende del petróleo, lo cual los vuelve vulnerables a las variaciones de este “commodity” en el mercado internacional. Por otro lado, posee más de 50% en generación hidroeléctrica lo que puede contrarrestar choques externos del mercado internacional del petróleo.

Tomando en cuenta el contexto geográfico centroamericano, las fuentes de abastecimiento de estos países en comparación con la República Dominicana, se muestra en la siguiente tabla (No. 4) de la capacidad de producción por tipo de tecnología:

Tabla No. 4: Capacidad por tipo de generación en Centroamérica y República Dominicana

Tipo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá	Rep. Dominicana
Hidroeléctrica	1,700.3	486.5	986.0	537.7	105.3	1,478.9	500.0
Geotérmica	217.5	204.4	49.2	-	164.5	-	-
Vapor	-	-	14.0	-	169.8	153.9	263.4
Diesel	268.6	675.0	775.1	911.9	482.7	310.1	832.6
Gas	344.0	16.2	250.9	72.5	65.0	146.8	610.0
Ciclo Combinado	-	-	-	-	-	160.9	471.0
Carbón	-	-	242.0	37.0	-	120.0	290.0
Cogeneración	40.0	115.0	473.0	137.5	133.8	-	-
Eólica	148.1	-	-	102.0	145.7	-	33.0
Biogas	3.7	6.4	-	-	-	-	-
Solar	1.0	-	-	-	-	-	-
Total	2,723.2	1,503.5	2,790.2	1,798.6	1,266.8	2,370.6	3,000.0

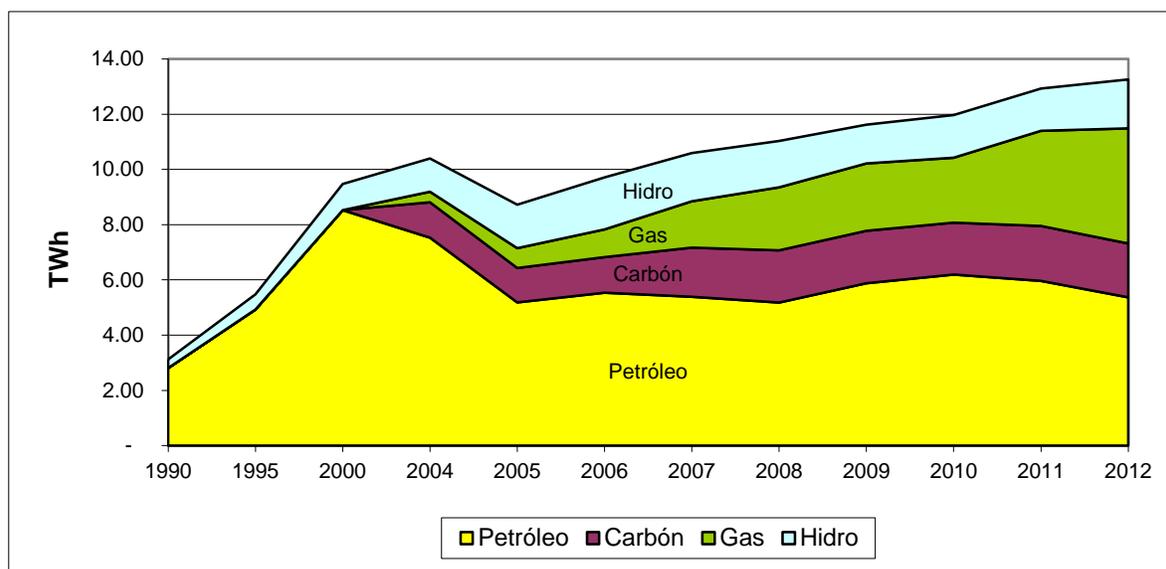
Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en el informe: Istmo Centroamericano, Estadísticas del Sub-sector Eléctrico. CEPAL (2013), Sede Subregional en México.

Un primer análisis de estos datos muestra que la mayoría de los países cuenta con más de un 30% de energía hidráulica, llegando a 60% y 50% en Costa Rica y Panamá, respectivamente. Nicaragua, donde este porcentaje es sólo de un 10%, cuenta con energía geotérmica y eólica que en conjunto representan un 14%, lo que eleva a un 24% el porcentaje de energías renovables con recursos internos y de bajo costo, teniendo además 11% de cogeneración de bagazo de caña de los ingenios azucareros.

En una comparación de las características del sector eléctrico de Centroamérica, presentada anteriormente, con las del dominicano, destacaría que la República Dominicana posee sólo un 16% de capacidad de generación hidráulica, no cuenta con recursos internos de hidrocarburos, ni carbón, ni realiza la explotación en gran escala del potencial de los recursos renovables como el sol y viento (sólo a finales del año 2012 se ha podido desarrollar y poner en operación una pequeña generación de energía renovable, 50 MW eólicos, que representa, apenas el 0.7% de toda la producción total del sistema), lo que implica una fuerte dependencia de la economía local con el mercado mundial de los combustibles, ya que todos los combustibles para la producción de electricidad tienen que ser importados.

En la gráfica No. 12 (más abajo) se presenta la evolución de la producción de electricidad en República Dominicana por tipo de fuente primaria, petróleo, gas natural, carbón, agua, viento y solar, respectivamente.

Gráfica No. 12: Generación de electricidad en República Dominicana en billones de kWh (TWh⁶³)



Fuente: Elaboración propia en base a “Informe estadístico de la CDE 1989-1998” Memorias del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC) 2000-2012 e Informe Estadístico 2012 AES Dominicana.

Esta estructura energética requiere de las importaciones de los derivados del petróleo para la generación de electricidad, lo que influye en el comportamiento de la balanza de pagos y la economía en general del país.

Esta influencia del sector eléctrico, en la práctica, hace más relevante la definición de las políticas de Estado (como se pudo analizar en los antecedentes y el estado del arte), al existir un fuerte vínculo entre el desarrollo del sector eléctrico y la función del Estado.

Fitch Ratings, en su reporte especial sobre el sector eléctrico de Centroamérica y el Caribe, afirma que “existe una vinculación entre el desempeño de los gobiernos locales y la operación del sector eléctrico debido a las características socio-económica y regulatorias de los países de la región, existe aún una alta participación estatal que se manifiesta en base a la propiedad de activos, subsidios y la fijación de tarifa. El crecimiento económico, los acuerdos de libre comercio está impulsado aumento de la demanda de energía eléctrica y con esto la necesidad de instalar nueva capacidad de generación en la región, sin embargo,

⁶³ TWh = 10¹² Wh, equivalente a billones de kWh

el éxito en la atracción del financiamiento necesario para dichas inversiones deberá estar acompañado de marcos regulatorios transparentes y estables, que permitan sustentar por medio de contratos y mercados competitivos los flujos necesarios para sustentar las inversiones”⁶⁴ (Fitch, 2013, 1).

El crecimiento de la demanda de energía y, por lo tanto, las necesidades de expansión de la capacidad de generación, depende no sólo del comportamiento económico del país medido por PIB, sino que también influyen las políticas regulatorias del sector, en lo referente al mercado, las estructuras tarifarias, los subsidios, los programas de ahorros energéticos, la elasticidad de la demanda, la percepción de usuario del servicio y las políticas de Estado hacia el servicio de electricidad que lo pueda considerar como un bien público o como un bien económico.

También es relevante el contexto internacional de grandes fluctuaciones de los precios de los combustibles y el comportamiento económico mundial, principalmente de los Estados Unidos, que tiene una influencia predominante en la economía local de cada país de Centroamérica y República Dominicana.

El gran desafío de los países en desarrollo es “lograr un desarrollo sustentable combinando el crecimiento económico, la seguridad energética, el bienestar de las personas y el cuidado por el medio ambiente. La seguridad energética se está volviendo un tema crucial en las agendas de políticas internas y externas debido al cambio climático y a la fluctuación de los precios del petróleo que impacta principalmente a los países en vías de desarrollo” (Coviello, Gollan y Pérez, 2012, 6).

El primer paso que la mayoría de los países tomaron para enfrentar este desafío fue el proceso de reforma y la privatización de sector eléctrico, de acuerdo a las estructuras de los mercados analizados anteriormente y las teorías económicas que las sustentan.

⁶⁴ Fitch Ratings, Reporte especial sobre el sector eléctrico el sector eléctrico Centroamérica y el Caribe, <http://www.fitchdominicana.com/noticias/CACPowerReport&Conf-PR-Span.pdf> (consultada el 20 de agosto 2013).

Sin embargo, se aprecia que la reforma del sector eléctrico no ha logrado, como se pensaba, que la oferta energética y el sector eléctrico sean un punto de apoyo al desarrollo sostenible de las naciones.

¿Cuáles son las causas de que la privatización no haya operado como el motor de arranque en el sector eléctrico?

En el marco teórico se presentaron opiniones referentes a que algunas de las causas por las cuales la privatización no había logrado la mejora de la oferta energética tienen que ver con el propio Estado (falta de incentivos a la inversión privada y debilidades en el diseño del marco regulatorio) y con la forma en que se llevó a cabo la privatización.

Siendo más específico, por ejemplo, para los países centroamericanos “el sector centroamericano de la energía enfrenta numerosos obstáculos que impiden que la inversión privada en la industria satisfaga las crecientes demandas. Continúa existiendo una extensa incertidumbre regulatoria y, en algunos casos, vacíos regulatorios. Algunos marcos nacionales no son todavía totalmente compatibles con los esfuerzos por promover un mercado eléctrico regional centroamericano. También hay demasiadas disputas sobre fijación de precios e incidentes de robos que llevan a cortes de corriente programados. Esta situación se agrava aún más debido a los altos precios mundiales del combustible” (USAID, 2007).

Existe una amplia gama de opiniones sobre las causas por las cuales la privatización no ha logrado los objetivos que se persiguen con la misma. Para estimar algunas de estas causas a continuación analizamos la evolución del sector eléctrico en Centroamérica y República Dominicana.

La tabla No. 5 resume la evolución del mercado de generación, la capacidad instalada y la energía generada (dividida entre el sector público y el privado), en los países de Centroamérica y República Dominicana.

Tabla No. 5: Capacidad instalada en Centroamérica y la República Dominicana, energía generada por el sector público y privado

Año	Países Centroamericanos			República Dominicana		
	Capacidad Instalada	Energía generada en GWh		Capacidad Instalada	Energía generada en GWh	
	MW	Público	Privado	MW	Público	Privado
1990	4,129	14,175	84	1,256	2,678	443
1995	5,218	17,161	2,430	1,837	3,952	1,525
2000	7,257	13,371	13,585	2,488	2,842	6,630
2003	8,288	12,540	18,767	3,352	1,193	9,203
2004	8,863	12,708	20,252	3,252	1,600	7,123
2005	9,133	13,740	20,764	3,164	1,908	7,803
2006	9,369	14,790	21,590	3,196	1,750	8,843
2007	9,673	15,117	23,112	3,196	1,701	9,329
2008	10,239	16,130	23,015	3,162	1,384	10,236
2009	10,711	14,845	24,710	3,000	1,525	10,444
2010	11,205	16,334	24,334	2,950	1,424	10,848
2011	11,921	16,790	25,502	3,000	1,528	11,399
2012	12,453	16,274	28,023	3,000	1,771	11,585
2013	12,878	16,437	29,371	3,250	1,860	12,000
2014	13,581	16,174	30,680	3,250	1,259	12,205

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en el informe: Istmo Centroamericano, Estadísticas del Sub-sector Eléctrico. CEPAL (2014), Sede Subregional en México y para la República Dominicana, Memorias 2000-2014 del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado (SENI).

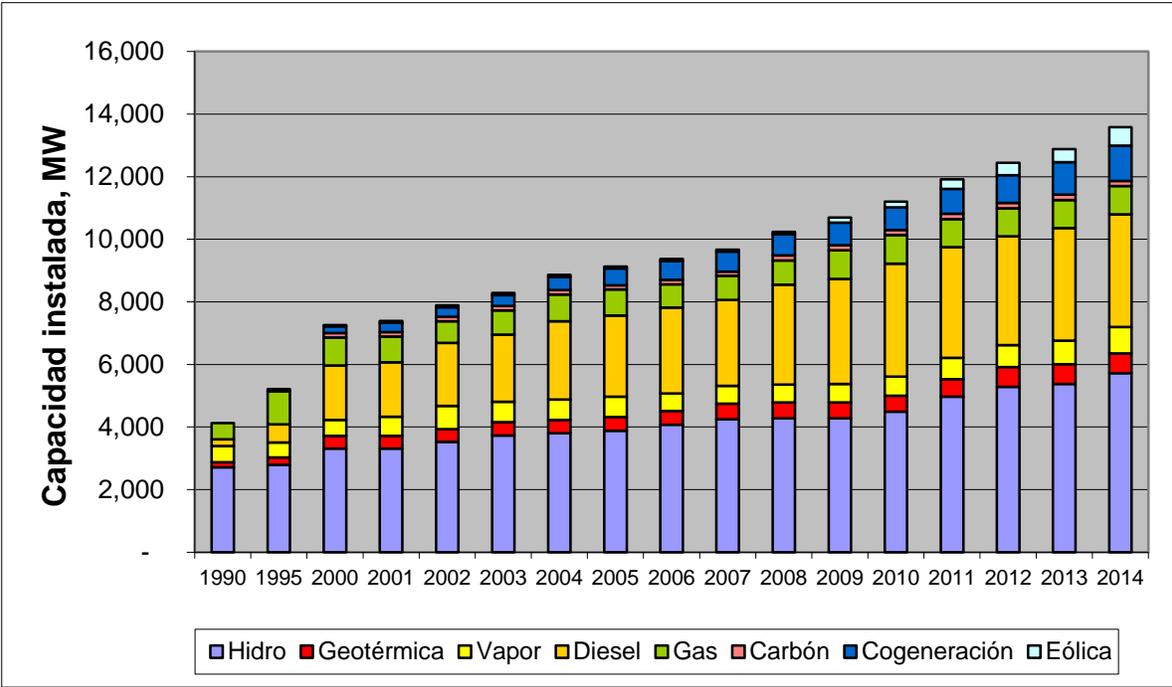
Los datos muestran que a partir del año 1990 el sector privado ha sido el responsable de la generación de la energía por encima del 60%; por lo que se concluye que el sector privado ha tenido la oportunidad de mostrar su eficiencia para suplir la energía requerida en estos países. Para el caso dominicano, a partir de la privatización de la industria eléctrica y el traspaso de las empresas al sector privado en el año 1999, el sector público sólo ha sido responsable de la generación hidroeléctrica, lo que ha representado una participación de sólo 10%, en promedio, llegando un año al máximo de 16%.

La participación privada en el mercado centroamericano es reafirmada en el propio informe de CEPAL (2014) que resume en su página 8: “El 87% de la demanda del mercado eléctrico regional ha quedado bajo responsabilidad de cinco agentes o grupos empresariales, los que prestan el servicio a 93% de los usuarios centroamericanos (alrededor de 31 millones de personas). En orden descendente, el grupo español Gas

Natural (anteriormente Unión Fenosa), con una participación de 22%; EPM, con 21%; ICE-CNFL, con 19%; ENEE con 15%, y el grupo estadounidense AES, con 10%. ICE-CNFL y ENEE son empresas públicas de Costa Rica y Honduras, respectivamente, y el grupo AES sólo tiene presencia en El Salvador y Panamá. Gas Natural, al igual que EPM, tiene presencia en tres países (Guatemala, Nicaragua y Panamá en el caso de la española)”.

Al revisar en detalle el informe de producción de energía del istmo centroamericano, CEPAL (2014), se puede determinar que la capacidad instalada ha evolucionado hacia fuentes no renovables, principalmente a centrales que consumen gasoil, cuyos costos de instalación son más bajos. Los esfuerzos en energías renovables se destacan en Costa Rica, con 196 MW de energía eólica (país que no ha privatizado el sector eléctrico como los demás países), Nicaragua con 186 MW, Honduras con 152 y Panamá con 55 MW (y apenas 8 MW en energía solar para el año 2014). Esta evolución de la capacidad instalada se presenta en la gráfica no.13:

Gráfica No. 13: Evolución de la capacidad instalada por tipo de central, Istmo centroamericano



Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en el informe: Istmo Centroamericano, Estadísticas del Sub-sector Eléctrico. CEPAL (2014), Sede Subregional en México.

Se nota que esta evolución del mix energético obedece principalmente al aprovechamiento de los activos existentes y con costos hundidos, como el caso de las hidroeléctricas, y a la instalación de nuevas unidades de bajo costo de instalación y altos costos de operación, lo que indica una lógica económica de maximización, en el corto plazo, de los beneficios del capital invertido, acentuada aún más después del proceso de privatización en los países mencionados⁶⁵.

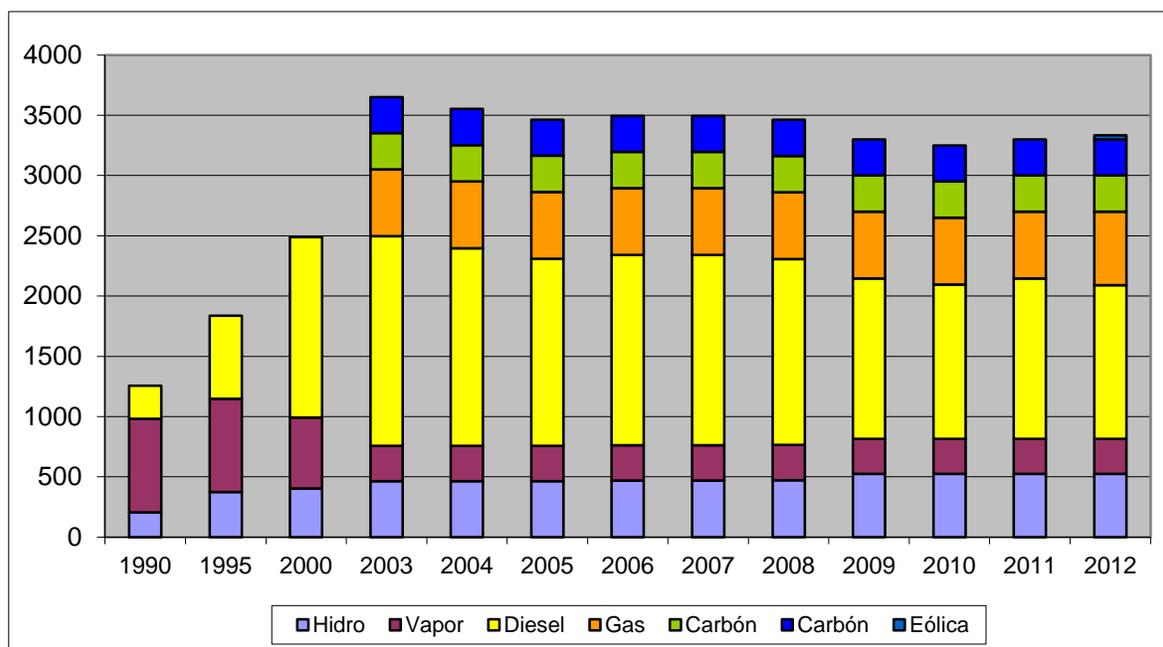
En el contexto dominicano, sumado a la falta de recursos energéticos propios o naturales, la República Dominicana comparte la isla con Haití, donde la carencia de fuentes energéticas es mucho más acentuada que la dominicana; adicional, los países de Centroamérica listados anteriormente cuentan con interconexiones de sus sistemas eléctricos lo que les permite aprovechar mejor los recursos energéticos, su infraestructura y sinergias de estos sectores.

En el caso de la República Dominicana las interconexiones eléctricas (semejantes a la de Centroamérica y la de algunos países latinoamericanos) no resultan factibles económicamente por la lejanía de otros países o de otras islas del área cercana. Por consiguiente, para atender la demanda de energía se requiere la instalación de centrales de generación en cantidad y tamaño que se adapten al crecimiento de la demanda en la forma más eficiente, sin sobre-invertir en tamaños muy grandes (que pueden causar problemas técnicos de operación) o sub-invertir en tamaños muy pequeños (que pueden representar costos ineficientes por pérdidas de economías de escala).

Veamos pues, la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología en la República Dominicana.

⁶⁵ Se puede argumentar, según los conceptos teóricos de la privatización, que el objetivo del administrador privado es la maximización de las rentas y que esto aumenta la competitividad y disminuye los costos, pero surge la duda de cómo hacer converger el desarrollo sostenible de largo plazo de las economías de éstos países y el papel que debe jugar el Estado en esta dinámica, principalmente en su rol de mejorar el bienestar social, que en el caso del sector eléctrico puede medirse con la mejora de la calidad de servicio de los ciudadanos, no sólo por el aumento de rentas de un inversionista en particular.

Gráfica No. 14: Evolución capacidad instalada por tecnología



Fuente: Elaboración propia en base al informe estadístico de la CDE 1999 y actualizado con memorias del Organismo Coordinador 2013.

Estos datos muestran que la oferta de generación en Centroamérica y la República Dominicana, a pesar de la privatización, se ha concentrado en la producción a través de los derivados del petróleo y una menor escala de aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos internos, lo que implica una fuerte dependencia de los derivados del petróleo haciendo vulnerables sus economías y el desarrollo del sector eléctrico.

3.3 Privatización de la industria eléctrica, la estructura institucional y regulatoria en América Latina y República Dominicana

La privatización (en general de los sectores de infraestructura y en particular el de la industria eléctrica), inicia impulsada por el deterioro, por el estancamiento, por la falta de recursos para la expansión y desarrollo de los sectores; por la fuerte influencia de las políticas económicas de libre mercado surgida a partir de la década de 1980; y por la búsqueda de eficiencia y recursos financieros para los gobiernos de turnos de los países en vía de desarrollo.

La privatización ha procurado sustituir al Estado de su rol empresarial señalando (en base a conceptos teóricos y estudios empíricos) la baja eficiencia con la que el Estado ha manejado las empresas de producción de bienes y servicios, las trabas al desarrollo de un libre mercado y la falta de los recursos para invertir en la expansión y en la modernización de las empresas (el Estado debe encauzar los recursos –escasos- hacia la salud y la educación -sectores en los cuales, según se define, corresponde al papel del Estado moderno-. Para los demás sectores el Estado realiza un rol subsidiario y sólo debe regular las actividades monopólicas dejando actuar al libre mercado y la competencia entre los entes privados).

Por lo tanto, la privatización del sector eléctrico se enmarca dentro de un cambio estructural de políticas económicas que apoyen el crecimiento de los países en vías de desarrollo para lograr la convergencia con los países desarrollados.

3.3.1 Evolución de los procesos de privatización en América Latina

La mayoría de los países de América Latina, aunque nos centremos específicamente en Centroamérica y la República Dominicana, para el 1980 estaban en un deterioro social muy grande; la mayoría habían salido de fuertes dictaduras militares, guerras civiles o conflictos internos (guerra civil del El Salvador y Nicaragua, inestabilidad política en República Dominicana, tras el desplazamiento del poder del Dr. Joaquín Balaguer que había gobernado por 12 años después de la dictadura de Trujillo, crisis económicas, e incluso intervenciones externas , la invasión norteamericana de Panamá para la captura del general Noriega).

En un escenario convulsionado, con gobiernos débiles y con un proceso de globalización caracterizado por un pujante comercio internacional, una creciente presencia de empresas transnacionales, la expansión y movilidad de capitales, la volatilidad y las crisis financieras recurrentes y, sobre todo, las condiciones impuestas por los organismos internacionales para prestar las ayudas (condiciones relacionadas básicamente con el decálogo de medidas del *consenso de Washington*, que el economista John Williamson llamó como la fórmula

infalible para enderezar las economías de los países de América Latina), surge la privatización encontrando Estados minimizados, libre mercado y desregulación.

Coincidiendo con este escenario económico, en la mayoría de los países de América Latina, el suministro de electricidad era muy deficiente, por falta de inversión, la carencia de programas rigurosos de mantenimiento a los equipos, y consecuentemente el deterioro del parque de generación de las centrales térmicas; otras variables exógenas, que tienden a exacerbar los problemas de suministro, son fenómenos coyunturales, como la sucesión de años con bajo caudal de agua lo que impide la generación de energía hidráulica.

Con gran fuerza, en la década de los 80, llegaron un conjunto de críticas a la estructura verticalmente integrada y a la evolución del sector eléctrico, hacia la gestión estatal, y la gran deuda de los países de América Latina. Como indican Maldonado y Palma (2004): “la crisis financiera por la que atravesaban las empresas eléctricas debido a muchos casos, a tarifas fijadas políticamente y por debajo de los costos... las devaluaciones monetarias, en los años 80, que se tradujeron en un elevado fardo financiero para las empresas, las que, en muchos casos, se endeudaron para financiar inversiones propias o, presionadas por sus gobiernos, para financiar requerimientos de otros sectores de la economía... la falta de una separación clara en las funciones de planificación, operación y regulación” (Maldonado y Palma, 2004, 10).

Es en este contexto, que tanto los países de América Latina incluido la República Dominicana, inician los procesos de reformas y privatización del sector eléctrico; en la mayoría de los casos, las reformas han consistido en la re-estructuración del sector eléctrico sustituyendo el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas por mercados liberalizados, particularmente en la actividad de la producción de electricidad.

Siguiendo el modelo chileno, que ha sido el pionero en la privatización de su sector eléctrico, países como Argentina, Perú, Brasil, Bolivia y Colombia llevan a cabo la liberalización de la industria eléctrica, cambiando el escenario económico de estos países debido a la obtención de recursos financieros y la mejora en el perfil de riesgo de las deudas. “En la década de los 90, en 18 Estados de Latinoamérica, los ingresos acumulados

de la privatización fueron en promedio de un 6% del PIB. Además, la reestructuración de la deuda permitió reducciones en los tipos de interés y en los calendarios de amortización de la deuda” (Estache y Trujillo, 2004, 80).

También en los países de Guatemala, El Salvador, Nicaragua Panamá y República Dominicana se re-estructuraron sus mercados de electricidad, liberalizando los segmentos de generación, transmisión y distribución, mientras que en Honduras y Costa Rica, la transformación se limitó a la apertura del segmento de la generación⁶⁶.

La reforma y la desintegración de la industria eléctrica trajeron consigo grandes cambios en las estructuras económicas de cada país. Para el año 2002, estos países estaban manejando un total de 125 actores privados en un mercado nuevo conformado por empresas generadoras, transportistas, distribuidoras, comercializadoras y grandes consumidores no sujeto a regulación de precios.

Tabla No. 6: Empresas participantes por sector y país

Países	Generación	Transmisión	Distribución y comercialización
El Salvador	6	1	10
Guatemala	28	2	24
Nicaragua	10	1	4
Panamá	15	1	3
República Dominicana	10	1	3

Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL (2002).

Los principales objetivos que perseguía la privatización del sector eléctrico en los países de América Latina se sintetizan en 3 enfoques: (Covello, Gollan y Pérez, 2012; Rudnick,

⁶⁶ “En Nicaragua en el año 2008 el Estado adquirió una participación nuevamente en el segmento de distribución del 16 % de las empresas Disnorte y Dissur anteriormente propiedad de Unión Fenosa y en la actualidad propiedad de Gas Natural”. Afirmando que “en los cuatro países que reestructuraron su sector, funciona un mercado de generación. En Honduras, se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada” (Estache y Trujillo, 2004, 81).

2005; Maldonado y Palma, 2004; BID, 1998; Estache y Trujillo, 2004; Paz Antolín, 2002; Pantanali y Benavides, 2006):

- Desde el punto de vista económico y financiero: obtener recursos para el presupuesto, incentivar la participación privada, aumentar la inversión extranjera, financiar las fuertes inversiones requeridas en el sector, y controlar la deuda pública.
- Desde el punto de vista de la eficiencia y la competencia: cambiar el modelo verticalmente integrado por una desintegración horizontal, fomentar la competencia, lograr mercados mayoristas competitivos descentralizados de generación, donde cada generador tome decisiones independientes, y administración del mercado por un ente independiente que logre uso eficiente de los recursos.
- Desde el punto de vista social y del papel del Estado: asignar al Estado el rol subsidiario, establecer un ente regulador independiente, establecer un sistema de precios que envíe las señales adecuadas al usuario respecto de los costos reales de usar la electricidad, subsidios transparentes, innovación y nuevas tecnologías para proveer el servicio a los usuarios, reducción de costos y mejora en la calidad del servicio y aumento de la cobertura de la electrificación rural,

También es importante destacar, según indica un estudio de la CEPAL (2001) “la participación privada, a gran escala, en la producción de El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua, se inició en los primeros años de la década de los noventa, como resultado de acciones emprendidas por las empresas públicas de electricidad para solucionar los problemas de escasez de electricidad” (CEPAL, 2001, 7). Este argumento justificativo de la privatización es una variable común en la mayoría de los países latinoamericanos.

Así pues, la República Dominicana inició de manera formal la privatización del sector eléctrico entre 1997 y 1999, siguiendo las directrices generales del proceso de privatización chileno y las aplicadas en otros países de América Latina, y bajo los mismos argumentos: para hacer frente a problemas crónicos en el sector, incluida la baja cobertura, la mala calidad del servicio, la interferencia política, la mala gestión estatal, las distorsiones de precios, las tarifas no económicas y la falta de inversión para la expansión del sistema.

En ese sentido, vamos a contrastar cómo la privatización respondió a los problemas del sector, en términos de producción de energía y mejora en la disponibilidad de las centrales de generación para enfrentar esta problemática.

Según los datos analizados en el apartado anterior, la evolución de la oferta energética obedece al aprovechamiento de activos existentes. La opinión que expresan Maldonado y Palma (2004) de que “la reforma del sector eléctrico en muchos países de América Latina, en particular en aquellos donde se desintegró verticalmente el sistema, se caracterizó por una significativa dinámica de inversión en los primeros años, lo que permitió responder al acelerado crecimiento de la demanda, sin embargo, parte de esa inversión correspondió a la transferencia de activos existentes, más que a ampliaciones de la capacidad instalada” (Maldonado y Palma, 2004, 7), se ajusta a los procesos observados en los países centroamericanos y la República Dominicana.

Por ejemplo, lo expuesto anteriormente se puede comprobar con mayor detalle al comparar las estadísticas del sector eléctrico del istmo centroamericano (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá), y los países de sur América (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú) con la República Dominicana, donde la energía producida por el sector privado se triplica en los primeros 5 años de la privatización (1990-1995):

Tabla No. 7: Energía producida por el sector privado en GWh

	Energía generada por el sector privado en GWh		
	Centro América	Rep. Dominicana	Sur América
1990	2,430	1,837	34,130
1995	13,585	2,488	129,300
2000	18,767	3,352	162,060
2005	20,764	3,164	191,520

Fuente: Elaboración propia, en base a las estadísticas del istmo centroamericano y OLADE.

Ahora bien, un porcentaje de esta energía estaba contratada con fórmulas de precios e indexaciones que permitieron obtener ingresos sin las fluctuaciones de un mercado

liberalizado, y así financiar las inversiones de nuevas centrales de generación o mejorar el parque existente.

El porcentaje de contratación en promedio de los países de América Latina, después de la privatización, era de un 76% como se muestra más adelante.

Tabla No. 8: % de energía contratada

País	% de energía contratada
Argentina	60%
Brasil	80%
Chile	90%
Colombia	80%
Perú	60%
El Salvador	90%
Guatemala	70%
Nicaragua	70%
Panamá	80%
Rep. Dominicana	80%

Fuente: Elaboración propia, en base a las estadísticas del istmo centroamericano y OLADE.

Otros países como Costa Rica, México Uruguay, Paraguay y Venezuela asumieron opciones distintas al modelo chileno de privatización, y más bien optaron por mantener el sistema estatal y permitir la participación de algunos generadores privados independientes, que llevaron una dinámica diferente al sector eléctrico.

Ahora bien, el efecto de mayor inversión en el sector eléctrico después de la privatización se debió a esquemas regulatorios y contratos que garantizaban la recuperación de la inversión con riesgos mínimos para el inversor privado: “El 56% de los contratos firmados durante los años 1990 en América Latina fueron regulados bajo el régimen de *price cap* (precio tope); el 20% con el régimen de tasa de retorno; mientras que para el 24% de los contratos se introdujo un sistema híbrido” (Estache y Trujillo, 2004, 70).

Esta situación no evitó las fallas de los esquemas de regulación ya que, según indica Soto (2009): “En el caso de América Latina se ha destacado el alto porcentaje de privatizaciones con esquemas regulatorios *price cap*, cuyos contratos han sido renegociados. En efecto se ha sostenido que el mecanismo de precios tope incrementa la probabilidad de renegociación de los contratos. Las propias características del esquema lo hacen poco sostenible a lo largo de un periodo considerable, al menos tratándose de un *price cap* puro” (Soto, 2009, 81).

Como se puede apreciar en la evolución del proceso de reforma y privatización, muchas de las causas del éxito o fracaso de estos procesos se le achacan a la estructura institucional y regulatoria y a la forma de operación de los mercados privatizados. En ese sentido, veamos cómo ha evolucionado esta estructura institucional y regulatoria en el sector eléctrico de los países que privatizaron.

3.3.2 Cambios en la estructura institucional y regulatoria de los mercados eléctricos en América Latina y República Dominicana

El funcionamiento del nuevo mercado liberalizado implicaba cambios en la operación del sistema eléctrico:

- En la parte de generación, la creación de un sistema marginalista en base a un despacho económico y transacciones en un mercado mayorista entre los agentes participantes.
- En cuanto al sistema de transmisión, definido como un monopolio natural, en la mayoría de los países fue dejado en manos estatales, regulado en base a una tarifa de peaje.

- La actividad de distribución de electricidad, definida como monopolio natural, fue dividida en zonas geográficas con usuarios sometidos a regulación de precios y remuneración en base a una tarifa que reconoce el valor agregado de distribución, obligatoriedad de dar el suministro a los usuarios que lo soliciten, así como mantener contratos para garantizar el suministro de la electricidad a sus usuarios.

La desintegración de los monopolios estatales, de los países analizados, relegó la actividad estatal a una porción mínima del mercado, como por ejemplo en El Salvador, donde la antigua empresa estatal quedó a cargo de la producción hidroeléctrica. En Nicaragua y Panamá el Estado maneja las empresas dedicadas a la transmisión y a la administración del despacho y los mercados mayoristas de electricidad, y en República Dominicana el Estado maneja en forma directa la producción hidroeléctrica, la transmisión de electricidad y participa en forma indirecta -en un 50%- en las dos empresas de generación térmica (EGE Haina y EGE Itabo) que fueron privatizadas.

Los aspectos principales de los mercados eléctricos de los países suramericanos, centroamericanos y la República Dominicana, después de la privatización, se presenta en la tabla siguiente:

Tabla No. 9: Funcionamiento de los mercados eléctricos privatizados

Países/Funciones	Desintegración vertical	Concentración de la propiedad	Grado de concentración del mercado	Costo marginal	Operador del sistema	Pago de la transmisión	Pago de la distribución	Cientes libres
Argentina	Si	Regulada	Moderado	Precio declarado	Generadores, transmisores, distribuidores y clientes	Precio tope	Precio tope	100 kW
Brasil	Si	No regulada	Altamente concentrado	Costo auditado	Generadores, transmisores y distribuidores	Costo del servicio	Precio tope	3.0 MW
Chile	Si	No regulada	Altamente concentrado	Costo auditado	Generadores	Costo del servicio	Eficiencia	2.0 MW
Colombia	Si	Regulada	Moderado	Precio declarado	Generadores y transmisores	Precio tope	Precio tope	100 kW
Perú	Si	Regulada	Altamente concentrado	Costo auditado	Generadores y transmisores	Eficiencia	Eficiencia	1.0 MW
El Salvador	Si	No regulada	Altamente concentrado	Costo auditado	Generadores y Distribuidores	Costo del sistema	Precio tope	Todos
Guatemala	Si	Regulada	Altamente concentrado	Costo auditado	Generadores, transmisores y distribuidores	Costo del sistema	Precio tope	Todos
Nicaragua	Si	Regulada	Moderado	Costo auditado	Generadores, transmisores y distribuidores	Costo del sistema	Precio tope	No existe
Panamá	Si	Regulada	Moderado	Costo auditado	Generadores, transmisores y distribuidores	Costo del sistema	Precio tope	No existe
Rep. Dominicana	Si	Regulada	Altamente concentrado	Costo auditado	Generadores, transmisores y distribuidores	Costo del sistema	Precio tope	1.0 MW

Fuente: Elaboración propia en base a datos recopilados de los sectores eléctricos de cada país.

Para evaluar las consecuencias de los cambios estructurales en el sector eléctrico por la privatización, resulta relevante destacar 2 aspectos:

1. Las empresas que participan como inversor privado son: la empresa estadounidense AES que tiene inversiones en Chile, Argentina, Panamá, República Dominicana y El Salvador; Unión Fenosa, con inversiones en Colombia, Panamá, Nicaragua y República Dominicana; Ashmore Energy (antigua Enron) y Basic Energy, con inversiones en Honduras, Jamaica y Panamá; se aprecia que son los mismos inversionistas que actúan en un país u otro.
2. La mayoría de estas empresas, antes del proceso de privatización, tenían contratos con los gobiernos para suministrar energía, participando como Productores Privados Independientes (IPP por sus siglas en inglés), en los cuales se tiene que pagar un costo fijo referido a la capacidad de la unidad de generación, produzca o no la energía, este tipo de contrato se conoce como “Take or Pay”.

Por otro lado, se observa también que, dadas las características de funcionamiento del mercado eléctrico, es necesaria la creación de un organismo que se encargue de la planificación, coordinación, operación y administración del mercado. Los parámetros básicos que deben cumplir estos organismos en un mercado eléctrico privatizado son, según lo definen Barker, Tenenbaum y Woolf (1997):

1. El administrador del mercado y el operador del sistema no están controlados por un agente o clase de agentes particular del mercado.
2. El mercado es eficiente y no discriminatorio.
3. El sistema alcanza niveles de confiabilidad esperados.
4. El proceso de toma de decisiones es transparente.
5. El administrador y sus reglas de operación pueden ser cambiadas en un periodo de tiempo razonable.
6. El costo de la gobernabilidad es minimizado.

Según la tabla No. 9 (anterior), la figura de operador del sistema es muy similar en cada uno de los países. Comparando este modelo de operador del mercado y su forma de constitución con los principios mencionados anteriormente, se puede concluir que opera en un esquema aceptable con los objetivos que se procuran.

Sin embargo, se destaca que “a nivel mundial se ha avanzado a nuevas formas de organizar los mercados, más allá del concepto centralizado vigente en Latinoamérica. Buscando lograr una mayor transparencia y superar debilidades observadas en los mercados centralizados, se diseñaron los mercados descentralizados, conocidos como Power Exchange/Independent System Operator (PX/ISO). Estos buscan separar las funciones económico-comerciales de la operación física del sistema eléctrico mediante la creación de dos organismos independientes. La principal debilidad de esta estructura es la dificultad para coordinar la operación del mercado y la operación del sistema eléctrico” (Barker, Tenenbaum y Woolf, 1997, 25).

En el caso de América Latina se aprecia que tanto las circunstancias, los objetivos y el modelo de privatización llevado a cabo fueron muy similares; en ese sentido, veamos un

análisis comparativo de los resultados del proceso que sirvan de base para destacar los aciertos del caso dominicano, y comprobar y contrastar las hipótesis planteadas.

Se esboza que el éxito de la privatización fue en aquellas áreas donde el Estado en su rol de regulador tuvo un fuerte marco normativo y donde se diseñaron mercados para una operación transparente entre todos los agentes. En los otros casos, el proceso de privatización tuvo menos éxito, lo que se vio reflejado en renegociaciones frecuentes y conflictos entre las partes.

Sobre el análisis de los efectos de la reforma del sector eléctrico en los países de América del Sur, Maldonado y Palma (2004), plantean que “en los primeros años de la reforma se produjo un dinámico proceso de inversión, motivado por transferencia de activos a precios muy competitivos y condiciones de operación que implicaba alta rentabilidad, pero que luego se estancó debido a que se inició con marcos regulatorios insuficientemente desarrollados que generaron incertidumbres en el mercados, concentración de la industria, reintegración vertical de algunos segmentos, conflicto entre agentes con la intervención judicial y situaciones climatologías extremas que crearon mayor presión al sistema regulatorio”⁶⁷.

Actualmente, la mayoría de los países (Argentina, Chile, Perú, Panamá, El Salvador, Nicaragua, o República Dominicana) que han liberalizado y privatizado su sector eléctrico enfrentan problemas, en toda la cadena: problemas de desabastecimiento por falta de inversión oportuna, deterioro en las redes de transmisión, subsidios generalizados, debilidad en los esquemas regulatorios y disminución de la calidad de servicio.

⁶⁷ Las deficiencias regulatorias que plantea el estudio se resumen en : “esquemas tarifarios con alto grado de discrecionalidad por parte de los gobiernos, la obligación de respetar los contratos a todo evento, para algunos países, la existencia de grandes centrales generadores hidroeléctricas con capacidad de embalse lo que se traducen una alta volatilidad en los precios de producción, dependiendo de las condiciones hidrológicas, la falta de institucionalidad en la remuneración de los servicios complementarios, la falta de un mecanismo claro en la remuneración del sistema de transmisión y la aplicación de normas claras respecto al peaje de distribución para los clientes libres. Otro aspectos es que el Estado no ejerció su rol de liderazgo en la orientación y desarrollo del sector, mediante la fijación de políticas energéticas, fiscalización y regular la evolución del sector eléctrico con una visión integral, lo que se tradujo en inversiones desequilibradas entre la generación, transmisión y distribución, lo que acarrearón o caídas excesivas de los precios en el corto plazo o falta de solución del abastecimiento en el largo plazo y falta de diversificación de las fuentes energéticas”.(Maldonado y Palma, 2004, 78).

Aparentemente el mercado por sí sólo no resolvió todos los problemas y el Estado se hizo el desatendido.

Se aprecia el entusiasmo y dinamismo que mostró América Latina en los primeros años de la privatización en el sector eléctrico: según datos de Pampillón (1997) y BM (1996), en el período 1990-97, se realizaron más 900 privatizaciones que han significado ingresos por más de 100,000 millones de dólares, siendo América Latina la región que más empresas estatales ha vendido en el mundo, superando a Europa y a Asia en cuanto a número de empresas vendidas; pese a ello, persisten los problemas relacionados con la expansión de la capacidad, la inversión en innovación y nuevas tecnologías, la diversificación energética sostenible, la mejora en la calidad y la cobertura del servicio y reducción de costos al usuario final.

Algunos autores, como Gómez, ya lo preveían: “Existen posturas contrapuestas ante el fenómeno de la privatización de empresas públicas. Sus defensores destacan sus aportaciones a la eficiencia, mientras que otros señalan que si las privatizaciones no van acompañadas de un cambio en los métodos de gestión, el simple cambio de propiedad no va a convertir una empresa ineficiente en eficiente” (Gómez, 1992, 27).

De una forma más radical, Minsburg (2001) afirma “puede decirse que las experiencias privatizadoras en América Latina han profundizado la reestructuración económica en favor de los grupos capitalistas más concentrados ligados a las transnacionales, lo cual ha ahondado los problemas clásicos de la región: estancamiento, estrangulamiento externo y ampliación del retroceso socioeconómico” (Minsburg, 2001, 27).

La privatización del sector eléctrico y la aplicación del marco regulatorio han resultado distintos dependiendo del país y de su situación previa, y de la forma en que se estructuró el mercado y el esquema regulatorio. Muchas influencias tienen los esquemas tarifarios, las exigencias de calidad y los incentivos que se adopten a las fuentes de energía renovables.

Para América Latina, en general, y más específicamente para Centroamérica y la República Dominicana, la experiencia regulatoria de la región se puede considerar que tiene la misma etapa de desarrollo que el proceso de privatización, ya que la mayoría de los entes regulatorios nacen en paralelo con la reforma y la entrada de la inversión privada al sector eléctrico:

- Entre 1996 y 1999 se aprueban los diferentes normativas para regular el sector: en El Salvador, la Ley General de Electricidad (Decreto No. 843), de fecha 21/10/1996; en Guatemala, la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96), de fecha 13/11/1996; en Panamá, el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad (Ley No. 6), de fecha 03/02/1997; en Nicaragua, la Ley de la Industria Eléctrica (Ley No. 272), de fecha 20/04/1998; en la República Dominicana, la Ley de Reforma de la Empresa Pública (Ley 141-97) de fecha 24/06/97 y luego la Ley General de Electricidad (LGE No. 125 – 01) de Fecha 01/08/01.
- La estructura regulatoria de los países centroamericanos y de la República Dominicana es muy similar: se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE) y se le encarga la formulación de las políticas energéticas del país y de planes indicativos de expansión y el mercado se adapte al libre juego de la oferta y demanda, según la normativa vigente y los incentivos propios de la regulación.⁶⁸ La fiscalización del sector se realiza mediante la creación de Superintendencias, encargadas de supervisar los agentes para que cumple la normativa a la vez se encarga del cálculo y aplicación de las tarifas reguladas⁶⁹.

En la mayoría de los países, y también en el caso dominicano, las leyes establecen parámetros y límites para evitar una integración vertical entre las empresas, esto es, que una

⁶⁸ En Nicaragua y República Dominicana se creó la CNE, en Panamá se creó una Comisión de Política Energética con las mismas funciones descritas de políticas energéticas, y en El Salvador y Guatemala, estas funciones se le encargaron al Ministerio Economía y al de Energía y Minas, respectivamente.

⁶⁹ En El Salvador, se crea la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET); en Guatemala, el encargo de regular corresponde la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE); en Nicaragua, el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en Panamá, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) y en República Dominicana, la Superintendencia de Electricidad (SIE).

empresa distribuidora no puede ser propietaria de centrales generadoras. Por ejemplo, Panamá cuenta con una ley antimonopolio y una comisión de competencia económica, la cual podría dictaminar en caso de presentarse prácticas anticompetitivas no contempladas en la ley eléctrica; en Nicaragua la ley establece que los agentes económicos, filiales y accionistas dedicados a la actividad de generación no podrán ser propietarios ni accionistas de instalaciones de transmisión y/o distribución.

En el caso del sector eléctrico en la República Dominicana, se estableció un límite de 15%, es decir, que una empresa distribuidora no puede tener una central generadora propia cuya capacidad sobrepase el 15% de la demanda; adicionalmente sólo pueden tener contratos entre ellas de un 60%, dedicando un 40% al mercado de ocasión; también la ley establece la posibilidad de limitar la concentración de generación en un % que determinará la Superintendencia de Electricidad, en caso de que esta concentración dé como resultado una posición dominante de un agente.

Más de 8 años después del proceso de la privatización del sector eléctrico dominicano, el 16 de enero de 2008, se creó la Ley General de Defensa de Competencia 42-08, ley con carácter de orden público, con el objetivo de promover y defender la competencia efectiva para incrementar la eficiencia económica en los mercados de bienes y servicios, a fin de generar beneficio y valor en favor de los consumidores y usuarios de estos bienes y servicios en el territorio nacional. La ley es aplicable a todos los agentes económicos, sean éstos personas físicas o jurídicas, sean de derecho público o privado, con o sin fines de lucro, nacionales o extranjeras, que realicen actividades económicas en el territorio nacional, incluido también acuerdos y contratos.

Por otra parte, en El Salvador y Guatemala la disgregación contable, o la creación de empresas mercantiles separadas, permiten a un mismo propietario privado realizar actividades en distintos segmentos de la cadena de la industria.

Las entidades reguladoras se han dedicado, principalmente, a la fijación de tarifas para usuarios finales, especialmente en el área de distribución de energía, dejando el mercado de generación libre; no obstante, esta libertad ha motivado intervenciones de los gobiernos a

través de las comisiones especiales, o del mismo ente regulador, para establecer toques de precios en el mercado, cambiar la normativa de operación del mercado, cambios en el esquema de contratación entre los agentes, o, directamente, el gobierno vuelve a participar como agente productor del mercado.

Sin embargo, indica Rozas Balbontín (2009) que “los entes reguladores no contaban con recursos ni autoridad suficientes para actuar como interlocutores de los agentes operadores del sistema, existiendo importantes vacíos e insuficiencias en los marcos legales, en varias ocasiones el regulador ha sido capturado por el regulado” (Rozas Balbontín, 2009, 8).

Aunque en los países de América Latina la regulación se concentró más en los mecanismos de incentivos y de fijación de tarifa -que tenían como objetivo asegurar la inversión en los primeros años de la reforma- ésta no tuvo el efecto esperado. En un buen esquema regulatorio, debe existir cierto grado de compromiso entre la credibilidad de las reglas y la flexibilidad requerida para adaptarse a las circunstancias inesperadas, a las incertidumbres y a los cambios en los intereses de los actores.

En muchos casos, la rigidez del esquema regulatorio ha provocado situaciones de conflictos que se han llevado al ámbito judicial: por ejemplo, situaciones similares han ocurrido en Argentina, Chile, El Salvador y República Dominicana, con consecuencias negativas para el sector, resultando en largas disputas, altos costos legales y profundización del conflicto, por la intervención de agentes no técnicos ni especializados en conflictos propios del sector eléctrico.

Con este progreso del marco institucional y regulatorio, veamos ahora cómo han evolucionados los esquemas tarifarios aplicados al sector eléctrico liberalizado.

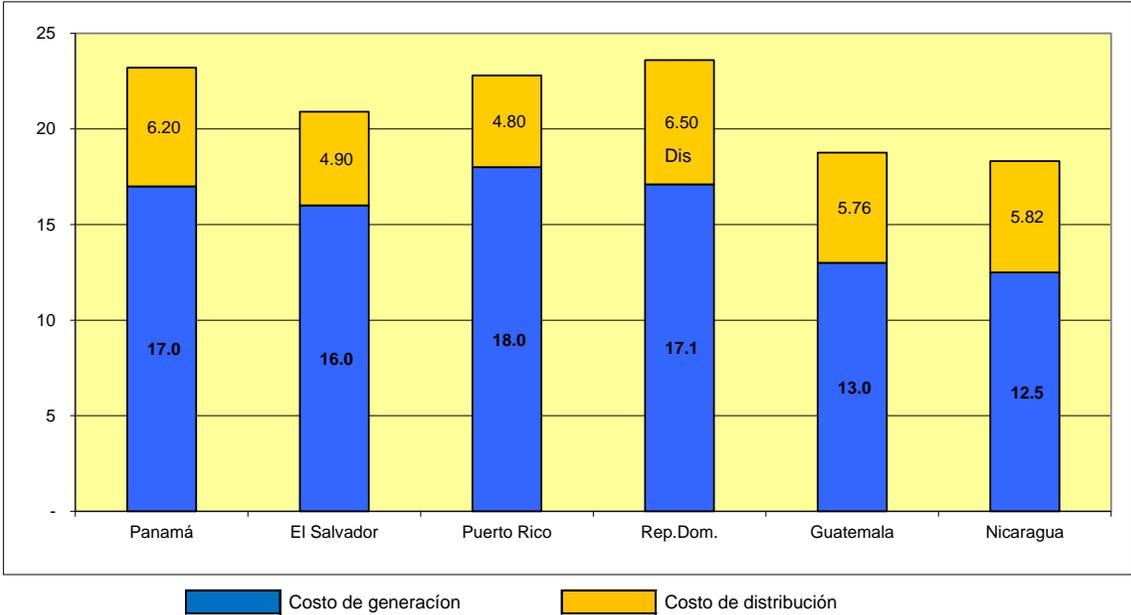
3.3.3 Esquemas tarifarios y subsidios aplicados para el sector eléctrico en América Latina y República Dominicana

Analizando la parte de la estructura tarifaria, la CEPAL indica que el escrutinio y vigilancia de los entes reguladores se ha centrado en la correcta aplicación de los pliegos tarifarios a

los usuarios finales regulados, los que -tanto en cantidad numérica como en consumo total- constituyen la porción mayoritaria de las ventas de energía eléctrica (sobre el 80% en Guatemala; casi 100% en Nicaragua y Panamá; en República Dominicana representan 90%,: en Argentina, Chile y Perú representan el 70%).

Las tarifas reguladas están constituidas por los siguientes elementos: el costo de las compras de energía (que representa entre el 60% al 70%); los servicios de distribución, que corresponden a una porción ubicada entre 25% y 30%; y la transmisión, que representa entre 5% y 8%. Ésto indica que el mercado mayorista de generación es el componente principal de la tarifa y, por lo tanto, el regulador debe procurar el correcto funcionamiento y transparencia de este costo en este mercado.

Gráfica No. 15: Comparación de la tarifa dividida en generación – distribución (2012)



Fuente: Elaboración propia.

La principal debilidad de los entes reguladores, o de los gobiernos, es que esta tarifa real no ha sido traspasada a los usuarios. La actividad regulatoria del sector eléctrico en los países de la región de América Latina ha enfrentado problemas de fijación de tarifas; por ejemplo, “en Chile, cálculos de tarifas con un gran poder discrecional del regulador; en Argentina, reducción de tarifas a límites no rentables para las empresas y en Brasil diferencias entre

los costos y los insumos energéticos utilizados en la estructura tarifaria” (Maldonado y Palma, 2004, 80).

Los principales problemas de la regulación surgen de “la fijación de precios y tarifas en cada segmento, la articulación del mercado spot y la inexistencia de mecanismo de planificación estratégica del sector” (Rozas Balbontín, 2009, 8).

De otro lado, algo que es común en todos los países de América Latina, y más acentuado en los países centroamericanos y la República Dominicana, es que éstos mantienen subsidios a las tarifas, particularmente a los usuarios residenciales.

Los subsidios han tenido básicamente la finalidad de amortiguar los aumentos de las tarifas que debían traspasarse al usuario, según el diseño del marco regulatorio. El objetivo ha sido no someter a los usuarios, principalmente a los más pobres, a aumentos constantes de precios; sin embargo, ésto crea una gran distorsión en la operación del mercado, principalmente cuando el Estado asume el pago de estos subsidios.

En general, para establecer una tarifa social o un rango subsidio, normalmente, se utiliza un límite de consumo de la energía mensual de usuario final.

Una comparación de las estructuras de los subsidios se presenta en la tabla No 10 siguiente:

Tabla No. 10: Subsidios a la tarifa eléctrica

País	Límite consumo kWh mes	Esquema subsidio
Argentina	150	Descuento 40% de la tarifa
Brasil	30	65% descuento
	31-100	40% descuento
	101-220	10% descuento
Chile	Clientes identificados	Pago directo cuando la facture aumente 5%
Ecuador	80	Descuento 30% de la tarifa
Perú	0-30	Descuento 25% de la tarifa
	31-100	7.5% descuento
El Salvador	100	Descuento 80% de la tarifa
Guatemala	300	Descuento 40% de la tarifa
Nicaragua	150	Descuento 45% de la tarifa
Panamá	40	Descuento US\$ 4.0 por mes
Rep. Dominicana	0-200	50% descuento
	201-300	30% descuento
	301-700	20% descuento

Fuente: Elaboración propia.

La tabla anterior, muestra subsidios en rangos de consumos bastantes elevados para los países de Nicaragua, Guatemala, Brasil y República Dominicana; ésto trae consigo aumento de la necesidad de fondos públicos para financiar un sector en el cual el objetivo de su privatización era disminuir el déficit fiscal del Estado⁷⁰.

Otro aspecto a destacar, y que presentan la mayoría de los países comparados anteriormente, y que también se recoge en la ley eléctrica en la República Dominicana, es

⁷⁰ Paz Antolín afirma, por ejemplo: “a pesar de algunos aspectos positivos de la privatización y de la expansión de las empresas transnacionales en los países de América Latina, éstos logros relativos han ido acompañados de otros efectos tales como la subida en el precio, el aumento en la dependencia de las importaciones de hidrocarburos y el mayor impacto ambiental derivado de la generación térmica a partir de derivados del petróleo. Además, el Estado ha tenido que entrar a subsidiar las tarifas y la energía comprada por las distribuidoras rurales como mecanismo para abaratar el coste de la energía lo que ha repercutido negativamente en el objetivo de control de gasto público” (Paz Antolín, 2002, 27).

que se crearon los mecanismos para continuar apoyando la electrificación rural y el acceso de los sectores de la población de menores ingresos al sistema eléctrico, por ejemplo:

- Indica la CEPAL (2002) que los mandatos más firmes se dan en Guatemala y en Nicaragua:
 - a) En Guatemala, siguiendo una política de pago de deuda social, se reservó una porción importante de los ingresos obtenidos de las privatizaciones de las empresas eléctricas a la electrificación rural.
 - b) En Nicaragua, la Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene asignada, además de la estrategia energética nacional, la responsabilidad de la planificación, promoción e implantación de los proyectos de energización rural. Por otra parte, el gobierno también adquirió el compromiso de dedicar parte de los recursos recaudados en las privatizaciones para la conexión de comunidades rurales.

- En el caso de República Dominicana, la ley general de electricidad, crea una Unidad de Electrificación Rural que recibe el 20% de los dividendos que entregan al Estado las empresas privatizadas del sector eléctrico; además cuenta con fondos del presupuesto nacional a través de la Corporación Dominicana de Empresas Estatales (CDEEE), que es la empresa estatal que controla la producción hidroeléctrica y las redes de transmisión.

Tras este análisis y exposición de la evolución de la privatización, el marco regulatorio, las instituciones, la evolución de las tarifas, subsidios y la electrificación rural entre los países de América Latina; resulta revelador las similitudes en cuanto a los objetivos, la implementación, la evolución, los impactos y los resultados; lo que permite analizar y explicar con más detalle el caso dominicano en el contexto de la experiencia latinoamericana.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y EFECTOS DE PRIVATIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA REPÚBLICA DOMINICANA.

4.1 La estructura institucional y regulatoria del mercado eléctrico privatizado: resultados y efectos

El sector eléctrico dominicano se reformó y privatizó sin la existencia de una ley general de electricidad que regulara el sector. La primera etapa del proceso consistió en la aprobación de la Ley de Reforma de la Empresa Pública en 1997, luego se procedió a dividir y desintegrar la estructura de la antigua Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) en las siguientes empresas:

- Empresa Distribuidora Electricidad del Norte, S.A, o EDE Norte
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A, o EDE Sur
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, o EDE Este
- Empresa Generadora de Electricidad de Haina, S.A (EGE Haina)
- Empresa Generadora de Electricidad de Itabo, S.A. (EGE Itabo)
- Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana,
- Empresa de Transmisión Dominicana, S.A
- Corporación Dominicana de Electricidad, (CDE), como una unidad corporativa.

El proceso de privatización se llevó a cabo mediante la entrega del 50% de las acciones y el control administrativo de las 3 empresas distribuidoras y las 2 empresas generadoras, quedando el Estado a cargo de la generación hidroeléctrica y la empresa de transmisión. Las acciones de EDE Norte y EDE Sur fueron adquiridas por la española Unión Fenosa, y EDE Este fue adquirida por firma estadounidense AES Corporation. EGE Itabo fue capitalizada por dos empresas, Gener S.A y Coastal Power Corporation. EGE Haina también fue capitalizada inicialmente por dos compañías de EE.UU. (Seaboard Corporation y Enron Caribe Ltd).

La operación de la nueva estructura del sector inicia, formalmente, con la entrega de las empresas del sector eléctrico para ser administrada por los nuevos socios privados en

agosto del 1999, con las empresas distribuidoras EDE Este, EDE Norte y EDE Sur, y más tarde -en octubre del mismo año- con las empresas generadoras EGE Haina y EGE Itabo.

Cabe destacar que los agentes privados que se asociaron con el Estado para capitalizar las empresas (sujetas por ley al proceso de privatización) en alguna medida tenían vinculación con el sector eléctrico dominicano:

- Unión Fenosa, adquiriente de 2 empresas distribuidoras (EDE Norte y EDE Sur), había trabajado como consultor para la CDE para un plan de restructuración del sector de distribución, por lo que poseía informaciones de área de distribución.
- AES Corporation, tenía un contrato IPP con el Estado dominicano por 20 años para suplir energía de sus facilidades de generación de 210 MW de capacidad, por lo que al adquirir la empresa distribuidora, indirectamente se estaba integrando verticalmente.
- Seaboard y Enron, poseían contratos IPP por 280 MW por 20 años por lo que al adquirir la empresa generadora EGE Haina, se convertía en el actor con la mayor posición del mercado.
- Coastal, tenía participación en contratos IPP de otras centrales generadoras que vendían energía a la CDE.

En ausencia de una ley específica que creara las instituciones para establecer las políticas y regulación del sector, el poder ejecutivo echó mano de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC) – hoy Ministerio de Industria y Comercio- que, mediante su ley orgánica, número 290 del 30 de junio de 1966, establece que esta Secretaría tendría a su cargo el diseño y aplicación de la política energética, así como el cálculo de tarifas eléctricas. Basándose en esta la ley 290 de la SEIC, el poder ejecutivo emitió el decreto número 118-98 del 16 de marzo de 1998, mediante el cual crea la Superintendencia de Electricidad como organismo dependiente de la SEIC, para fiscalizar y regular el sector.

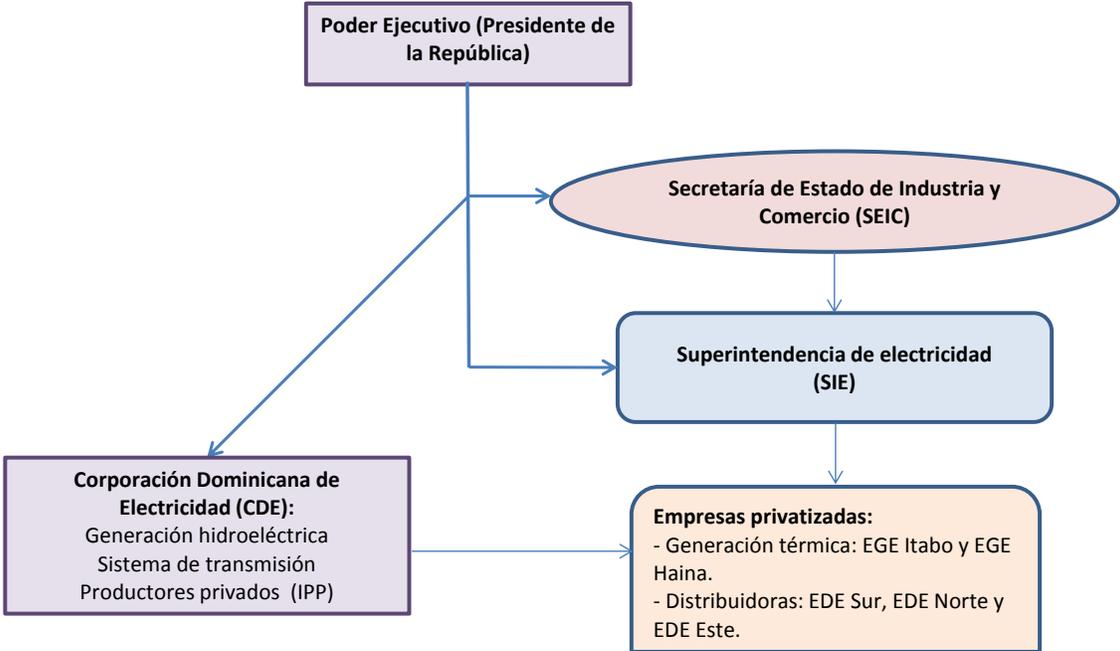
Durante los primeros 2 años, la industria eléctrica operó con un marco regulatorio basado en resoluciones de la SEIC. Las resoluciones básicas fueron: i) Resolución número 235 de octubre del año 1998, que establece marco regulatorio de operación del sector eléctrico; ii)

Resolución número 236 de octubre 1998, que establece el reglamento técnico para la operación del sector eléctrico; y iii) Resolución número 237 de octubre 1998, que establece el régimen tarifario aplicable a los usuarios del servicio público de distribución de energía.

El régimen tarifario fue creado mediante resolución de la SEIC, en octubre del año 1998, que estableció las tarifas que aplicarían las empresas distribuidoras a los clientes finales. Este régimen tarifario se dividió en dos partes, un período de transición y una tarifa técnica: el régimen transitorio inició en enero de 1999 y estaría vigente hasta diciembre de 2002, y el segundo, de enero 2003 a diciembre 2006.

Durante los primeros 4 años, el régimen tarifario transitorio era el mismo que aplicaba la antigua CDE. Para la tarifa técnica de la segunda fase se aplicarían valores agregados de distribución calculados para una empresa modelo de distribución eficientemente dimensionada, y con el traspaso de los costos de la producción de energía que vendían los generadores a las empresas distribuidoras.

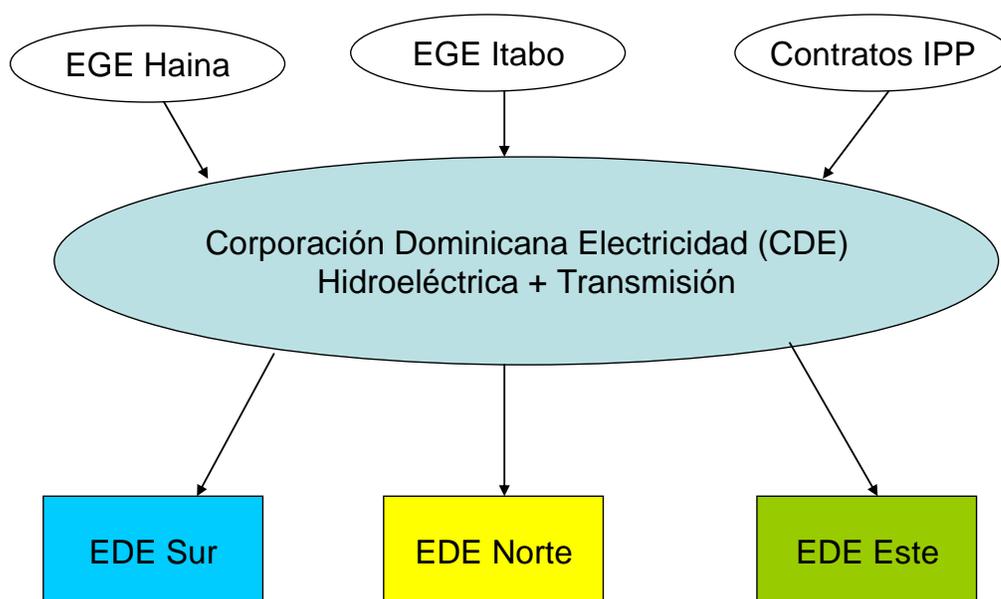
Gráfica No. 16: Estructura institucional del sector eléctrico 1999-2001



Fuente: Elaboración propia.

Esta estructura no se ajustaba a un esquema de mercado en competencia y un regulador independiente del rol empresarial del Estado, ya que la CDE mantenía mucha influencia en el sector. De hecho, para iniciar el funcionamiento del mercado fue necesario establecer un esquema transitorio donde la CDE funcionaba como una agencia compradora de toda la energía del mercado.

Gráfica No. 17: Esquema transitorio del mercado eléctrico 1999-2000



Fuente: Elaboración propia.

Bajo este esquema, la CDE funcionaba como comprador único de acuerdo a los precios contractuales de los generadores privatizados, y luego vendía la energía a las distribuidoras, que se calculaba en función de la energía facturada a los clientes por las empresas distribuidoras con un factor de pérdida acordado. Durante este período, el Estado dominicano, a través de la CDE, tuvo pérdidas financieras que se estiman en más de US\$ 400 millones. Una estimación de las pérdidas asumidas por CDE, sólo el primer año de operación, se presenta en la Tabla No.11 más abajo.

Tabla No. 11: Funcionamiento del esquema transitorio de la CDE. Costos en primer año.

Mes	Compra CDE a Generadores GWh	Precio medio de compra US\$/MWh	Venta CDE a Distribuidoras GWh	Precio medio de venta	Diferencia US\$
Agosto 1999	830	130	607.5	80	(11.13)
Septiembre 1999	771	130	608.85	80	(8.11)
Octubre 1999	755	130	555.1	80	(10.00)
Noviembre 1999	763	130	542.1	80	(11.05)
Diciembre 1999	779	135	531.7	80	(13.60)
Enero 2000	817.95	140	511.25	80	(18.40)
Febrero 2000	771	140	500	80	(16.26)
Marzo 2000	810.16	140	525	80	(17.11)
Abril 2000	850.668	140	523.75	80	(19.62)
Mayo 2000	801.84	140	527.5	80	(16.46)
Junio 2000	842.5664	140	530	80	(18.75)
Julio 2000	884.69472	140	532.5	80	(21.13)
Total					(181.61)

Fuente: Elaboración propia en base acuerdo de compra y venta de energía de 1999.

La estructura transitoria no sólo ocasionó pérdidas financieras al Estado dominicano⁷¹, también un debilitamiento institucional entre la Superintendencia de Electricidad, la propia CDE, la SEIC y las empresas privatizadas. La Superintendencia no podía ajustar las tarifas eléctricas de acuerdo a las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación, sin autorización del secretario de Estado de industria y comercio y que, a la vez, tenía que tener autorización del Presidente de la República.

Al amparo de esta estructura, las empresas generadoras privatizadas, EGE Haina y EGE Itabo, que iniciaron con contratos para venta de energía con precios y fórmulas de indexación preestablecidas (que vencían en los 5 años posteriores al inicio del proceso (1999 – 2004)); sin embargo, lograron renegociar estos contratos para un vencimiento en el año 2016, a cambio de modificar la fórmula de indexación de precio para la venta de energía (que inicialmente estaba referida a la variación del precio del gasoil en el mercado internacional, con un precio base de referencia de US\$ 21 por barril), por los combustibles reales que utilizaban las unidades de fueloil y carbón, respectivamente.

⁷¹ La CDE compraba toda la energía a las empresas generadoras privadas a los precios actualizados definidos en los contratos de ventas y la vendía a las empresas distribuidoras privadas a un precio fijo negociado menor al precio de compra; así, las empresas generadoras cobraban sus facturas por las ventas de energía de la CDE, y la CDE debía cobrar la energía de las empresas distribuidoras; sin embargo, las empresas distribuidoras no pagaban el monto total que la CDE les facturaba alegando que la Superintendencia no ajustaba las tarifas a los usuarios según lo establecido, es decir, la CDE servía como el mecanismo de compensación entre los agentes privados y, consecuentemente, el ente estatal con quien negociar contratos, precios o condiciones de pagos y cobros de deudas.

Por su parte, las empresas distribuidoras lograron, en primer lugar, que les reconocieran, para el futuro, incrementos del valor agregado de distribución (VAD) -margen de ganancia de las distribuidoras- por encima del valor real que resultaría del cálculo de la tarifa técnica; en segundo lugar, no pagar a la CDE los montos en la compra de la energía de los aumentos a la tarifa que especificaba la resolución de la SEIC número 237-98; y, en tercer lugar, el pago de subsidios en zonas de difícil gestión, donde existen muchos usuarios sin medidor, lo que ocasionaba pérdidas de energía elevadas y un nivel bajo de cobros por la energía suministrada.

Para agosto del 2000 un nuevo gobierno⁷² del Partido Revolucionario Dominicano (PRD), diferente al que había realizado la privatización, tomó posesión de las riendas del Estado encontrándose con el sector eléctrico reformado y privatizado bajo un esquema de resoluciones y de contratos de concesión y administración que, según la constitución de la República Dominicana, constituyen ley entre las partes⁷³.

El nuevo gobierno, buscando mejorar la organización o el control del sector eléctrico, impulsa la aprobación de una ley sectorial que permite la creación de instituciones regulatorias con independencia, y así adaptar la estructura al esquema de reforma del sector eléctrico dominicano que se aplicaba en la mayoría de los países de la región.

En julio de 2001, la Ley General de Electricidad No. 125-01 fue aprobada por el Congreso Nacional y promulgada por el poder ejecutivo. Esta ley inicia la regulación de todas las

⁷² El proceso de reforma y privatización del sector eléctrico fue ejecutado durante en el primer gobierno del Partido de la Liberación Dominicana (PLD), encabezado por el Dr. Leonel Fernández (1996-2000). El PLD obtiene el triunfo de las elecciones con la histórica alianza con el Partido Reformista Social Cristiano (PRSC) (liderado por el Dr. Joaquín Balaguer – considerado en la en este tiempo como el enemigo político del PLD-) el cual había gobernado el país por 22 años, 12 años después de la dictadura de 30 años de Rafael Leónidas Trujillo y 10 años adicionales a partir del 1986 al derrotar al Partido Revolucionario Dominicano (PRD) y al propio PLD en 1990, quien lo acusó de fraude, y nuevamente al PRD en 1994 mediante un cambio constitucional para establecer el 50% más uno de los votos para poder ganar las elecciones; lo que impidió que el Dr. Jose Francisco Peña Gómez después de obtener la mayoría de los votos, el 46%, no lograra obtener el triunfo en la segunda vuelta. Es así como el Dr. Balaguer acepta una rebaja de dos años de su período constitucional de gobierno, 1994-1998, para que se efectúen elecciones en 1996, sin su participación como candidato, y decide apoyar al PLD.

⁷³ Aunque para realizar el proceso de privatización el Dr. Leonel Fernández contó con el apoyo de los 3 partidos con representación en el congreso nacional PLD, PRD y PRSC, la operación del sector en los primeros meses de ejecución creó una sensación de engaño en la población general, lo que fue aprovechado como tema de campaña por el PRD para las elecciones del 2000.

entidades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la República Dominicana, incluyendo los auto-generadores y los co-generadores que venden sus excedentes a través del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Se crea la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en virtud de la Ley 125-01, transfiriendo todas las obligaciones de la antigua CDE y se definen sus funciones, de dirigir y coordinar el funcionamiento de las entidades de propiedad estatal en el sector eléctrico (generación hidroeléctrica y la empresa de transmisión), además de ejecutar los programas de electrificación rural y la administración de los contratos IPP hasta su vencimiento.

Ley 125-01 especifica y crea los distintos organismos gubernamentales encargados de las funciones de regulación y supervisión del sector, de la siguiente manera:

- La Comisión Nacional de Energía (CNE), responsable de la política energética sectorial, se encarga de preparar y proponer proyectos de reglamentos y la legislación para el sector energético en su conjunto; proponer y adoptar normas y reglamentos que rigen el sector, la preparación de planes indicativos de expansión eficiente para garantizar el desarrollo del sector energético; supervisar el cumplimiento de los planes de expansión, promover la inversión que sean consistentes con estos planes y asesorar al poder ejecutivo sobre todas las cuestiones relacionadas con el sector energético nacional.

La CNE se maneja mediante un consejo de administración, cuyo presidente es el Ministro de industria y comercio (antiguo Secretario de Industria); dicho consejo está compuesto por el ministro de economía, planificación y desarrollo; el ministro de finanzas; el Ministro de agricultura; el Ministro de medio ambiente; el gobernador del Banco Central y el presidente del Instituto Dominicano de Telecomunicaciones (INDOTEL).

- La Superintendencia de Electricidad (SIE), institución de orden estatal, creada por el artículo 24 de la ley general de electricidad (LGE 125-01), encargada de regular,

supervisar y fiscalizar la operación del sector eléctrico en su conjunto. Entre las tareas de la SIE están:

- (i) establece, aplica y analiza sistemáticamente la estructura y los niveles de precios de la electricidad que están sujetos a regulación de precio;
- (ii) autoriza las variaciones de precios de la tarifa al usuario final de acuerdo con las fórmulas de indexación de precios establecidas;
- (iii) supervisa el cumplimiento de los agentes con las obligaciones legales y regulatorias, así como con las normas técnicas relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad;
- (iv) supervisa el mercado de la electricidad para evitar prácticas monopólicas;
- (v) aplica multas y sanciones en caso de violaciones;
- (vi) recomienda a la CNE sobre concesiones provisionales para la explotación de las actividades generación, transmisión y distribución de electricidad;
- (vii) solicita a los agentes del sector todas las informaciones técnicas, financieras y estadísticas necesarias para llevar a cabo sus funciones;
- (viii) hace cumplir a los concesionarios de todas las obligaciones legales, regulatorias y contractuales, aplicando multas y penalidades (incluyendo la administración temporal de la empresa) en caso de incumplimiento;
- (ix) maneja los reclamos entre los consumidores y las empresas distribuidoras; y
- (x) supervisa el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, a la vez que preside el Consejo Directivo del Organismo Coordinador.

La superintendencia funciona mediante un consejo de administración de 3 miembros, nombrados por el poder ejecutivo (Presidente de la República). El rango de superintendente corresponde al presidente del consejo con facultades ejecutivas para representar, manejar las funciones administrativas y operativas de la superintendencia. Los miembros del consejo tienen vigencia por períodos de hasta cuatro años y sólo pueden ser removidos por infracciones graves durante sus funciones. Según esta estructura, la superintendencia funciona como organismo colegido donde las decisiones

deben ser tomadas por mayoría de votos en el consejo y presentadas mediante una resolución de este consejo, no como una decisión sólo del superintendente.

- El Organismo Coordinador del sistema eléctrico dominicano (OC), creado, en principio, por resolución de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, y luego la ley 125-01 dispone su creación, mediante un consejo de coordinación (formado por los agentes del sector eléctrico –generadores privados, generación hidroeléctrica, transmisión y distribuidoras- y presidido por el superintendente) para coordinar todos los agentes del sector, con el objetivo planificar y coordinar el mercado eléctrico mayorista y garantizar el suministro de la energía al menor costo.

El OC es responsable de: (i) la planificación y la coordinación de la operaciones de las centrales de generación y líneas de transmisión con el fin de asegurar un suministro seguro y confiable a un costo mínimo; (ii) garantizar la transferencia de potencia firme de las unidades generadoras; (iii) calcular y valorizar las transferencias de energía producida; (iv) facilitar el derecho de uso de las líneas de transmisión; (v) garantizar la entrega de información a la SIE; (vi) promover la competencia, la transparencia y la equidad en el mercado de la electricidad.

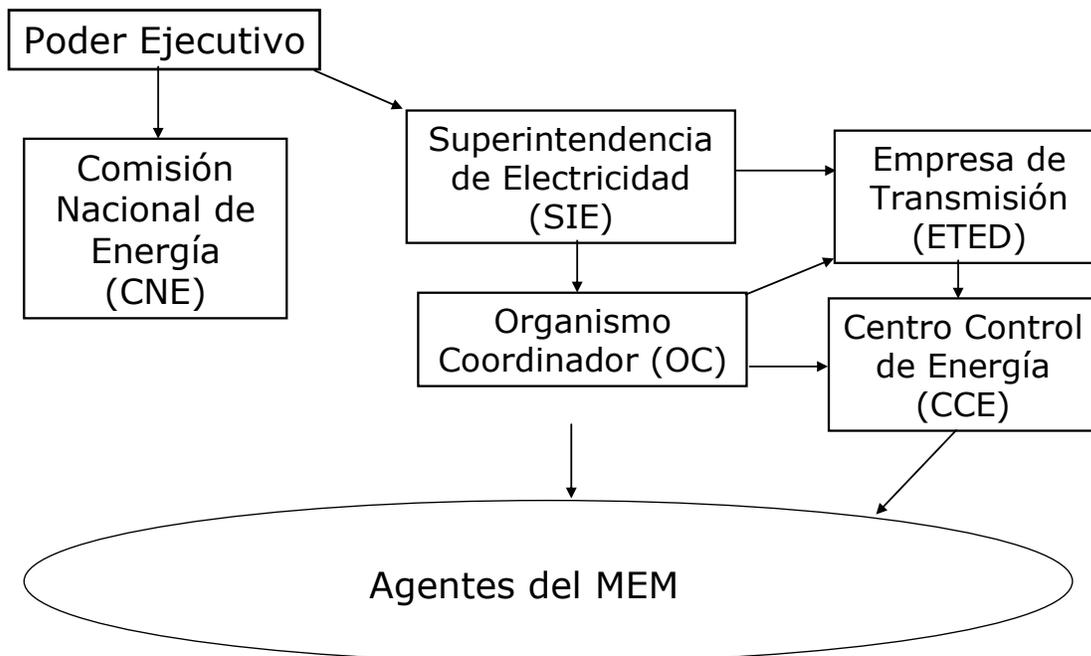
El OC se rige por un Consejo, que está integrado por representantes de los diferentes participantes en el sector, de la siguiente manera: (i) un representante de la SIE quien lo preside; (ii) un representante de los generadores térmicos privados; (iii) un representante de la generación hidroeléctrica; (iv) un representante de la empresa de transmisión; y (v) un representante en nombre de todas las empresas de distribuidoras.

Para el pago de los gastos operativos de la CNE, la SIE y el OC, a todos los agentes del mercado se les cobra un aporte monetario en función de su participación en dicho mercado. Esto es, para la CNE y la SIE se calcula en base al 1% de las ventas/compras de energía y potencia en el mercado, mientras que para el caso del OC se calcula un aporte en base a un presupuesto anual, que preparan los ejecutivos de dicho organismo y que es aprobado por el

consejo de coordinación donde están representados todos los agentes del mercado, el cual se distribuye en proporción de ventas/compras de energía de cada agente.

La estructura del mercado después de la puesta en vigencia de la LGE 125-01 se muestra en el siguiente esquema:

Gráfica No. 18: Estructura institucional sector eléctrico LGE-125-01



Fuente: Elaboración propia en base a la ley general electricidad y su reglamento aplicación.

La estructura operativa del lado del mercado de generación se basa en una oferta a costo marginal, y despacho económico horario centralizado en base a costos variables de producción auditados por la SIE. En tiempo real los generadores despachan su energía de acuerdo a la lista de mérito, que organiza las unidades de acuerdo a sus costos variables de menor a mayor y del nivel de demanda de energía en ese momento. Todos los generadores que producen energía de acuerdo al despacho económico reciben como precio el costo marginal del sistema de esa hora particular, calculado como el costo variable de la última unidad de generación despachada para suplir la demanda.

Adicionalmente, los generadores reciben un pago por potencia firme, establecido con un precio igual al costo marginal de la potencia en US\$/kW; y para el cálculo de la cantidad se determina la potencia firme que es capaz de asegurar una central con un nivel de confiabilidad entre 95% a 98%. El costo marginal de la potencia se establece con el costo de inversión, operación y mantenimiento de la unidad definida como marginal; este costo está referido -en el caso dominicano- como una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW.

En relación a la cantidad de la potencia firme, se entiende que es la cantidad de potencia que puede ser garantizada por la unidad de una generación para el abastecimiento de la demanda máxima, descontando sus indisponibilidades. La potencia firme asignada a todos los generadores es igual a la demanda máxima del año.

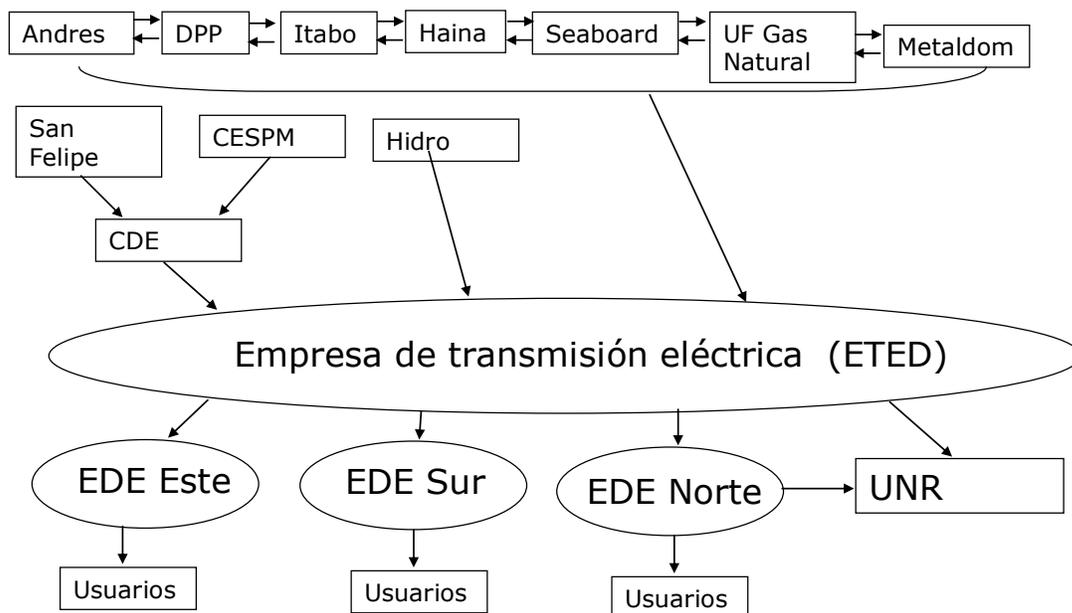
El sector de transmisión es una actividad definida como monopolio natural y de libre acceso, y que sólo puede ser desarrollada por el Estado dominicano; actividad remunerada en base a tarifas de peajes regulados, según el derecho de uso y derecho de conexión de una red eficientemente dimensionada (valor nuevo reemplazo del costo total de las instalaciones) que deben ser calculados y actualizados por la SIE cada 4 años.

En la parte de distribución, de acuerdo a lo que establece la ley, están sometido a regulación de precios: (i) las tarifas de las empresas distribuidoras para el suministro de electricidad a los consumidores regulados dentro de sus áreas de concesión; (ii) las tarifas de otros servicios prestados por las empresas de distribuidoras; y (iii) el peaje de transmisión por el uso de las redes.

Desde el año 2001 el sector eléctrico ha operado de acuerdo al marco general establecido en la ley general de electricidad y su reglamento de aplicación, donde existe un mercado eléctrico mayorista (MEM) formado por las diferentes empresas generadoras privadas resultado del proceso de privatización (Andres, DPP, Itabo, Haina, Seaboard, Unión Fenosa, Metaldom) pero arrastrando la estructura de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), que aún conserva contratos tipos IPP (San Felipe

y Compañía Eléctrica de San Pedro de Macorís –CESPM-) que le venden toda la energía producida.

Gráfica No. 19: Esquema actual del mercado eléctrico. Agentes del mercado



Fuente: Elaboración propia.

El esquema conceptual de operación del mercado eléctrico dominicano puede considerarse como uno de los más completos y modernos de la región; no obstante, en la práctica, la operativa del mismo no está en estricto rigor a lo establecido por la ley.

La situación actual del sector eléctrico dominicano, si se compara con la estructura que indica la ley, es:

1. Un Estado que no promueve la participación privada y el desarrollo de más oferta de generación según lo establece la ley.
2. Un cruce de funciones entre la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Ministerio de Industria y Comercio, donde éste último mantiene y ejerce la potestad de emisión de normas y regulación del sector energético.
3. La CDEEE maneja recursos del sector por asignación presupuestaria.

4. La estatización de las 3 distribuidoras, aplicación de tarifas con criterios políticos y no económicos, no se cumple con la realización y la aplicación de los estudios tarifarios requeridos.
5. No existe una aplicación de la normativa antifraude.
6. Una debilidad institucional: no se emiten respuestas a los recursos que se someten, no se sigue el debido proceso para los agentes privados.
7. La creación de un nuevo Ministerio de Energía y Minas con funciones similares a la CNE.

Adicionalmente, el Estado creó en el 2001 el Fondo Patrimonial de la Empresa Reformada (FONPER)⁷⁴ -una institución autónoma del Estado con personalidad jurídica, patrimonio propio, con capacidad para demandar y ser demandada- encargada de manejar la participación del Estado dominicano en las empresas reformadas y la conservación y custodia de las acciones del Estado en las empresas capitalizadas, aportadas a su patrimonio. Esta ley también le da la potestad al FONPER para la fiscalización del cumplimiento de los compromisos y obligaciones establecidos en los contratos resultantes del proceso de reforma de las empresas privatizadas; en el caso del sector eléctrico, las funciones corresponderían, exclusivamente, a la Superintendencia de Electricidad.

En la estructura el sector eléctrico dominicano, aparece, dentro de las empresas reformadas, un socio privado, la CDEEE como representante de las empresas eléctricas estatales y el FONPER como el tenedor de las acciones del 50% que corresponden al Estado dominicano (con funciones para fiscalizar los contratos mediante los cuales se privatizaron las empresas).

En la práctica, el FONPER ha funcionado como una institución de un bajo conocimiento técnico en el sector eléctrico, que recibe los dividendos correspondientes al Estado y los invierte en los planes propios del FONPER o de acuerdo a las directrices del poder ejecutivo. Por otro lado, el sector se desenvuelve con una crisis financiera por falta de recursos, lo que hace incoherente que se destinen dividendos a otra institución fuera del sector.

⁷⁴ Ley 124-01 de fecha 24 de julio de 2000.

En este esquema institucional, algunas estructuras del sector han sido sugeridas por organismos internacionales y consultores externos: así, por ejemplo, Dussan (2003) concluye, en un informe preparado por el Banco interamericano de desarrollo (BID), que se requiere fortalecer el marco institucional del sector mediante la separación de las funciones de política sectorial y regulación; propone la creación de una comisión de vigilancia del mercado mayorista, que se realicen análisis de opciones para facilitar la coordinación entre la operación y el despacho económico y que se mejore el portafolio de inversión del gobierno en el sector.

En resumen, la organización del sector ha evolucionado a una estructura compleja y burocrática, tanto del lado institucional y representación sectorial; por ejemplo, el Estado tiene una participación como accionista en las empresas privatizadas de más 60% y, además, es el regulador del sector, pero, con un esquema institucional complicado (existen duplicidades de funciones en varias instituciones que luchan por mantener su injerencia y hegemonía en el sector; por ejemplo, entre el Ministerio de industria y comercio, la CNE, la propia SIE, la CDEEE y el FONPER y, actualmente, el Ministerio de energía y minas, con todas las otras instituciones mencionadas).

4.2 La capacidad instalada, la generación de electricidad y la evolución de la matriz energética

La literatura presentada muestra que en la mayoría de los países latinoamericanos que han llevado a cabo la reforma del sector eléctrico, se busca que el segmento de generación sea competitivo y, por lo tanto, que no esté sometido a regulación de precios. Esta lógica de competencia, según la teoría marginalista del mercado, logra que los precios se ajusten a la baja y que cada agente minimice sus costos en busca de la maximización de sus beneficios, logrando así el máximo beneficio social neto para los usuarios del sector.

Con la reforma y privatización del sector eléctrico dominicano en 1999, en términos de estructura, el país entró al sistema de un mercado en competencia. Para lograr el arranque del mercado y la incorporación de los inversionistas privados, se requirieron contratos de concesión para las empresas EGE Haina y EGE Itabo mediante el mecanismo de capitalización, es decir, que los recursos de los que se depende el Estado (50% de las

acciones y de la administración de estas empresas) van directamente al capital de trabajo de éstas para la operación y expansión de sus facilidades. Adicional, con cargo al presupuesto operativo de las empresas capitalizadas, mensualmente, el inversionista y privado tienen derecho al cobro un canon equivalente a 2.95% de las ventas netas como contraprestación del servicio de administración y transferencia de tecnología⁷⁵.

El control de las empresas privatizadas se le asegura al socio privado mediante un consejo de administración de 5 miembros, donde el Estado está representado por el secretario y el vocal, quedando 3 miembros y las decisiones por mayoría a cargo del socio privado⁷⁶.

Las empresas de generación capitalizadas por el socio privado, EGE Haina y EGE Itabo, iniciaron contratos de ventas de energía con las empresas distribuidoras por 5 años, con capacidades contratadas de 240 MW y 320 MW, respectivamente, con precios y fórmulas de indexación definidos⁷⁷.

El objetivo de estos contratos era dar estabilidad a los flujos de fondos proyectados de las empresas generadoras que permitieran realizar las rehabilitaciones y las expansiones de la capacidad existente que ayudaran a estabilizar el precio marginal en el largo plazo.

En términos de precios de los contratos, se estructuró una fórmula de un precio base que en promedio era de US\$ 0.06 el kWh para un precio del gasoil de US\$ 21.42 el barril, y que si el precio del barril variaba se indexaba por la proporción de esta variación.

⁷⁵ En el contrato de administración ejecutado por la CDE y las empresas capitalizadas se establece -en su artículo 3.7- la contraprestación: La suscripción del presente contrato por parte de la Sociedad Suscriptora implica el derecho a percibir de la Generadora por el período de cinco (5) años, un canon por concepto de Asistencia Técnica y/o Transferencia de Tecnología (management fee), el cual no podrá ser mayor del 2.75% de las ventas anuales netas. Este valor fue ajustado a 2.95% y extendido durante el contrato de concesión en los acuerdos realizados en 2001 para extender los contratos por 15 años adicionales, esto es hasta el 2016.

⁷⁶ El artículo 33 de los estatutos sociales indica que: La dirección administrativa de la Compañía estará a cargo de un Consejo de Administración compuesto por cinco (5) miembros, un Presidente, un Vice-Presidente, un Secretario y dos (2) Vocales, de los cuales el Secretario y un vocal serán electos por los accionistas de la Clase A (estado dominicano), y el resto por los accionistas de la Clase B (socio privado).

⁷⁷ Dentro de esta estructura inicial de contratos, a la CDE le asignaron 600 MW para que administrara la generación hidroeléctrica y los contratos IPP, participando así como agente generador en el mercado.

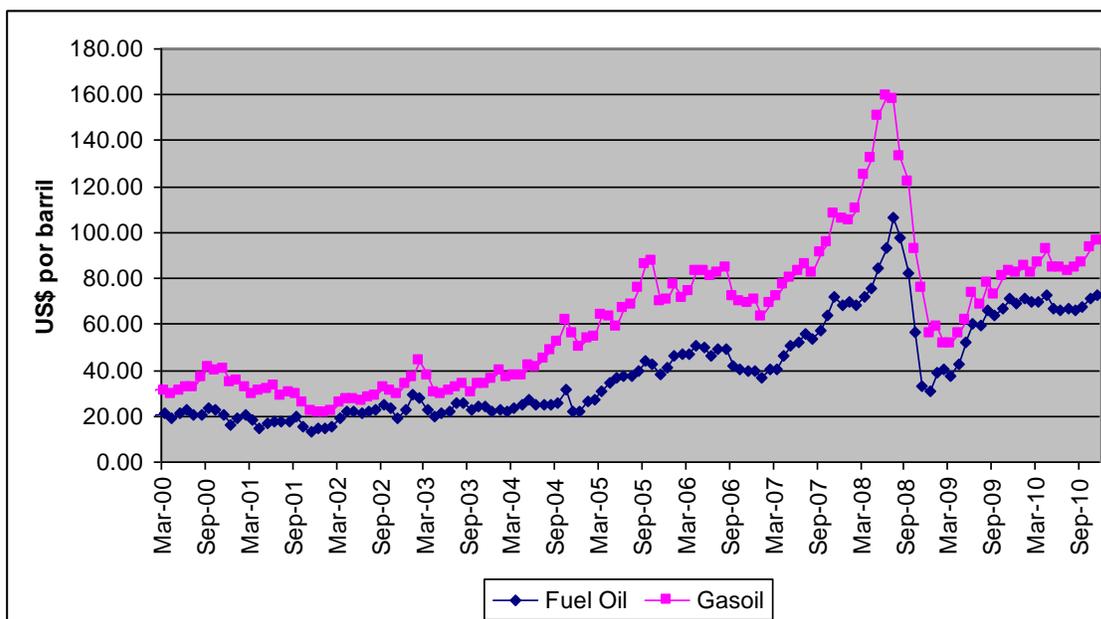
Para el primer año de operación del mercado mayorista, el precio del barril del gasoil aumentó de los US\$ 21.42 a US\$ 44, lo que ocasionó que el precio de venta de la energía de los contratos se duplicara, llegando a precios por encima de US\$ 0.13 por cada kWh vendido a las distribuidoras.

Un punto que es necesario destacar es que las unidades de generación de EGE Haina y EGE Itabo funcionaban con fueloil y carbón, cuyos precios en el primer año oscilaban entre US\$10 y US\$20 el barril, respectivamente. Adicionalmente se producía una indexación del precio del 100% del aumento del combustible, cuando el costo de combustible en centrales de vapor o carbón representa sólo el 60%; y el restante 40% son costos diversos al combustible. También debe agregarse que los contratos establecían un pago por capacidad para cubrir los costos fijos. Este pago estaba relacionado con la capacidad establecida en los contratos, y, por lo tanto, no dependía de si la maquina estaba produciendo electricidad o no.

De otro lado, el mercado de ocasión o spot era cubierto básicamente por centrales de gasoil que tenían contrato con la CDE, que funcionaba como la cámara de compensación del sector. Es por eso que los precios marginales del mercado spot tenían la misma relación que los precios de los contratos.

La situación inicial ocurrida fue: en los primeros años de operación, el precio de los contratos por los cuales las empresas generadoras vendían energía a las empresas distribuidoras se duplicó, provocado por el aumento del gasoil que se utilizaba como base para indexar los contratos; así, las empresas generadoras tenían claros incentivos para expandir su capacidad y continuar aprovechando la ventana de oportunidad que permitían estas circunstancias operativas del mercado.

Gráfica No. 20: Variación del precio del fueloil y gasoil en US\$ por barril en mercado internacional



Fuente: Elaboración propia en base a los datos de Platts oil precio FOB.

Es en ese contexto de oportunidad, que para el año 2000 se instalan 200 MW a fueloil de la empresa Unión Fenosa (hoy Gas Natural), socio privado del Estado en las recientes empresas distribuidoras privatizadas, EDE Sur y EDE Norte. La estrategia de esta inversión fue aprovechar un mercado de generación con expectativas de precios altos en los próximos años, y asegurando un pago a través de las empresas distribuidoras que ellos mismos administraban. Esta inversión de Unión Fenosa en generación se realizó como una inversión 100% privada, no como parte de la sociedad con el Estado dominicano.

Igual estrategia llevó a cabo EGE Haina al instalar en el 2001 una central de 155 MW a fueloil para cubrir sus contratos, ya que en el parque de generación que recibió en sociedad con el Estado pocas unidades estaban en funcionamiento para suministrar la energía que tenía contratada.

La norteamericana AES, que administraba la tercera empresa de distribución (EDE Este), inicio en el año 2000 la construcción de una central de 300 MW a gas natural con el objetivo de rebajar los costos de los contratos de compra de energía en EDE Este; sin

embargo, no pudo lograr aprovechar esta oportunidad ya que la central entró en operación a finales del 2003, con un mercado funcionando con otras características.

Tabla No. 12: Variación de precios de generación y tarifa al usuario final en el primer año de operación

Mes	US\$ / MWh	
	Precio generación	Tarifa al usuario final
Agosto 1999	60	106.50
Septiembre 1999	130	106.10
Octubre 1999	130	105.70
Noviembre 1999	130	104.52
Diciembre 1999	135	104.33
Enero 2000	140	113.20
Febrero 2000	140	113.75
Marzo 2000	140	112.63
Abril 2000	140	113.19
Mayo 2000	140	112.84
Junio 2000	145	113.05
Julio 2000	145	112.29

Fuente: Elaboración propia.

Los costos de generación más que se duplicaron en primer año, de acuerdo con la fórmula de indexación y la variación del precio del combustible; este esquema necesitaba que la tarifa al usuario final se ajustara en función de las variaciones del combustible utilizado para la producción de energía, lo cual el gobierno no realizó, lo que llevo a un esquema de subsidios, con montos considerables.

En esta situación, el gobierno llamó a los socios privados de las empresas EGE Haina y EGE Itabo para renegociar las condiciones de los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras. Debido a que los contratos de EGE Haina y EGE Itabo estaban relacionados directamente con las empresas distribuidoras EDE Sur, EDE Norte y EDE Este, y que los socios privados Unión Fenosa y AES ya habían realizados inversiones en

generación (y a la sazón la empresa AES adquirió el 25%, en forma indirecta, de participación en EGE Itabo⁷⁸), los socios privados condicionaron esta negociación a incluir los activos de generación 100% de su propiedad como parte de los contratos de las empresas distribuidoras.

La negociación concluyó en julio del 2001 con la extensión de los contratos de EGE Haina y EGE Itabo por 15 años (2001 – 2016) a cambio de una reducción de precio y el cambio de la fórmula de indexación del tipo de combustible, que sería del 100% de la variación del gasoil.

Las nuevas condiciones de los contratos fueron:

- I. Se reduce el precio base de los contratos de US\$ 60 por MWh a US\$ 55 por MWh
- II. Se cambia la fórmula de indexación del combustible de gasoil a fueloil -para las centrales que utilizan dicho combustible- y de carbón para EGE Itabo.
- III. La indexación se realizará en un 70% de la variación de fueloil en lugar del 100% que se utilizaba anteriormente.
- IV. La indexación del combustible iniciará con un valor base de US\$ 17 el barril, precio del fueloil para esa fecha.

Estas nuevas condiciones implicaban una rebaja en el precio final de los contratos, pero al extenderlo por 15 años mantenían el valor presente neto de los contratos originales.

Bajo estas circunstancias, Unión Fenosa estableció como condición que se contratara su generación de 200 MW con las empresas EDE Sur y EDE Norte, y AES exigió traspasar el contrato de 210 MW de la generación de Dominican Power Partner (DPP) a EDE Este. Adicionalmente, AES avanzó en la construcción de la central de 300 MW a gas natural para ser contratada por EDE Este mediante un proceso de licitación.

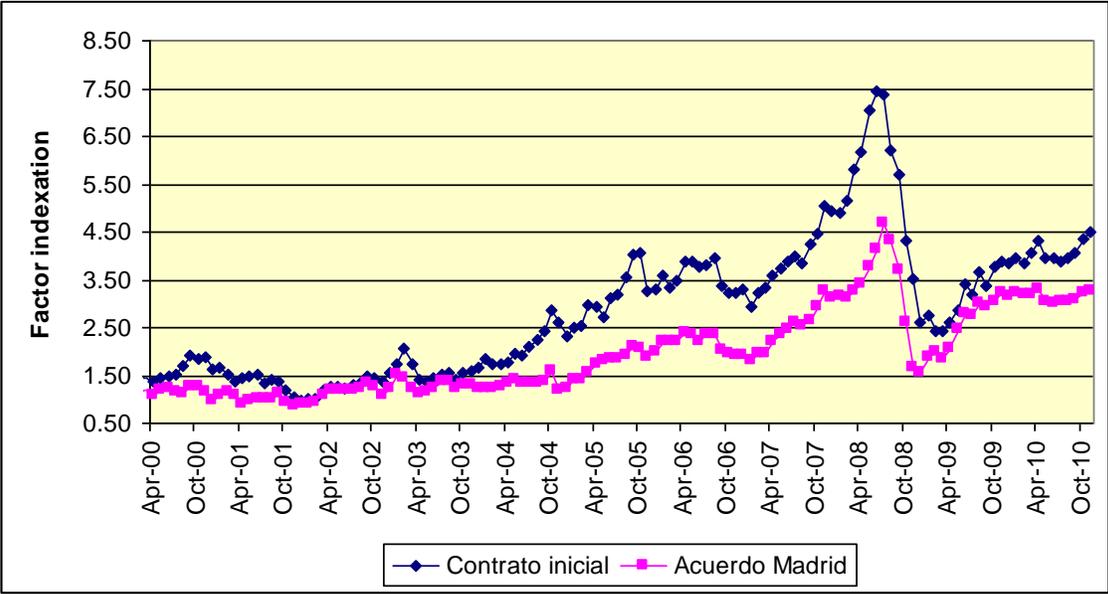
⁷⁸ A finales de noviembre del año 2000, la corporación AES realiza el anuncio de la adquisición del 61.7% y el control de las acciones de la empresa chilena GENER, empresa que junto a Coastal, Ltd era el socio privado del estado en EGE Itabo. Esta transacción llevo a AES a tener participación del 50% de la distribuidora EDE Este, 100% en la generadora DPP que vendía energía a CDE como IPP y 25% en EGE Itabo.

Para lograr la aprobación de estos contratos una comitiva del gobierno dominicano se reunió con los ejecutivos de AES en Washington y de Unión Fenosa en Madrid, por lo que el acuerdo se bautizó con el nombre de “acuerdos o contratos de Madrid”.

Realizando una simulación de la nueva fórmula de indexación de los acuerdos de Madrid y la fórmula de los contratos originales, se han calculado los ahorros para las empresas distribuidoras por la compra de energía a precios más bajos que lo que indicaban los primeros 5 años de aplicación de los contratos de la privatización.

Este cálculo se realiza en función de la variación del precio de combustible fueloil para los contratos de Madrid y gasoil para los contratos originales (gráfica 21):

Gráfica No. 21: Factor de indexación, contratos originales y el acuerdo de Madrid



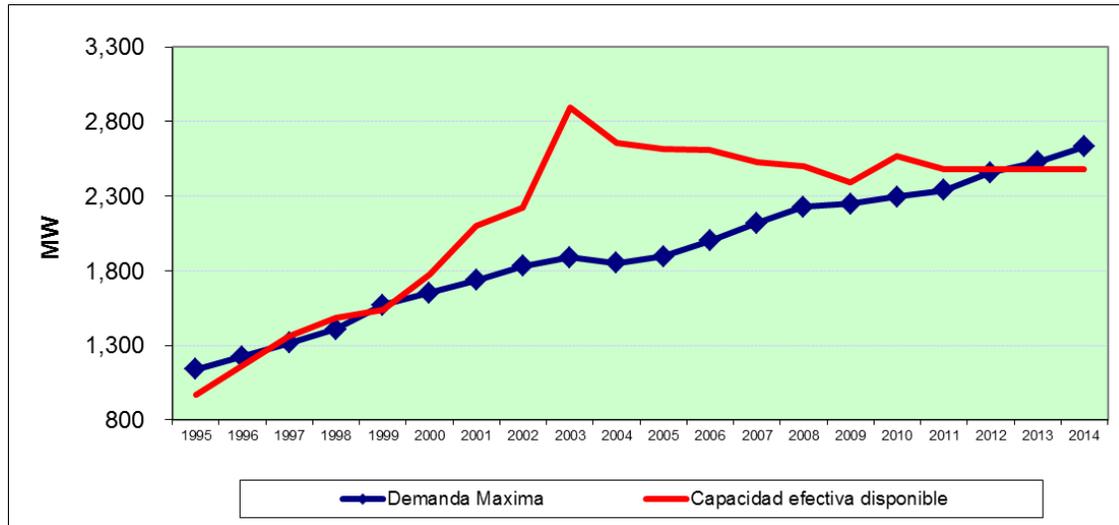
Fuente: Elaboración propia en base a los contratos y la variación de fueloil y gasoil.

Al aplicar el cálculo desde agosto 2001 hasta julio 2004, existe un ahorro por diferencia de precio en los contratos de US\$ 607 millones. En la gráfica número 21 se aprecia que a partir del 2004 el factor de indexación tiene un aumento considerable llegando hasta ser 7.5 veces (ésto debido al aumento desmedido de los precios de los derivados del petróleo en el

2008). Sin embargo, es de suponer que los contratos iniciales vencían en julio del 2004, por lo que este ahorro no debe ser considerado como parte del cálculo.

A finales del 2003, AES había puesto en operación una central de 300 MW con gas natural; un consorcio de inversionistas locales instaló 100 MW para vender energía al mercado spot, y para esa misma fecha el gobierno había finalizado la construcción de 300 MW a gasoil de un contrato IPP con la Compañía Eléctrica de San Pedro de Macorís (CESPM); es decir, a los 3 años y medio del proceso de privatización el sector contaba con 1,250 MW adicionales de generación para suplir la demanda (lo que en mucho tiempo no se había logrado).

Gráfica No. 22: Capacidad disponible y demanda máxima del sistema



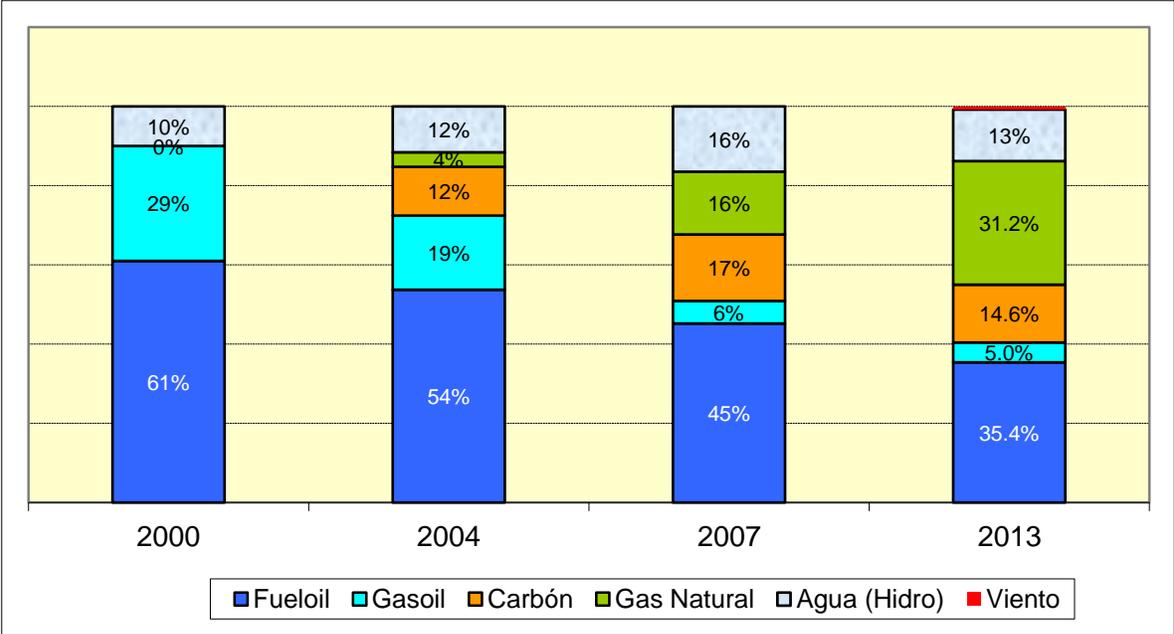
Fuente: Elaboración propia en base a “Informe estadístico de la CDE 1989-1998” Memorias del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC) 2000-2013.

De estos 1,250 MW de capacidad que se instalaron en los primeros 3 años, 400 MW corresponden a proyectos del gobierno, que venían ejecutándose de manera previa al proceso de privatización; 500 MW adicionales, a proyectos de los socios privados de las empresas distribuidoras; 100 MW de un proyecto netamente privado y sin contrato; y sólo 250 MW pertenecían a las empresas generadoras privatizadas.

Es necesario puntualizar que la instalación de estos 1,250 MW adicionales trajo consigo la diversificación de la matriz energética, si se compara la matriz energética del año 2000 y con el escenario energético del año 2013.

La evolución de la energía producida por las centrales de generación, en función a los tipos de combustibles que se utilizan en sector eléctrico dominicano es como se muestra (gráfica 23):

Gráfica No. 23: Evolución de la matriz energética 2000 -2013



Fuente: Elaboración propia en base a Memorias del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC) 2000 -2013.

Es necesario puntualizar y reconocer que esta diversificación de la matriz energética ha sido uno de los logros más importante de la privatización del caso dominicano; ha permitido ahorros importantes de recursos, si se compara la dependencia del 90% de los derivados del petróleo que se tenía en el año 2000 con la del año 2013. Estos ahorros son debidos a los mayores precios de los derivados del petróleo en relación al gas natural y el carbón, y a la generación con centrales de ciclo combinados y turbinas de vapor, respectivamente, cuya eficiencia es mayor a la de la generación con derivados del petróleo.

De otro lado, también es necesario especificar que estas inversiones requirieron contratos de largo plazo (15 años) con precios indexados a las variaciones de los combustibles y que la mayoría del riesgo está en el lado del comprador, como se definió en el marco teórico presentado.

Sin embargo, la situación es que todavía existe una dependencia importante, 45% de los derivados del petróleo (fueloil y gasoil) y una proporción de los contratos vigentes están indexados a fueloil. Esta situación se aprecia al comparar el precio del petróleo y los precios de los contratos (tabla 13).

Tabla No. 13: Precio del petróleo y los contratos de generación

año	Precio petróleo	contratos
	US\$ /barril	US\$/MWh
2000	20.73	140.00
2001	17.14	98.50
2002	20.69	99.50
2003	24.00	90.50
2004	24.75	111.04
2005	36.42	123.50
2006	45.55	136.40
2007	53.07	150.80
2008	72.53	196.00
2009	60.00	128.16
2010	70.00	122.80
2011	85.00	179.50
2012	95.00	220.00
2013	91.00	195.00
2014	80.00	165.00

Fuente: Elaboración propia.

Se ha realizado un análisis econométrico sobre estos datos, tratando de explicar cómo cambian los precios de los contratos a medida que varía el precio del petróleo.

Sea la ecuación:

$$Pcp = \mu + \alpha Pp_t + \varepsilon_t$$

μ = término constante;,,

α = pendiente de la variable independiente; representa en qué proporción las variaciones del precio del petróleo afectan el precio de los contratos;

ε = término aleatorio o de perturbación que representa un cambio del precio de los contratos no considerado en la variable independiente.

Salida de resultados

Regression Statistics	
Multiple R	0.8411
R Square	0.7074
Adjusted R Square	0.6808
Standard Error	2.2210
Observations	13

ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	131.169	131.169	26.59015	0.00032
Residual	11	54.263	4.933		
Total	12	185.432			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	7.8608	1.3097	6.0019	0.0001	4.9781	10.7435	4.9781	10.7435
X Variable 1	0.1240	0.0240	5.1566	0.0003	0.0711	0.1769	0.0711	0.1769

La ecuación resultante:

$$Pc = 7.8608 + 0.1240Pp_t$$

(6.0019) (5.1566)

Los valores estimados son $\mu = 7.8608$ y $\alpha = 0.1240$;

De estos resultados se determina la bondad de ajuste medida por el R^2 ajustado = 0.6808. Así pues, el 68.08% del precio de los contratos se puede explicar por el precio del petróleo. Es decir, que el efecto de la diversificación de la matriz energética y los precios de otros combustibles no ha resultado en una baja importante en los precios de los contratos; esto coincide con la fórmula de indexación del acuerdo de Madrid (indexaba el 70% de la variación del precio del fueloil, y en la ecuación el resultado es de un 68%).

Para describir los efectos del lado del mercado de ocasión o spot, en primer lugar, es necesario explicar el funcionamiento de este mercado en el sector eléctrico dominicano y cómo ha sido su evolución después de la privatización y la entrada en operación de los agentes privados que participan en el mismo, veamos:

- El mercado spot es donde se realizan las transacciones de energía y potencia fuera del mercado de contratos. Está basado en la teoría económica marginalista, es decir, que el precio del mercado se determina por el costo de la última unidad disponible para suplir la unidad de energía adicional en kWh; en este mercado participan todos los agentes, generadores de electricidad (que representan los productores) y los distribuidores y grandes usuarios (que representan la demanda).
- El mercado spot representa una bolsa donde cada agente inyecta o retira energía. Al cierre de cada mes se realiza un balance de cada agente con todas sus inyecciones y retiros distribuidos de forma horaria.
- El precio de la energía en cada hora es el costo marginal del sistema, igual al costo variable de la última unidad despachada. Este costo marginal es calculado por el Organismo Coordinador (OC), horariamente, y es el costo en el que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de energía. Este costo será igual al costo variable de despacho de la central que suministra dicha unidad adicional; la cual actualmente -en el sector eléctrico dominicano- está suministrada por turbinas a gas de ciclo abierto que funcionan con gasoil y motores a fueloil o gasoil.
- En caso de desabastecimiento, es decir, cuando no exista la disponibilidad de generación y ya se han utilizado todas las centrales para suplir la demanda, el marco regulatorio establece que el costo marginal de la energía en esa hora corresponderá al costo definido por la Superintendencia de electricidad, que actualmente lo fija en base al precio del acuerdo de Madrid, donde toma como precio base US\$ 55 por MWh y lo indexa en un 60% con el fueloil, tomando como base el precio del barril en US\$ 17. Además, este costo actúa como costo marginal máximo del mercado spot, lo que indica que el precio marginal no sobre-pasa este valor; siendo éste una

intervención del mercado y, por lo tanto, existen unidades cuyo costo variable es mayor y es necesario establecer un mecanismo de compensación de estos costos que están fuera del mercado.

- Esta situación de intervención en el precio del mercado, no permite calcular exactamente el efecto real de la evolución del precio del mercado spot tras la entrada de nueva generación y la diversificación de la matriz energética.

La variación de los precios del mercado spot del sector eléctrico dominicano, calculado en función del costo marginal ha sido como sigue:

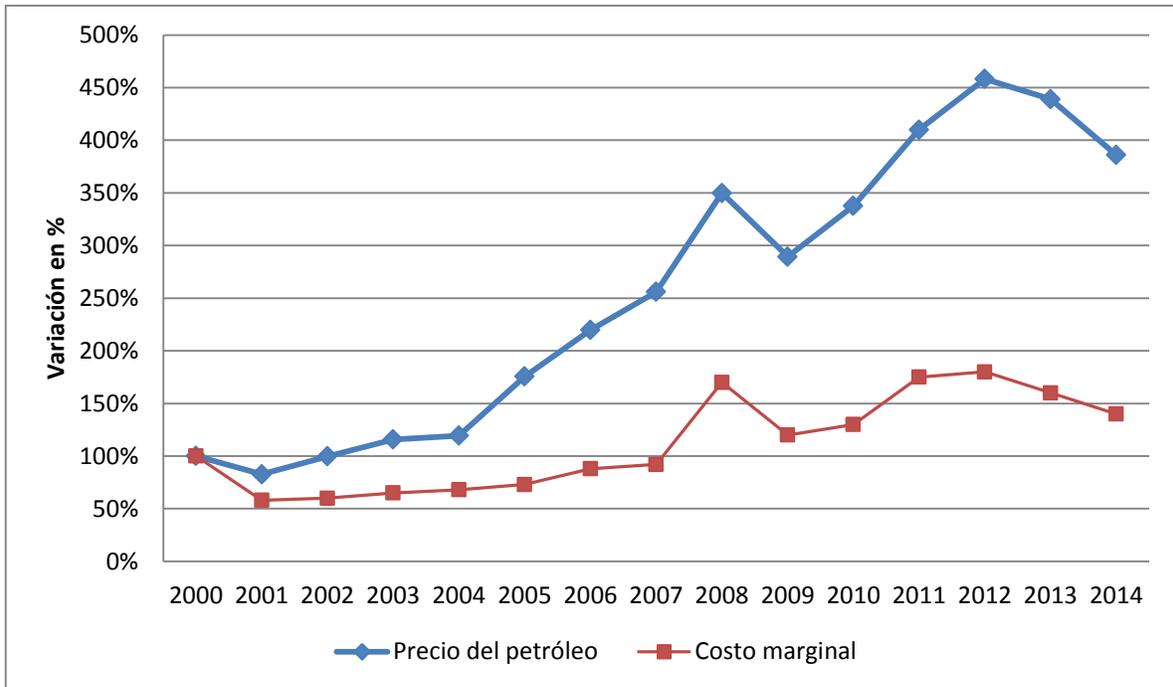
Tabla No. 14: Precio petróleo y costo marginal del sistema

Año	Precio petróleo	Costo marginal
	US\$ /baril	US\$/MWh
2000	20.73	100.00
2001	17.14	58.00
2002	20.69	60.00
2003	24.00	65.00
2004	24.75	68.00
2005	36.42	73.00
2006	45.55	88.00
2007	53.07	92.00
2008	72.53	170.00
2009	60.00	120.00
2010	70.00	130.00
2011	85.00	175.00
2012	95.00	180.00
2013	91.00	160.00
2014	80.00	140.00

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla No. 14 (anterior) se aprecia que si el precio del petróleo baja, también lo hace el costo marginal. Este efecto es mejor apreciado si se realiza un cálculo de las variaciones relativas de las variables, como se presenta en la gráfica siguiente:

Gráfica No. 24: Variación relativa del precio del petróleo y el costo marginal del sistema

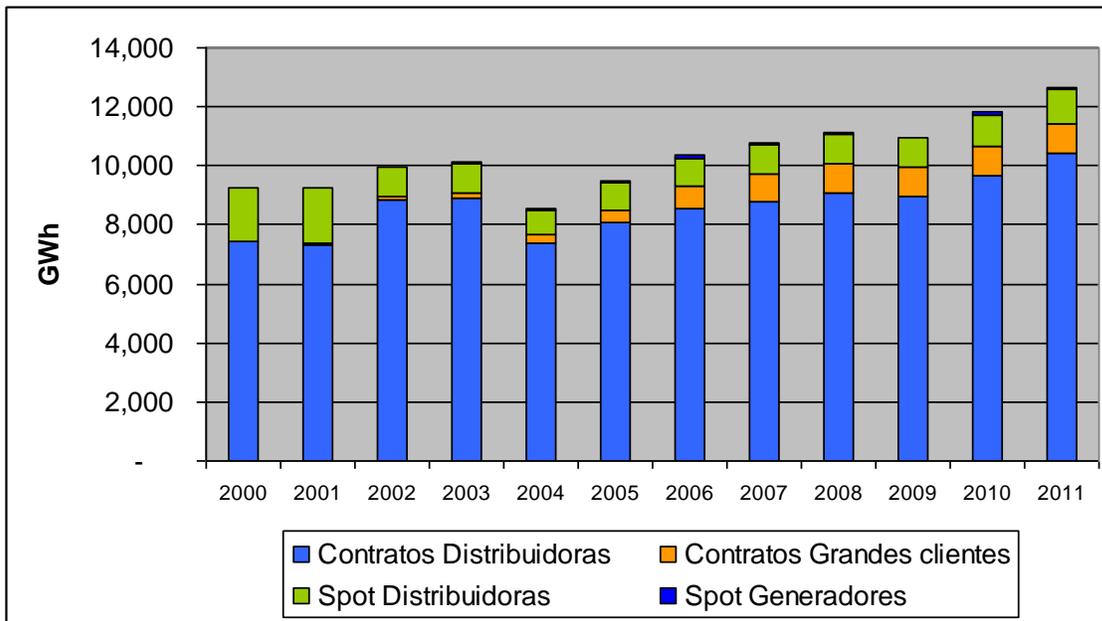


Fuente: Elaboración propia en base a informes del organismo coordinador del sistema.

La gráfica de más arriba, muestra que mientras el petróleo ha tenido un aumento relativo de 450% del año 2000 al año 2012, el costo marginal del sistema sólo ha variado en 180%, menos de la mitad de la variación del combustible. Pero, si se toma en cuenta que existe un tope de precio en el mercado y que sólo se traspasa un 60% de la variación del petróleo, la reducción relativa del costo marginal es menor a 30%.

Debido a que las transacciones del mercado han representado menos que el 20% de toda la energía que se transa en dicho mercado, la reducción del costo marginal no es aprovechada como una reducción de costos de las empresas distribuidoras que constituyen la demanda del sistema.

Gráfica No. 25: Energía contratada y mercado spot



Fuente: Elaboración propia en base a las memorias del organismo coordinador del SENI.

Se destaca del gráfico 25 (anterior) que el mercado spot, en los años 2000 y 2001, sólo compraban energía las empresas distribuidoras; a partir del año 2002 surgen transacciones de compra de energía, a precio del mercado spot, entre los propios generadores con contratos con las empresas distribuidoras o con grandes clientes, y con unidades no disponibles, o, unidades con costos variables por encima del costo marginal del sistema; compran energía más barata en el mercado spot y la venden a los precios contractuales (realizando, más bien, una función de comercializador del mercado, ya que sus unidades no están disponibles o bien presentan costos por encima de los precios del mercado).

En términos de la competencia del mercado, si calculamos el porcentaje de participación de las empresas generadoras se obtiene el siguiente cuadro:

Tabla No. 15: Participación por empresa en la producción de electricidad y contratos

Empresas	Generación %	%Contratos
AES	38%	39%
Basic Energy	10%	17%
Unión Fenosa	11%	10%
Seaboard	7%	3%
Privado local	4%	3%
Grupo Vicini	3%	0%
Inkia Energy	5%	3%
Monte Río	6%	3%
CDEEE	16%	22%
Total	100%	100%

Fuente: Elaboración propia.

Si se realiza el cálculo del índice Herfindahl-Hirschman (IHH)⁷⁹ para determinar el grado de concentración del mercado, se obtiene los siguientes resultados:

- $IHH = \sum (s_i)^2 = 0.21$ para la generación de energía en el mercado y
- $IHH = \sum (s_i)^2 = 0.24$ para la energía que vende bajo contratos.

Lo que refleja que el mercado de generación está altamente concentrado tanto en la participación de las empresas como en los contratos de venta de energía a las distribuidoras, donde el índice de concentración es aún mayor.

En términos de eficiencia financiera en el manejo y administración de estas empresas, principalmente las que fueron sujeto del proceso de privatización (EGE Haina y EGE Itabo), se percibe que ambas empresas recuperaron la capacidad de producción, ya que al

⁷⁹ Este índice es propuesto como una medida de estructura de mercado, ya que toma en cuenta tanto el número de competidores en el mercado como su participación relativa en el mismo. Según establece el Departamento de Justicia de Estado Unidos, valores del índice en 0.1 a 0.18 se considera con una concentración moderada y por encima de 0.2 como una alta concentración.

inicio de 1999 la disponibilidad media del parque de EGE Haina era en promedio del 60% de la capacidad instalada de 456 MW y el de EGE Itabo un 30% de una capacidad instalada de 586 MW; y pasan a una disponibilidad de 85%. Sin embargo, es necesario destacar que en el caso de EGE Haina esta disponibilidad se incrementa por la entrada en operación de una central nueva en el 2001, Sultana del Este, y en el caso de EGE Itabo disminuye su capacidad total instalada a sólo 260 MW en las dos centrales de carbón que son las que funcionan actualmente. Esta situación se verifica en el balance de energía de ambas empresas.

Tabla No. 16: Producción de energía empresas capitalizada de EGE Haina y EGE Itabo

Año	Energía en GWh	
	EGE Haina	EGE Itabo
2000	1,974	2,214
2001	2,241	1,867
2002	2,985	1,271
2003	2,196	1,509
2004	1,331	955
2005	1,774	1,048
2006	1,757	1,525
2007	1,663	1,576
2008	1,335	1,508
2009	1,106	1,487
2010	1,228	1,369
2011	1,263	2,358
2012	1,248	1,614

Fuente: Elaboración propia en base a las memorias del OC- SENI.

Se nota un aumento de la generación en EGE Haina en el 2001 con la entrada de 153 MW de la Sultana del Este y 53 MW de la puesta en servicio de la unidad de Barahona carbón. Sin embargo, este valor de generación disminuye a prácticamente a la mitad a partir del año 2004 cuando EGE Haina dedica parte de la generación de la Sultana del Este para vender la energía a un grupo hoteles de la zona Este (que se desconectaron del sistema nacional y

funciona como un sistema aislado) donde el socio privado el 100% de la propiedad. En el caso de EGE Itabo, para el 2011 ya ha recuperado su generación al valor del año 2000 pero su capacidad instalada es la mitad de la capacidad de 1999. Ésto indica que la producción de energía la realiza con la planta más eficiente de todo el conjunto, que son las unidades de carbón que suman una capacidad de 260 MW. Las demás unidades fueron desmanteladas y vendidas fuera del país.

El comportamiento financiero de las empresas muestra beneficios operacionales en promedio de 25% (29% en caso de EGE Haina y 20% en el caso de EGE Itabo).

Tabla No. 17: Ganancias operacional de EGE Haina y EGE Itabo

	Ganancia operacional en US\$ millones	
Año	EGE Haina	EGE Itabo
Aporte inicial	144.50	172.7
2000	20.50	16.40
2001	44.50	12.40
2002	48.95	19.03
2003	45.03	21.62
2004	9.37	21.89
2005	29.06	23.02
2006	34.01	22.61
2007	57.84	14.50
2008	58.87	62.45
2009	29.01	58.60
2010	62.59	60.94
2011	65.72	63.38

Fuente: Elaboración propia, en base a los estados financieros publicados.

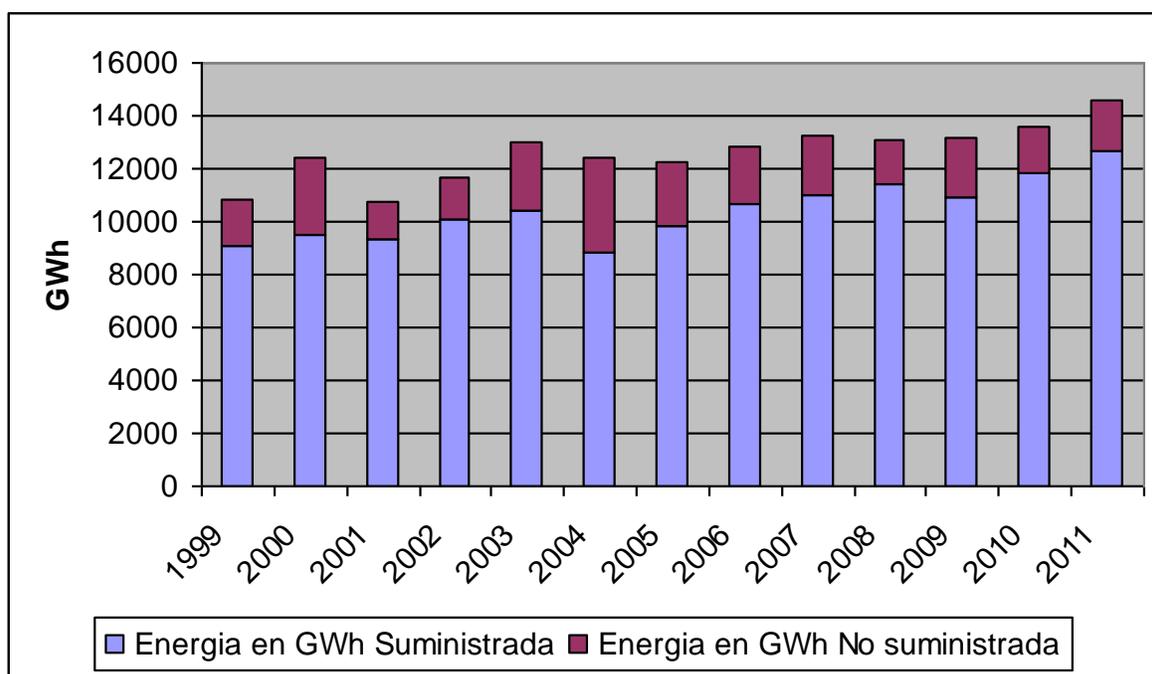
Considerando que el proceso de privatización inyectó el capital dentro de las sociedades formadas, el socio privado ha tenido un retorno de un 15% en promedio de su inversión en los 12 años analizados. Desde el punto de vista de gestión empresarial, el proceso puede considerarse como eficiente en términos de que las empresas que no reportaban beneficios

al Estado, y ahora están reportando ganancias operacionales y a la vez pagan impuestos al fisco.

Sin embargo, la prosperidad financiera de las empresas generadoras privatizadas no ha significado una mejoría en la cantidad, en la calidad y el precio de la energía que reciben los usuarios.

En términos de la cantidad de energía suministrada, a pesar de que la capacidad de generación del mercado ha aumentado, el sector eléctrico dominicano sigue operando con déficit para cubrir la demanda de energía total del país.

Gráfica No. 26: Energía suministrada y no suministrada



Fuente: Elaboración propia en base a las memorias del OC-SENI.

Tabla No. 18: Energía suministrada y no suministrada

año	Energía en GWh	
	Suministrada	No suministrada
1999	9049	1,810
2000	9522	2,857
2001	9345	1,402
2002	10109	1,516
2003	10396	2,599
2004	8868	3,547
2005	9823	2,456
2006	10708	2,142
2007	11029	2,206
2008	11391	1,709
2009	10950	2,190
2010	11804	1,771
2011	12673	1,901

Fuente: Elaboración propia en base a las memorias del OC- SENI.

La energía no suministrada se mantiene en valores de 15% al 25% de la energía que se suministra. En el corto plazo, se requiere la entrada de nueva capacidad que permita mantener el suministro en los niveles de restricción actual, ya que las unidades en operación tienen tasas de salidas forzadas y mantenimientos que hacen el sistema muy inestable.

Hoy en día el parque de generación del sistema nacional dispone de una capacidad instalada de 3,250 MW, pero con una capacidad efectiva calculada en 2,400 MW; para una demanda restringida de 2,300 MW. Esta capacidad efectiva requiere un margen de reserva técnica, para la regulación de frecuencia de al menos 5%, descontar los mantenimientos programados y la tasa de salida forzada de las unidades de generación, lo que implica que existe un déficit para cubrir aún esta demanda restringida.

Bajo esta situación de déficit y círculo vicioso, el gobierno dominicano y los inversionistas privados han anunciado en innumerables ocasiones la entrada de generación de corto plazo

para mantener los niveles de suministro, pero los proyectos no se han concretado por condiciones financieras, ya sea del mercado internacional o por la situación local del país y particular del sistema eléctrico dominicano.

Para el largo plazo, se tiene necesidad de expandir la capacidad de generación de base, que permita cubrir la demanda total y su proyección. Desde el año 2003 al 2013 no se instaló nueva capacidad de generación, lo que limita el crecimiento del país, debido a los constantes cortes de suministro, que aún persisten, y tienden a agravarse; es a mediados del año 2013 cuando se instalan 215 MW nuevos para suplir la demanda, la cual ha experimentado un crecimiento de 4% anual, durante ese periodo de 10 años. A pesar de la situación crítica de falta de capacidad, ni el Estado dominicano ni los inversionistas privados que participan en el sector presentaron una propuesta de plan de expansión nacional para atender el crecimiento de la demanda.

Con esta situación se prevé que la situación de déficit de capacidad generación y los problemas de falta de energía para los usuarios aumenten en los próximos 4 años, debido a que el gobierno dominicano anunció en el 2014 un plan para instalar 700 MW de generación a carbón, cuyo proceso de construcción dura 4 años.

Las centrales de generación son inversiones intensivas en capital, irreversibles y con retorno en el largo plazo, ya sea en un mercado que funcione como monopolio y verticalmente integrado o en un mercado liberalizado a costo marginal y desintegrado horizontalmente, como el caso del sector eléctrico dominicano después de la privatización. En ese sentido, las inversiones y expansión de nuevas centrales se realizan en función de una ventaja comparativa del momento, que esencialmente busca un costo de producción más bajo de acuerdo al precio del combustible o por economías escala en centrales más eficientes.

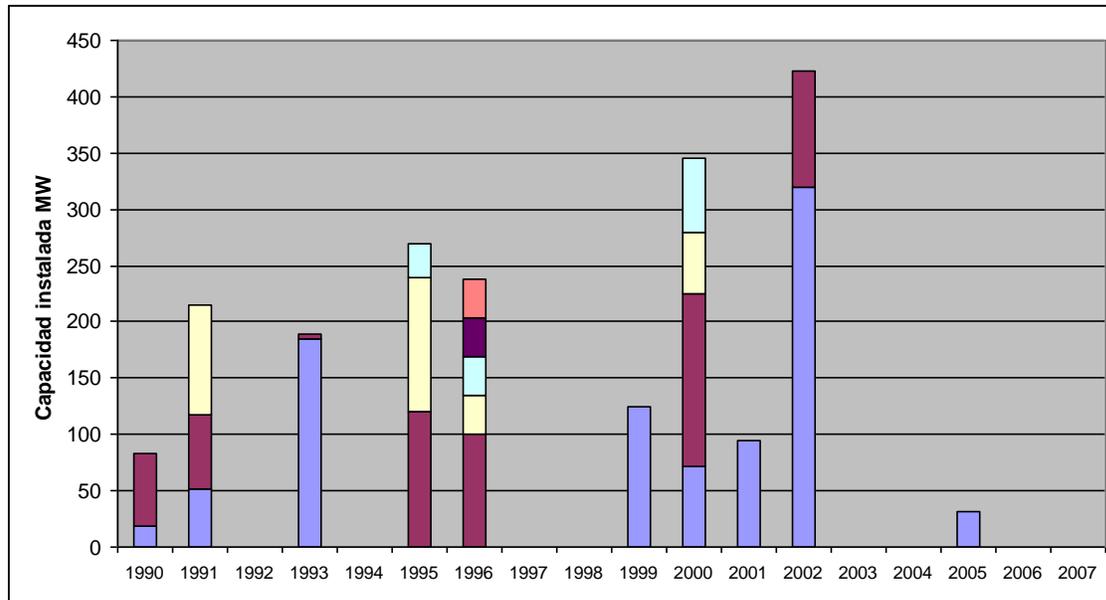
Debido a que los mercados eléctricos han evolucionado hacia un sistema marginal, desregulados y en competencia, y la alta volatilidad del mercado de los combustibles, la

planificación y la toma de decisión sobre la expansión de la capacidad de generación debe realizarse con un pensamiento global de desarrollo del mercado.

Por consiguiente, para atender la demanda de energía se requiere la instalación de diferentes tecnologías de centrales de generación en cantidad y tamaño que se adapten al crecimiento de la demanda, variaciones de precios de los combustibles y a la estructura del mercado en la forma más eficiente,

En el caso dominicano la expansión de la capacidad de generación no ha seguido un tamaño de central homogéneo, ni cuando operaba en forma verticalmente integrada ni después del proceso de privatización, ya que, sin considerar las centrales hidroeléctricas (que son aprovechables de acuerdo al recurso del agua disponible), las centrales térmicas tienen un rango de variación bastante amplio, con capacidades de 18 MW hasta de 300 MW.

Gráfica No. 27: Tamaño de capacidad instalada de plantas de generación por año

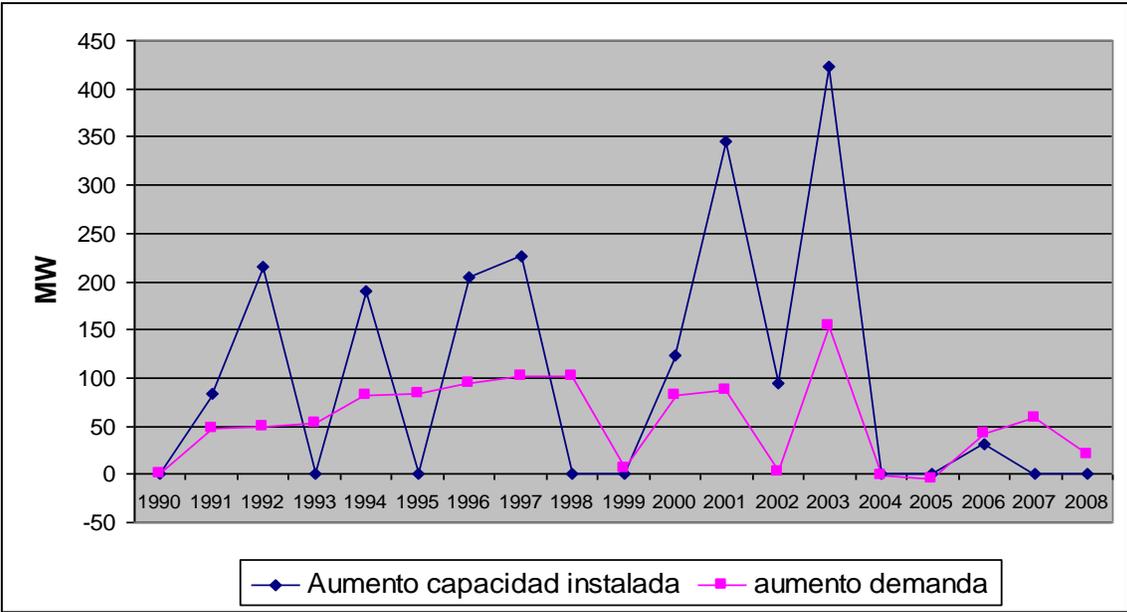


Fuente: Elaboración propia en base a “Informe estadístico de la CDE 1989-1998” Memorias del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC) 2000-2012.

El gráfico 27 muestra los diferentes tamaños de centrales que se han instalado en cada año. Se separan por colores para indicar el número de centrales que han ingresado en un año y su tamaño.

Una justificación del tamaño de las centrales instalada puede ser el aumento de la demanda. Sin embargo, en el caso del sector eléctrico dominicano esta situación no se aprecia, según se muestra en el siguiente gráfico.

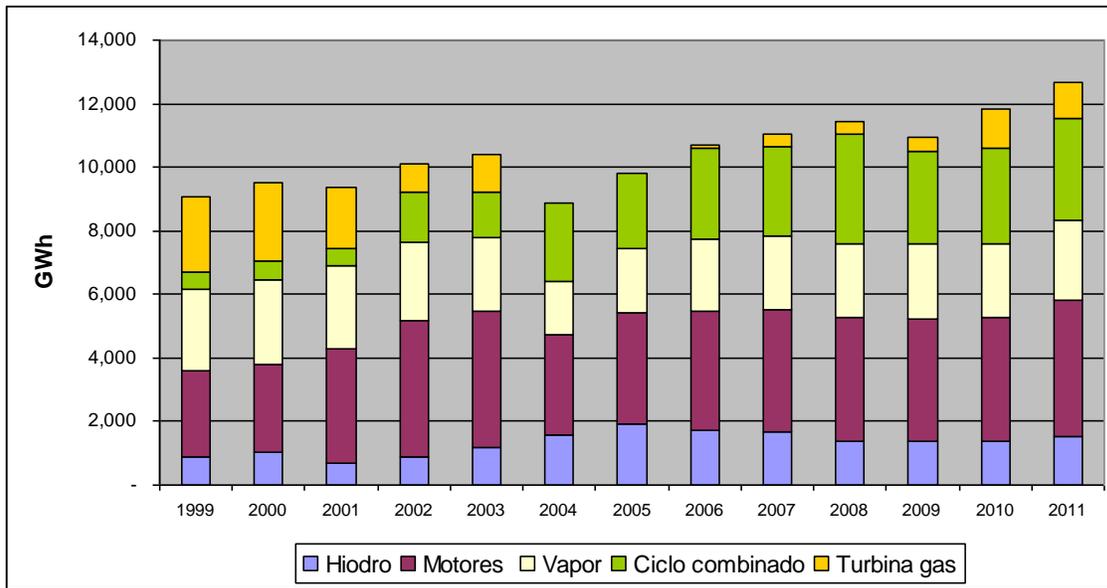
Gráfica No. 28: Variación de la capacidad instalada y la demanda de potencia 1990-2008



Fuente: Elaboración propia en base a “Informe estadístico de la CDE 1989-1998” Memorias del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (OC) 2000-2012.

A pesar de que el mix energético dominicano ha evolucionado hacia centrales de ciclos combinados, cuya eficiencia es mayor que las turbinas a gas de ciclo abierto, existe una proporción importante de motores y turbinas que sólo pueden utilizar un sólo tipo de combustible.

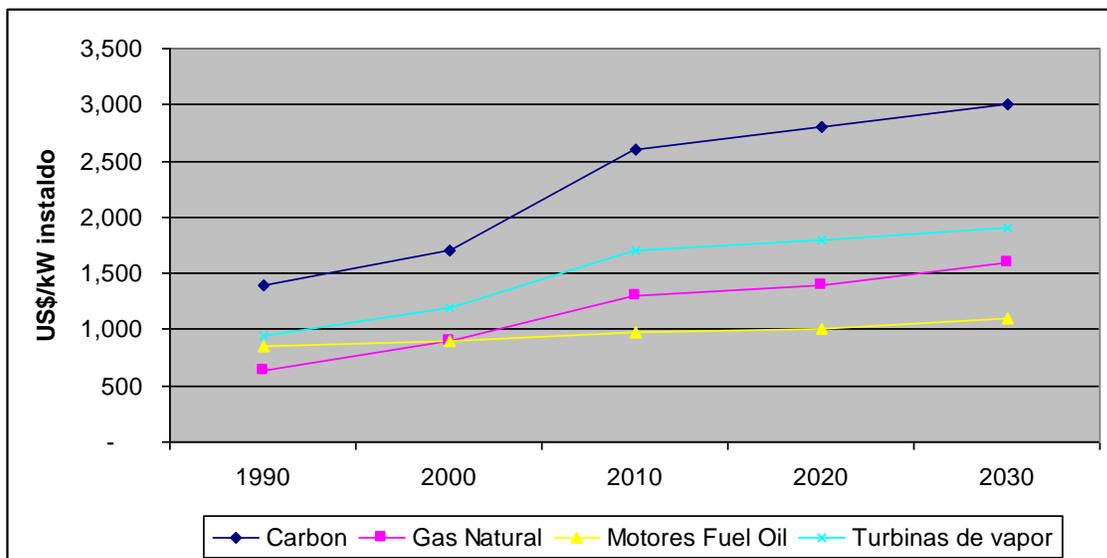
Gráfica No. 29: Producción de energía por Tecnología



Fuente: Elaboración propia Memorias anual 2012 del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado.

Los costos de instalación por tipo de tecnología de generación han estado aumentando de acuerdo a las restricciones ambientales y por los costos propios de los materiales que se utilizan para su construcción.

Gráfica No. 30: Costo instalación por capacidad y tipo de generación



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la situación del sector eléctrico dominicano, en la parte de producción de electricidad: ¿Puede considerarse esta matriz energética como óptima de acuerdo a la estructura de desarrollo del sector en su conjunto en el largo plazo? Para contestar esta pregunta se requiere integrar las variables del mercado de largo plazo y posicionarse sobre cómo debe ordenarse el sector en términos regulatorio para que cada una de las variables co-ayuden al mismo.

Sobre el esquema para determinar el mix energético óptimo que debería seguir el mercado dominicano, convendría considerar la flexibilidad de ajustarse a incertidumbres para seleccionar las alternativas de expansión de generación de electricidad de acuerdo a las políticas económicas que aplique el Estado para el desarrollo económico de la nación.

En ese sentido, en el año 2010 realicé el estudio “La generación de electricidad en la República Dominicana: expansión de capacidad y selección de alternativas” como trabajo final de máster, donde se plantea un modelo de evaluación de la expansión de capacidad ante una demanda incierta⁸⁰.

La investigación plantea que para la planificación de la generación de largo plazo es necesario considerar las variaciones entre la demanda máxima en el pico de mayor consumo y las horas de valle (de menor consumo), combinado con variaciones de precios por tipo de combustibles. En base a una caracterización de este proceso, se determinaron las opciones de instalar un tamaño y tipo de unidad que mejor se adaptase a estas variaciones. Ello permitiría recomendar la expansión más eficiente, en términos económicos, de la capacidad de generación de la República Dominicana. Este proceso también consideró las opciones de instalación de unidades de generación de energía renovables.

⁸⁰ La investigación evalúa, mediante el método de las opciones reales, el valor de instalar 4 centrales de 300 MW cada una en lugar de la propuesta de 2 x 600 MW, ante un crecimiento de demanda incierto, suponiendo que la demanda o bien crece a un 3.78% semestral, como se propone en el escenario alto, o crece sólo en 2.38%, como escenario bajo. El método de valoración de opciones reales permite evaluar los proyectos tomando en cuenta la flexibilidad cuando se presenta una incertidumbre. Esta incertidumbre puede abarcar los precios de venta, costos, tasa de interés, impuestos, demanda futura, entre otras. Tener una opción de ejecutar o no el proyecto ante estas incertidumbres es un elemento principal que debe valorarse adecuadamente para que el gerente tome la mejor decisión para el proyecto, la empresa en particular y la sociedad en general.

El caso de las energías renovables, para la República Dominicana, resulta un tanto complejo y esto a pesar de que existe una ley especial vigente desde el año 2007⁸¹ para incentivar la instalación de este tipo de energía.

Los incentivos que se aplican a las fuentes de energía renovables, abarcan a:

- la hidráulica, donde se permite la participación de inversionistas privados, siempre que el proyecto no supere los 5 MW de capacidad instalada, ya que por la ley general de electricidad la generación hidráulica sólo puede ser desarrollada por el Estado;
- los parques eólicos y aplicaciones aisladas de molinos de viento, con potencia instalada inicial que, en conjunto, no supere los 50 MW;
- instalaciones electro-solares (fotovoltaicas) de cualquier tipo y de cualquier nivel de potencia, instalaciones termo-solares (energía solar concentrada) de hasta 120 MW de potencia por central;
- centrales eléctricas que como combustible principal usen biomasa primaria, que pueda utilizarse directamente o tras un proceso de transformación para producir energía (como mínimo 60% de la energía primaria) y cuya potencia instalada no supere los 80 MW por unidad termo-dinámica o central;
- plantas de producción de bio-combustibles (destilerías o bio-refinerías), de cualquier magnitud o volumen de producción;
- fincas energéticas, plantaciones e infraestructuras agropecuarias o agroindustriales de cualquier magnitud, destinadas exclusivamente a la producción de biomasa, con destino a consumo energético, aprovechando aceites vegetales;
- y las instalaciones de explotación de *energías oceánicas*, ya sea de las olas, las corrientes marinas, o las diferencias térmicas de aguas oceánicas, y de cualquier magnitud.

⁸¹ Ley de Incentivos para el Desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales No. 57-07 promulgada el 7 de mayo de 2007.

Los principales incentivos que establece esta ley son:

- i) Incentivos a la inversión, mediante la exoneración de todo pago de impuestos por diez (10) años a las empresas que desarrollen de forma exclusiva energías renovables pero limitado hasta el año 2020, es decir las empresas que se instalen, por ejemplo, a partir del 2013 sólo tiene este beneficio por 7 años.
- ii) Reducción a 5% del impuesto por concepto de pago de intereses por financiamiento externo.
- iii) Crédito de 3 años sobre el impuesto sobre la renta de hasta el 75% del costo de inversión de equipos para autoproducción con generación renovable.
- iv) Financiamiento a tasas más bajas del mercado de hasta el 75% del costo total de inversión mediante el fondo creado por la Ley de Hidrocarburos 112-00 (impuesto a los combustibles)⁸².
- v) Incentivos a la operación en precios fijos para la venta de energía a través de contratos con la CDEEE.
- vi) Prioridad en el despacho, es decir que deben entrar en operación en primer lugar que cualquier otra unidad.
- vii) Derecho de vender energía a las empresas distribuidoras a precio marginal y recibir una prima de compensación dependiendo de la fuente de energía utilizada:
 - a. Eólica conectada al SENI 125.2 \$/MWh
 - b. Eólica (Autoproducción) 48.7 \$/MWh
 - c. Biomasa conectada al SENI 116.0 \$/MWh
 - d. Biomasa (Autoproducción) 48.7 \$/MWh

⁸² Ley 112-00 que establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo despachados a través de la Refinería Dominicana de Petróleo, S.A. (REFIDOMSA) u otra empresa, o importado al país directamente por cualquier otra persona física o empresa para consumo propio o para la venta total o parcial a otros consumidores. Dicha ley en su artículo primero-párrafo I, establece la creación de un fondo especial que tendrá los siguientes objetivos declarados de alto interés nacional: fomento de programas de energía alternativa, renovables o limpias. Y programa de ahorro de energía. El Poder Ejecutivo coordinará la asignación de los recursos afectados a este fondo entre las instituciones públicas responsables de perseguir los objetivos antes señalados. Dicho fondo será constituido a partir del 1° de enero del año 2002 con el dos por ciento (2%) de los ingresos percibidos, en virtud de la aplicación de la presente ley, con un incremento anual de un uno por ciento (1%) hasta alcanzar el cinco por ciento (5%) de dichos ingresos.

e. Residuos Sólidos Urbanos	85.0 \$/MWh
f. Fotovoltaica conectada al SENI > 25 kW	535.0 \$/MWh
g. Fotovoltaica conectada al SENI < 25 kW	600.0 \$/MWh
h. Fotovoltaica (Autoproducción)	100.0 \$/MWh
i. Minihidro conectada al SENI	73.5 \$/MWh
j. Minihidro (Autoproducción)	48.7 \$/MWh

Sin embargo, ni la ley 57-07 de incentivos a la energía renovable, ni su reglamento identifican los recursos para el pago de estas compensaciones; se establece por ley que estas fuentes de energía deben realizar contratos con la CDEEE. En un sector con falta de recursos para cubrir los costos de la generación que existe hoy en día, un nivel alto de burocracia para obtener las exenciones fiscales que dicta la ley y la falta de claridad de las instituciones para aplicar los incentivos definidos por la ley, resulta muy complejo para el desarrollo de estas energías.

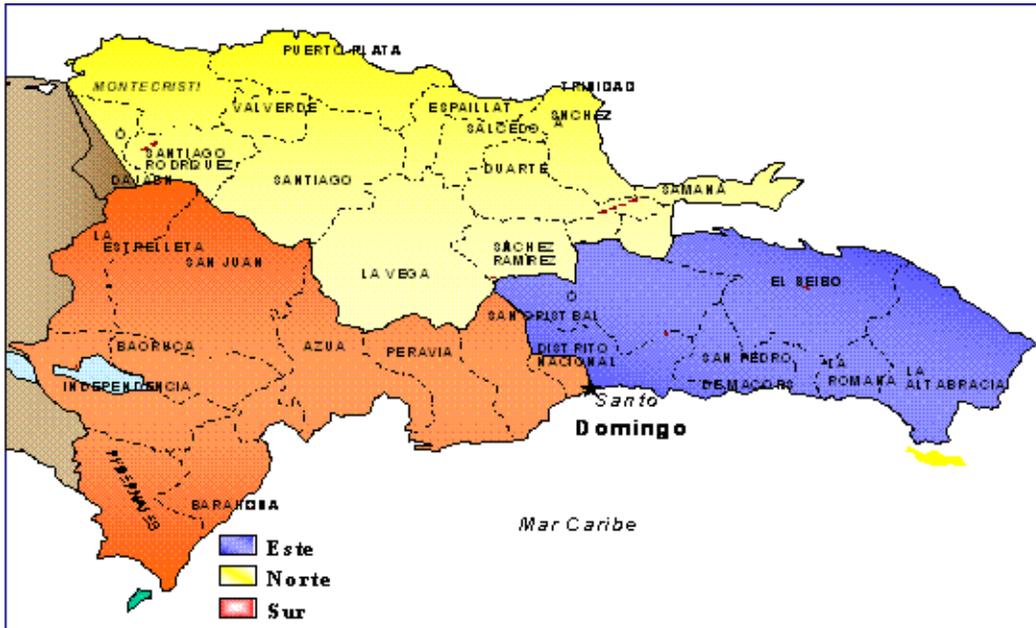
Un plan de expansión óptimo debe considerar las energías renovables con incentivos sostenibles que pueda pagar el usuario sin afectar a otros agentes y calculando las flexibilidades de los recursos que sean económicamente aprovechables en el país.

4.3 La privatización y la evolución del sistema de distribución y las tarifas

Como resultado del proceso de privatización llevado a cabo en el 1999, se crearon tres empresas para realizar la distribución de la energía eléctrica en todo el país (EDE Este, EDE Norte y EDE Sur). Estas empresas fueron incorporadas en la República Dominicana como sociedades comerciales y se otorgaron 40 años de concesión al socio privado para administrar las empresas con la participación del 50% mediante la inyección de capital propuesta durante la licitación llevada a cabo en el proceso.

Las tres empresas de distribución de electricidad se establecieron en función a las regiones geográficas del país Este, Norte y Sur, y con los activos correspondiente al sistema de distribución y comercialización de energía que manejaba la CDE en forma verticalmente integrada.

Gráfica No. 31: Mapa provincial República Dominicana con división por empresas distribuidoras



Fuente: Elaboración propia

EDE Norte abarca 14 provincias del norte del país (Santiago, La Vega, Duarte, Puerto Plata, Españillat, María Trinidad Sánchez, Monseñor Nouel, Sánchez Ramírez, Valverde, Santiago Rodríguez, Montecristi, Samaná, Hermanas Mirabal y Dajabón), con 19,061 kilómetros cuadrados de área de concesión; presta el servicio de distribución y comercialización de energía al 37.8 % de la población del país. En términos de la energía consumida y vendida, EDE Norte representa el 30% del consumo total del país.

EDE Sur posee la zona de concesión de la comercialización y distribución de energía eléctrica en 10 provincias del país y parte de la capital de la República Dominicana; en el Distrito Nacional en la zona que inicia en el lado oeste de la avenida Máximo Gómez y finaliza en la avenida Luperón, por la parte de la provincia Santo Domingo que comprende los Municipios Santo Domingo Oeste, Los Alcarrizos y Pedro Brand; así como la zona sur del país, con las provincias de: San Cristóbal, Peravia, Azua, San José de Ocoa, San Juan, Elías Piña, Bahrucó, Independencia y Pedernales. Abarca 17,942 kilómetros cuadrados de área de concesión, prestando servicio al 31.2% de la población del país y representando un consumo de 37% de toda la energía del sistema.

EDE Este posee la zona concesión de la comercialización y distribución de energía eléctrica en la zona Este del país, comprendida desde la acera Este de la avenida Máximo Gómez del Distrito Nacional; los Municipios de Santo Domingo Este, Santo Domingo Norte y Boca Chica; y las provincias del Este del país que abarcan a Monte Plata, San Pedro de Macorís, La Romana, La Altagracia, El Seybo y Hato Mayor. Cubre 11,700 kilómetros cuadrados de área de concesión; prestando el servicio de distribución al 31% de la población y cubriendo un consumo de energía equivalente a 33% del total.

El sistema de distribución se define en las subestaciones, desde las barras que conectan los equipos de transformación de energía desde el nivel de transmisión 69,000, 138,000 voltios, respectivamente, hasta las redes o circuitos de distribución que conectan las viviendas.

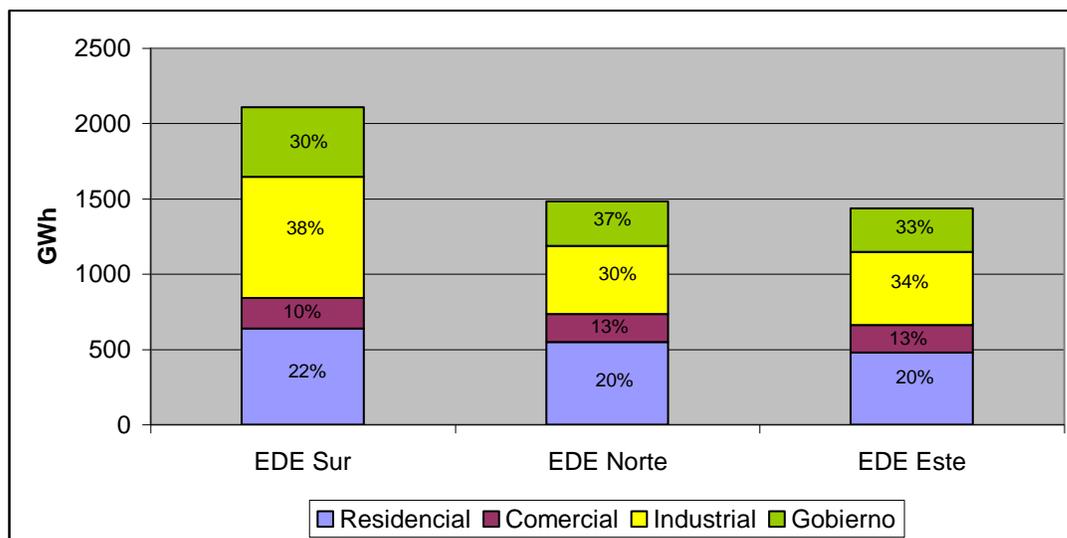
EDE Norte inició con 36 subestaciones y 86 circuitos o alimentadores que componen las redes de distribución. EDE Sur tenía 28 subestaciones y 101 circuitos, y EDE Este contaba con 17 subestaciones y 59 circuitos.

En general, y según las evaluaciones técnicas realizadas para determinar los valores mínimos de ventas de las empresas, los activos que definían el sistema de distribución se consideraban obsoletos; un sistema de distribución rural con falta de mantenimiento preventivo y deteriorado por los efectos del huracán George que azotó el país el 22 de septiembre de 1998, 6 meses antes de llevar a cabo el proceso de licitación para la venta de estas empresas distribuidoras.

4.3.1 Aspectos comerciales del sistema de distribución de la electricidad

En términos de la estructura comercial y el consumo de energía, las tres empresas tenían una estructura muy similar, según se desprende de las informaciones registradas al final del año 1999, (gráfica 32):

Gráfica No. 32: Consumo de energía por empresas distribuidoras y tipo de clientes



Fuente: Elaboración propia en base a informe estadístico de la CDE 1999.

Fijándonos en la composición de la cartera de clientes y venta de energía, EDE Sur tiene la mejor estructura y la de mayor volumen de venta, al disponer de un 38% de ventas al sector industrial. En EDE Norte, a pesar de tener un tamaño similar a EDE Este, las ventas al sector gobierno, municipios y alumbrado público suponen un 37%; que sumado al 20% residencial, indica que es la zona de más difícil gestión. Del lado de EDE Este, a pesar que tiene una estructura similar en el consumo residencial, la zona de gestión resulta más compleja por los sectores que componen esta zona, que son los más empobrecidos del país.

Un análisis simple muestra que más del 50% del sector de distribución corresponde a consumos del gobierno y sectores residenciales; consecuentemente, estas empresas no serían viables sin un pago oportuno de estos sectores. Se supone que la parte comercial e industrial es de más fácil gestión; éstos sectores están compuestos por un número pequeño de clientes en relación al total de la cartera total de clientes que maneja la empresa.

La composición de clientes de cada una de las empresas distribuidoras al inicio de la operación del socio privado era como sigue:

Tabla No. 19: Cantidad de clientes por empresa distribuidora año 1999

	EDE Sur	EDE Norte	EDE Este
Residencial	192,157	329,061	244,773
Comercial	25,381	34,568	29,489
Industrial	2,952	1,790	2,013
Gobierno	2,369	2,500	469
Total	222,859	367,919	276,744

Fuente: Elaboración propia en base al informe estadístico de CDE 1999.

La Tabla No. 19 presenta la cantidad y tipos de clientes de las empresas distribuidoras, destacándose que el sector industrial en cantidad sólo representa el 1% o menos del total de clientes.

Las pérdidas totales de energía en sistema de distribución en el año 1999 (correspondientes a pérdidas técnicas debido al efecto Joule por paso de la corriente por los conductores que componen las redes de distribución -que se estimaban para la fecha en 12%-; más las pérdidas debido a errores en equipos de medición o en el sistema comercial y las manipulaciones y conexiones e irregulares de los usuarios finales, correspondientes a las pérdidas no técnicas, -estimada en 33%-) alcanzaban, en promedio, el 45% (obtenido por la diferencia entre la energía suministrada por los generadores a los distribuidores y la energía facturadas por las empresas distribuidoras en los medidores de los usuarios).

Considerando el valor de 12% atribuido a las pérdidas técnicas, explicado anteriormente, resulta que el 33% de la energía que llegaba a las redes de distribución no se cuantifica, es decir, existen muchos usuarios que simplemente están conectados al sistema y la energía que consumen no está siendo medida por las empresas distribuidoras; otros usuarios, aunque se les mida la energía que consumen, presentan errores de medición; y, finalmente, otros que alteran los equipos de medidas instalados o en realizan conexiones irregulares.

Tabla No. 20: Pérdidas y % cobros por empresa distribuidora 1999

Pérdidas y cobranzas año 1999

	EDE Sur	EDE Norte	EDE Este
Pérdidas (%)	40%	50%	45%
Cobros (%)	87%	77%	80%

Fuente: Elaboración propia.

El porcentaje de los cobros se refiere a la cantidad total de energía que se les factura a los clientes (porcentaje que se cobra en la fecha de vencimiento); por ejemplo, en el año 1999 la producción de energía llegó a 9,000 GWh, de esta cantidad se facturaron a los clientes 4,950 GWh, que, multiplicándolo por el precio de venta equivale a US\$ 519 millones; de éstos sólo se cobraron US\$ 420 millones. De esta manera se determina el porcentaje de cobros.

Para realizar un plan de negocio es necesario conocer los costos principales de la empresa; el costo relacionado a la compra de energía a los productores o generadores, que representa aproximadamente el 70% del costo, es sin duda el principal costo del sector distribución. Al inicio de la operación privada, cada empresa distribuidora tenía contratos asignados para la compra de sus necesidades energéticas que cubrían el 80% de su demanda, quedando el resto como compra en el mercado de ocasión o spot. El precio medio para la compra de energía por contrato (los contratos iniciales tenían una duración de 5 años) se estableció en US\$ 60 por cada MWh, mientras que el mercado spot rondaba los US\$ 85 por MWh.

Los costos operativos estarían bajo total control del administrador privado, lo que incentivaría a las mejores prácticas empresariales para la aplicación del plan de negocio de largo plazo.

La tarifa de venta a los usuarios fue fijada mediante resolución número 237-1998 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, en octubre de 1998; que establecía hasta el 2007 un régimen para la tarifa de distribución aplicable a las tres empresas de

distribuidoras.- Este período estaba dividido en 2 etapas de 4 años: desde 1999 al 2003, se aplicaría el mismo nivel tarifario cuyo valor para agosto de 1998 era igual a US\$ 105 por MWh, con la siguiente estructura tarifaria⁸³:

Tabla No. 21: Tarifa por tipo de clientes 1998

TARIFA DE AGOSTO 1998

Tarifa	Concepto	Denom.	Aug-98	Unidad
BTS1	Cargo Fijo	CFBTS1	0.23	US\$ por cliente
-10kw	0-50 kwh	CEBTS1A	62.99	US\$ por MWh
	50-300 kwh	CEBTS1B	85.06	US\$ por MWh
	>300	CEBTS1C	152.60	US\$ por MWh
BTS2	Cargo Fijo	CFBTS2	0.77	US\$ por cliente
-10kw	0-300 kwh	CEBTS2A	85.06	US\$ por MWh
	>300	CEBTS2B	152.60	US\$ por MWh
BTD	Cargo Fijo	CFBTD	2.09	US\$ por cliente
+10kw	Energía	CEBTD	94.16	US\$ por MWh
	Potencia	CPBTD	12,766.23	US\$ por MW
BTH	Cargo Fijo	CFBTH	2.09	US\$ por cliente
	Energía	CEBTH	94.16	US\$ por MWh
	Potencia	CPBTF	3,237.66	US\$ por MW
	Potencia Punta	CPBTH	16,690.91	US\$ por MW
MTD1	Cargo Fijo	CFMTD1	2.09	US\$ por cliente
	Energía	CEMTD1	98.05	US\$ por MWh
	Potencia	CPMTD1	5,392.21	US\$ por MW
MTD2	Cargo Fijo	CFMTD2	2.09	US\$ por cliente
	Energía	CEMTD2	94.16	US\$ por MWh
	Potencia	CPMTD2	3,998.05	US\$ por MW
MTH	Cargo Fijo	CFMTH	2.09	US\$ por cliente
	Energía	CEMTH	94.16	US\$ por MWh
	Potencia	CPMTF	1,158.44	US\$ por MW
	Potencia Punta	CPMTH	11,458.44	US\$ por MW
Tarifa media en US\$ por MWh			105.00	

Fuente: Elaboración propia en base a resolución 237-98.

Esta tarifa tendría ajustes mensuales en función de la variación del precio del gasoil (definido como el combustible en los contratos con los generadores), desde el nivel base de US\$ 21.42 por barril, que establecían los contratos para la compra de energía a los

⁸³ La tarifa que se fijó para la operación de las empresas distribuidoras privatizadas correspondía a la misma estructura que tenía la CDE, que resultó de un estudio realizado en 1985 por Electricité de France (EDF).

generadoras, así como de la inflación, la tasa de cambio entre el peso dominicano y el dólar y la variación en la tasa arancelaria que el gobierno dominicano cobraba, (10%) para los equipos importados.

Tabla No. 22: Parámetros para indexar la tarifa y cálculo de indexadores por tipo de clientes

VARIABLES PARA CALCULO TARIFA RESOLUCIÓN 237-98 SEIC

Parámetros Indexadores		BASE	
		Aug-98	Ago-99
Indice de Precios al consumidor RD*	IPC	94.72	99.91
Consumer Price Index USA*	CPI	163.4	166.2
Tasa de cambio RD\$/US\$	D	15.40	15.95
Tasa arancelaria*	ta	0.10	0.10
	IPC/IPC_o		1.0548
	CPI/CPI_o		1.0171
	D/Do		1.0357
	1+ ta		1.10
	1+ tao		1.10

(*) Datos correspondientes al segundo mes anterior para el cual rigen los valores indexados.

CÁLCULO DE INDEXADORES

BTS	CFBTS	1.0548
	CEBTS	1.0535
BTD	CFBTD	1.0548
	CEBTD	1.0535
	CPBTD	1.0535
BTH	CFBTH	1.0548
	CEBTH	1.0535
	CPBTF	1.0535
	CPBTH	1.0535
MTD	CFMTD	1.0548
	CEMTD	1.0535
	CPMTD	1.0535
MTH	CFMTH	1.0548
	CEMTH	1.0535
	CPMTF	1.0535
	CPMTH	1.0535

Fuente: Elaboración propia en base a resolución 237-98

La tabla anterior (No. 22) muestra que, ya para agosto del 1999, era necesario realizar un ajuste de la tarifa a los usuarios por la inflación de 5.5% en todos los componentes, y aun no se había completado el proceso de privatización de las empresas distribuidoras.

Para el período comprendido entre los años 2003 al 2007, el régimen tarifario que se aplicaría correspondería a la tarifa técnica, definida por la propia resolución 237-98, mediante la cual se establecen los valores agregados de distribución por tipo de cliente, y el costo de compra de energía se traspasaría mensualmente a los clientes a través de la tarifa que se ajustaría en la misma proporción de esta variación.

Esta estructura permitiría que los inversionistas privados realizaran sus proyecciones financieras de gestión del negocio y que inyectaran el capital necesario para revertir la situación crítica del negocio de distribución que se describió anteriormente.

4.3.2 Descripción del proceso de privatización del área de distribución

El traspaso de la administración de las tres empresas distribuidoras, a los socios privados, se realizó en agosto de 1999, tras el resultado del proceso de licitación donde participaron como proponentes: Endesa, Electricite de France, Unión Fenosa y AES.

Las empresas EDE Sur y EDE Norte fueron adjudicadas a la firma española Unión Fenosa, que presentó una oferta para inyectar un capital de US\$211.9 millones por ambas empresas. La empresa EDE Este se adjudicó a AES que inyectó un capital de US\$109.3 millones.

El cuadro de resultados de las propuestas para las empresas distribuidoras fue como sigue:

Tabla No. 23: Propuestas del proceso de licitación en el sector distribución

Nombre del proponente	Montos de ofertas en US\$ millones			Adjudicación de dos empresas
	EDE Norte	EDE Sur	EDE Este	
Consortio EDF -SAURI		132.0		
Endesa Internacional		137.1		
Unión Fenosa (individual)		173.9	151.9	Aceptar EDE Sur
AES		139.9	109.3	Aceptar EDE Sur
Unión Fenosa oferta conjunta	211.9			EDE Sur y EDE Norte

Fuente: Elaboración propia en base al resultado del proceso de capitalización en 1999.

De estos montos aportados fue necesario utilizar parte de los recursos para cubrir compromisos asumidos por las empresas capitalizadas del proceso de privatización llevado a cabo.

Tabla No. 24: Pasivos asumidos por empresas distribuidoras capitalizadas

Pasivos asumidos en US\$ millones

Concepto	EDE Sur y EDE Norte	EDE Este
Constitución de las empresas, pago al Banco de inversión y gastos generales del proceso	1.78	1.00
Pago de prestaciones laborales por liquidación de los empleados	8.20	4.10
Pasivos asumidos de la CDE	15.00	15.00
Total	24.98	20.10

Fuente: Elaboración propia en base al resultado del proceso de capitalización en 1999.

En ese sentido, los aportes finales a cada empresa se redujeron a US\$ 186.92 millones y 89.20 millones para EDE Sur / EDE Norte y EDE Este, respectivamente.

4.3.3 Evolución de la gestión privada en las empresas distribuidoras

Con la entrada del administrador privado a la gestión del sistema de distribución dominicano, se establecieron condiciones y parámetros para la operación en este nuevo esquema del sector eléctrico.

El servicio de distribución se define como un servicio público y a las empresas distribuidoras se le da la exclusividad de prestación de este servicio dentro del territorio antes descrito; el cual comprende de un área de influencia de 100 metros medidos a partir del tendido de las líneas de distribución existentes y en caso de expansiones futuras por los 100 metros desde estas nuevas líneas.

Las condiciones de operación de los socios privados en estas empresas estaban definidas por los contratos de administración y el de concesión entre la CDE y los nuevos socios privados.

En resumen, estas condiciones de derechos y obligaciones de las empresas distribuidoras abarcan:

- Las empresas se transferían sin cargas laborales, es decir, el socio privado tenía libertad de despido y contratación de cualquier trabajador⁸⁴.
- No existencia de sindicatos de trabajadores.
- Contratos de compra de energía con la CDE y los generadores privatizados.
- Esquema de reconocimiento y traspaso de costos y remuneración en base a valor agregado de distribución; el cual se determinará cada cuatro (4) años, sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados.
- Obligatoriedad de suministro a los usuarios que lo soliciten dentro de su área de concesión que abarca 100 metros de las redes existentes.
- Garantía de suministro a los usuarios regulados mediante contratos con las empresas generadoras con una duración mínima de 18 meses.

⁸⁴ Las prestaciones laborales de los trabajadores se anotaron como un pasivo de las empresas distribuidoras y se le descontó del precio que ofertó el inversionista privado. Con este dinero se pagaron las cargas laborales correspondientes.

- Reconocimiento de la figura del usuario no regulado, que puede comprar su energía con contratos directos con las empresas generadoras.
- Compensación a los usuarios por la energía no servida (equivalente al 150% de la energía no servida).
- Contratación de largo plazo con los generadores mediante licitación dirigida por la superintendencia de electricidad.
- Limitación de la integración vertical entre generación y distribución hasta un 15% de la demanda máxima del sistema.
- Se exige a las empresas de generación integradas verticalmente a vender, al menos, un 40% de su producción en el mercado de ocasión o spot.

Estas condiciones fueron ratificadas por la ley general de electricidad del año 2001.

Las empresas distribuidoras iniciaron su operación como empresas privadas en el mes de agosto del 1999. Según el contrato de administración, al socio privado se le otorga la administración de la empresa distribuidora correspondiente, mediante un consejo de administración compuesto por cinco miembros: un presidente, un vicepresidente, un secretario, y dos vocales. De esta composición, al accionista privado le corresponden tres cargos (el presidente, vicepresidente y un vocal), y al Estado dominicano le corresponden dos (el secretario y un vocal). De acuerdo con los estatutos sociales de las empresas distribuidoras, por mayoría simple el inversionista privado puede aprobar los diferentes planes para administrar la empresa sin el voto de los representantes del Estado.

Como contraprestación del servicio de administración, el socio privado, en cada una de las empresas distribuidoras, tiene el derecho a cobrar un canon por concepto de asistencia técnica y/o transferencia de tecnología (“management fee”), por los primeros 5 años, el cual no podrá ser mayor del 2.75% de las ventas anuales brutas⁸⁵.

⁸⁵ El contrato de administración fue enmendado en febrero del 2001 para extender por 15 años el canon de administración de 2.75% a 2.95%, cambiando a ventas netas y sujeto a un programa de desempeño de las empresas en términos de reducción de pérdidas.

Las primeras medidas de los inversionistas privados fueron la instalación de nuevos sistemas de gestión que adquirieron con los propios recursos inyectados a las empresas. Para EDE Sur y EDE Norte, se contrataron los servicios de SOLUZIONE, que es una compañía que agrupa a todas las actividades de consultoría y servicios profesionales de la propia Unión Fenosa, inversionista privado que adquirió estas empresas. A través de esta empresa se adquirió el sistema de gestión open SGC, sistema de gestión comercial, desarrollado por SOLUZIONE. Del lado de EDE Este -y debido a que AES funcionaba más como un operador-, se realizaron intentos de desarrollar un sistema de gestión a lo interno de la empresa que no brindó los resultados esperados por lo que al final adquirieron el sistema de Unión Fenosa, el open SGC.

En términos de personal, los puestos directivos fueron ocupados por personal extranjero principalmente en EDE Sur y EDE Norte (administradas por Unión Fenosa), y realizando un proceso de capacitación en España para los empleados de nivel medio que habían identificados como potenciales talentos. Para el caso de EDE Este, la norteamericana AES trajo personal extranjero, aunque sin mucha experiencia en el área de distribución y comercialización, y no llevó a cabo un programa de capacitación en temas específicos al personal local, lo que ocasionó un inicio muy desorganizado en la implementación de programas de gestión de pérdidas del área de concesión de EDE Este; sin embargo, el personal local con conocimiento del terreno, logró controlar la situación para llevar a cabo el plan de negocio propuesto por la corporación AES.

Para el primer año de operación, las empresas se concentraron en instalar equipos de medición a los usuarios, con los recursos que habían inyectado a la propia empresa y para cubrir el déficit por compra de energía cuyo monto era superior a la venta de energía a los clientes finales.

Como se explicó anteriormente, desde agosto 1999 hasta julio del 2000, la CDE funcionó como agencia compradora, comprando energía y capacidad a los generadores del sistema (contratos IPP y las empresas EGE Haina y EGE Itabo, recién privatizadas) y sumando la producción propia de las centrales hidroeléctricas, la cual se valorizaba a los precios de los

contratos vigentes y la suministraba a las empresas distribuidoras pero con un mecanismo estimado en base a la facturación a los clientes finales. El incentivo perverso de las empresas distribuidoras, bajo este esquema, fue reducir la facturación y así pagar menos cantidad de energía y alargar el período transitorio, ya que no se incluía el cargo de la capacidad que sí debía pagar la CDE a los generadores. Sin embargo, como el precio de venta final de las empresas distribuidoras era de alrededor de US\$ 105 el MWh y el precio de compra medio que pagaba a la CDE era de US\$ 80 el MWh, el margen operativo era de sólo US\$ 25 MWh que debían cubrir las pérdidas totales de energía (alrededor de un 45%) y la falta de cobro de la energía facturada, así como también todos los gastos operativos.

Tabla No. 25: Margen operativo por empresa distribuidora 1999-2000

Margen operativo Agosto 1999- julio 2000

	Unidad	EDE Sur / EDE Norte	EDE Este
Compra energía	GWh	5,278	2,261
Valor compra energía	US\$ millones	422	181
Venta de energía	GWh	3,770	1,508
Valor venta energía	US\$ millones	396	158
Margen operativo	US\$ millones	(26)	(23)

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, a pesar del período transitorio de compra de energía a la CDE, las empresas resultaron con un margen operativo negativo de US\$ 26 millones y 23 millones para EDE Sur / EDE Norte y EDE Este, respectivamente.

El período transitorio, descrito anteriormente, termina en agosto del año 2000, iniciando el mercado mayorista (los generadores privados y la CDE venden energía directamente a las empresas distribuidoras a precios de los contratos existentes y el mercados spot); las empresas distribuidoras compran energía de las empresas privatizadas (EGE Haina y EGE Itabo) y la CDE, calculada por la cantidad de energía realmente consumida y multiplicada por los precios actualizados de los contratos de compra y venta de energía; considerando que el precio del petróleo y, consecuentemente sus derivados, en esa fecha, aumentan de precio; los precios de los contratos se actualizan al nuevo valor del petróleo y,

seguidamente, el costo de compra de energía de las empresas distribuidoras aumenta de US\$ 80 el MWh a US\$ 140 el MWh, agravando la situación financiera de estas empresas.

Analizando ahora la tarifa al usuario final, como se explicó anteriormente, la tarifa se fijó en agosto de 1998 y para agosto de 1999, cuando inician las operaciones de las empresas distribuidoras privatizadas, se requería un aumento de 5.5%, lo cual no fue autorizado por el Presidente de la República, dando una muy mala señal a los usuarios, que a partir de ahora concebían que la tarifa depende de la voluntad del Presidente de turno y no de las variaciones de los componentes de la misma.

Para el año 2000, y con los aumentos de los combustibles y sin un ajuste en las tarifas, las distribuidoras exigen el pago de la diferencia entre la tarifa real que debió ajustarse por lo menos un 60% y pasar a costar US\$ 165 el MWh, y utilizan el mecanismo de no pago del contrato de la CDE por el monto de la deuda que se acumulaba, según los cálculos de las propias distribuidoras. A pesar de este mecanismo de auto-subsidio, el margen operacional de las distribuidoras era negativo presentando la siguiente situación al 2001.

Tabla No. 26: Margen operativo por empresa distribuidora 2000-2001

Margen operativo Agosto 2000- julio 2001			
	Unidad	EDE Sur / EDE Norte	EDE Este
Compra energía	GWh	6,156	3,071
Valor compra energía	US\$ millones	677	307
Venta de energía	GWh	4,140	1,753
Valor venta energía	US\$ millones	468	198
Cobro CDE indexación	US\$ millones	83	53
Margen operativo	US\$ millones	(127)	(56)

Fuente: Elaboración propia.

Ya a finales del año 2000, ambos inversionistas privados -para poder mantener la operación de las empresas y debido a que los recursos inyectados se habían consumidos- procedieron a inyectar más recursos desde su casa matriz pero en calidad de préstamos, con pago de

intereses de 12% anual, a cargo de cada una de las empresas distribuidoras que administraban.

El balance de los recursos invertidos en las empresas distribuidoras, clasificado por fuentes y usos, se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla No. 27: Uso de los recursos por empresa distribuidora

Uso de los recursos inyectados en US\$ millones

Concepto	EDE Sur y EDE Norte	EDE Este
Constitución de las empresas, pago al Banco de inversión y gastos generales del proceso	1.78	1.00
Pago de prestaciones laborales por liquidación de los empleados	8.20	4.10
Pasivos asumidos de la CDE	15.00	15.00
Pago del canon de administración al socio privado	4.28	-
Préstamo a la CDE	11.00	
Inversiones en activos y proyectos	22.24	24.20
Pago a generadores por compra de energía	149.40	65.00
Total	211.90	109.30

Fuente: Elaboración propia.

Más del 50% de los recursos que el socio privado invirtió en las empresas distribuidoras se utilizó para el pago de la energía comprada a los generadores, por el efecto de las pérdidas operacionales que tenían las empresas distribuidoras en el proceso de compra y venta de energía.

A pesar que el gobierno renegoció en agosto del 2001 los contratos para que las empresas distribuidoras disminuyen sus costos de compra de energía y así frenar el déficit operativo

de estas empresas, los elevados niveles de pérdidas mantenían un margen operativo negativo, lo que hacía que las empresas aumentaran las deudas para continuar la operación de suministro de energía a los usuarios.

En el informe de auditores independientes de la empresa distribuidora EDE Este, en la opinión de auditoría se expresa: “Durante los años terminados el 31 diciembre de 2000, 2001 y 2002, la compañía ha sufrido pérdidas operativas significativas. Estas pérdidas han ocasionado la acumulación de un déficit equivalente al 89% del capital pagado de la compañía. Las causas principales han sido el nivel de pérdidas de energía al momento de la capitalización, la cultura de no pago de la energía eléctrica, el alza de los precios del petróleo y la devaluación del peso dominicano” (EDE Este, Estados financieros para los años terminados al 31 de diciembre del 2001 y 2002 e informe de los auditores independientes, 2003,3).

Tabla No. 28: Deuda por empresa distribuidora al 31 de diciembre del año 2001

	EDE Sur / EDE Norte	EDE Este
Banca Local	26.72	100.00
Empresa generadora afiliada	54.46	16.86
Canon de administración	32.20	21.17
Deuda casa matriz y empresas asociadas	218.18	50.00
Intereses vencidos	48.33	12.00
Total	379.89	200.03

Fuente: Elaboración propia.

Parecía claro que, con el nivel de deuda de estas empresas y la situación de pérdidas operacionales, resultaba insostenible mantener la operación financiera de las distribuidoras.

En ese sentido, tanto el inversionista privado como el gobierno (representado por la CDE), y considerando que la CDE también soportaba pérdidas por falta de pago de la energía que entregaba a las distribuidoras y que éstas no pagaban por la diferencia que existía por el aumento de la tarifa real que no se aplicaba y la tarifa que efectivamente se cobraba a los usuarios, tendrían que negociar y llegar a acuerdos para cambiar esta situación.

La situación de déficit financiero de las empresas distribuidoras, de la CDE y del sector eléctrico en general, a finales del año 2000⁸⁶, se torna insostenible, lo que obliga al gobierno a iniciar negociaciones con los socios privados de las empresas del sector eléctrico para tratar de buscar soluciones que reduzcan el hueco financiero que drenaba los escasos recursos del Estado dominicano.

En febrero del 2001, se firma el acuerdo global para la sostenibilidad del sector. Mediante este acuerdo se modifica el contrato de administración con el socio privado de las empresas y se extiende el canon de administración de 5 años a 15 años, para que el socio privado cobre el 2.75% de las ventas netas como contraprestación del servicio de administración y transferencia tecnológica a las empresas. Adicionalmente, se aprobó un aumento en el valor agregado de distribución de US\$ 5.5 por MWh para que se aplicara a partir de agosto 2003. Este valor reconocía las pérdidas sufridas por las empresas distribuidoras hasta esa la fecha. El aumento futuro en el margen de la tarifa de distribución negociado fue calculado por las empresas como un activo diferido.

Para agosto del 2001, fruto de intensas negociaciones y de buscar cómo bajar las pérdidas operativas de las empresas distribuidoras, se logra cambiar el precio y la fórmula de indexación de los contratos de compra de energía con los generadores, “el acuerdo de Madrid”, lo que lleva a una reducción en el corto plazo del costo de compra de energía que coincide con una baja de los precios de combustibles, que se mantienen hasta inicio del 2003.

⁸⁶ El nuevo gobierno del Partido Revolucionario Dominicano (PRD), contrario al Partido de la Liberación Dominicana (PLD), éste último que había realizado el proceso de privatización, tomó posesión en agosto del año 2000, encontrándose un sector eléctrico con nuevos actores privados y con un déficit financiero no considerado en el presupuesto nacional.

Adicionalmente, y aprovechando la baja de los combustibles y el cambio del mecanismo de indexación, en septiembre del 2002, el gobierno autoriza a la Superintendencia de electricidad (SIE) que ajuste la tarifa, considerando la variación el precio de fueloil (combustible que fue acordado usar como referente en el acuerdo de Madrid), la eliminación del rango de consumo de 0 a 50 kWh por mes, y el establecimiento de dos únicos rangos de consumo: 0 a 300 kWh y el otro, mayor a 300 kWh por mes.

Tabla No. 29: Tarifa por tipo de clientes a septiembre 2002

Tarifa a septiembre de año 2002

Tarifa	Concepto	Denominación	Sep-02	Unidades
BTS1	Cargo Fijo	CFBTS1	2.05	US\$ por cliente
-10kw	0-300 kWh	CEBTS1A	130.34	US\$ por MWh
	>300	CEBTS1B	160.84	US\$ por MWh
BTS2	Cargo Fijo	CFBTS2	1.32	US\$ por cliente
-10kw	0-300 kWh	CEBTS2A	130.34	US\$ por MWh
	>300	CEBTS2B	160.84	US\$ por MWh
BTD	Cargo Fijo	CFBTD	3.05	US\$ por cliente
+10kw	Energía	CEBTD	104.27	US\$ por MWh
	Potencia	CPBTD	14,070.99	US\$ por MW
BTH	Cargo Fijo	CFBTH	2.33	US\$ por cliente
	Energía	CEBTH	102.61	US\$ por MWh
	Potencia	CPBTF	3,586.25	US\$ por MW
	Potencia Punta	CPBTH	19,998.89	US\$ por MW
MTD1	Cargo Fijo	CFMTD1	3.05	US\$ por cliente
	Energía	CEMTD1	104.27	US\$ por MWh
	Potencia	CPMTD1	5,943.43	US\$ por MWh
MTD2	Cargo Fijo	CFMTD2	3.05	US\$ por cliente
	Energía	CEMTD2	104.27	US\$ por MWh
	Potencia	CPMTD2	4,406.54	US\$ por MWh
MTH	Cargo Fijo	CFMTH	2.33	US\$ por cliente
	Energía	CEMTH	102.61	US\$ por MWh
	Potencia	CPMTF	1,377.70	US\$ por MW
	Potencia Punta	CPMTH	13,947.31	US\$ por MW

Fuente: Elaboración propia en base a resolución de la superintendencia electricidad septiembre 2002.

Este ajuste hace que la tarifa tenga un aumento de 42.61% con relación al valor de agosto 1999. La situación a finales del 2002 fue de una mejoría sustancial en términos de margen operativo de las empresas distribuidoras.

En adición al aumento tarifario, el gobierno se hace cargo de zonas de difícil gestión donde las empresas distribuidoras tienen pérdidas de energía superiores al 45% y crea un programa de reducción de apagones, mediante el cual -en las zonas calificadas por las distribuidoras- se conecta un equipo de medición central que mide toda la energía que entra a la zona y el gobierno a través de la CDE se encarga de suministrar, a costo cero, el 75% de la energía y la distribuidora sólo paga por el 25%.

Esta energía de la cual el Estado dominicano se hizo cargo desde el año 2002 representaba entre el 11% y el 15% del total de la energía que compraban las empresas distribuidoras, por lo que -sin ningún esfuerzo de gestión- se disminuye el indicador de pérdidas de energía entre un 11% a 15%, lo que contribuye a la mejora del margen operativo de las empresas.

Tabla No. 30: Evolución margen operativo distribuidoras 2000-2001

Evolución del margen operativo: facturación (ventas) - compra en US\$ millones			
	2000	2001	2002
EDE Sur /EDE Norte	(96.65)	(66.96)	(11.39)
EDE Este	(86.26)	(62.25)	(10.87)

Fuente: Elaboración propia.

De hecho, en algunos meses del año 2002 las empresas distribuidoras EDE Sur y EDE Este presentaron márgenes operativos positivos.

Para el año 2003, la actividad económica del país se ve profundamente afectada tanto por factores externos (como el estancamiento de la economía norteamericana, el alza de los precios del petróleo, los atentados terroristas del 2001 y la subsecuentes acciones militares

en Irak) como internos (la quiebra de 3 importantes bancos-Banco Intercontinental BANINTER, Banco Nacional de Crédito BANCREDITO y el Banco Mercantil- que, hace que la economía tenga una contracción de 0.4% del producto interno bruto, una devaluación de la moneda nacional respecto al dólar americano de más de 100%, pasando de RD\$ 18 por dólar a cotizarse por encima de los RD\$ 50 por cada dólar, una tasa de inflación anualizada de 42.7%, así como una masiva fuga de capitales). Esta situación llevó a que, a partir de marzo 2003, no se ajustara la tarifa por la inflación, tasa de cambio y variación de combustibles, pasando las empresas a aumentar su déficit operativo a los niveles del año 2000.

A inicio del año 2003, debido al aumento del deterioro de la situación financiera de las distribuidoras EDE Sur y EDE Norte, motivó a que Unión Fenosa tomara un préstamo con de la casa matriz, con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por un monto de US\$188 millones, de los cuales el disponible neto a ser utilizado por dichas empresas para continuar operando, luego de ser cubiertos los gastos legales asociados al préstamo y al pago de la primera cuota del mismo, fue de US\$158.30 millones.

Sin embargo, el uso de los recursos fue a cubrir básicamente deudas como:

Pago a las empresas generadoras de Unión Fenosa	US\$ 52.20
Pago de intereses vencidos	US\$ 20.90
Pago de canon de administración 2.75% Unión Fenosa	US\$ 23.10
Pago de consultaría SOLUZIONA Unión Fenosa	US\$ 14.50
Retenciones impositivas	US\$ 18.70
Pago de pólizas locales	US\$ 22.00
Proveedores internacionales varios	US\$ 6.90
Total-----	US\$153.3

Bajo este escenario, la empresa Unión Fenosa plantea al gobierno su incapacidad de seguir soportando pérdidas financieras y propone devolverle las empresas distribuidoras(EDE Sur y EDE Norte) al gobierno, mediante un mecanismo por el cual el Estado dominicano se haría cargo de la deuda que Unión Fenosa tomó para mantener las operaciones de las empresas distribuidoras que estaban bajo su control administrativo.

Es así que, en septiembre del 2003, el Estado dominicano adquiere las acciones de Unión Fenosa en las empresas distribuidoras por un monto de US\$348.7 millones, equivalente a la deuda de estas empresas, debiendo el Estado realizar un primer pago por anticipado de US\$15 millones. La deuda pendiente de pago con el BID era de unos US\$139.7 millones en ese momento, los cuales debieron ser saldados inmediatamente por Unión Fenosa debido a las exigencias formuladas por el BID.

A raíz de la operación de compra de las acciones de Unión Fenosa en EDE Norte y EDE Sur, en una declaración de prensa divulgada por Unión Fenosa se decía: “La operación supondrá una minusvalía de 160 millones de euros, en línea con lo previsto en la comunicación realizada a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) el pasado día 14 de agosto, y no altera la previsión del resultado neto realizada por la compañía para el actual ejercicio”⁸⁷.

Así pues, a sólo 4 años de iniciar el proceso de privatización, 2 de las 3 empresas distribuidoras vuelvan a manos del Estado. Ahora bien, es necesario reconocer que, aunque no se realizaron grandes inversiones en renovación de redes, hubo una transferencia tecnológica importante en los sistemas de medidas a los clientes, softwares para gestión comercial, operación y capacitación en temas de regulación en mercados de competencias, y prácticas contables que permitieran seguir operando estas empresas.

Pero, lo que hay que destacar, por encima de los aportes tecnológicos y disciplina en la administración y gestión de las empresas, es que el Estado, en el esquema de privatización aplicado, asumía costos en la operación de las empresas privatizadas (subsidios a barrios de difícil gestión, subsidios en las tarifas, pago de canon de administración -en unas empresas donde es propietario del 50% de las acciones, lo que implica, también, el costo del 50% de las pérdidas que registraban estas empresas-; bajo esta situación la pregunta es: ¿Que ganancia tenía el Estado de que un inversionista privado manejara estas empresas bajo este esquema?

⁸⁷ Mercado Financiero, <http://www.europapress.es/economia/noticia-union-fenosa-transfiere-gobierno-dominicano-distribuidoras-electricas-133-millones-20030911164520.html> (consultado en agosto 2005).

La compra por parte del Estado Dominicano del 50% de las acciones de EDE Norte y EDE Sur provocó fuertes críticas de los organismos internacionales y los sectores empresariales locales, y la rotura del acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI), vigente en 2003 para hacer frente a la situación financiera local. Se agravó la situación financiera, ya que se cerraron fuentes de financiamientos, tanto para el sector eléctrico como para las propias empresas distribuidoras recién adquiridas por el Estado.

El deterioro del sector de distribución provocó que en noviembre del año 2004 la norteamericana AES vendiera su participación en EDE Este (la última empresa distribuidora aun en manos privadas) a una administradora de fondos de inversiones- Trust Capital of the West (TCW)- quedando AES como operador, ya que TCW no tenía la experiencia técnica para el manejo de empresas distribuidoras.

A partir del 2004, se empiezan acumular deudas en el sector eléctrico, producto del no pago por parte del Estado de los subsidios (principalmente a la empresa EDE Este manejada por TCW) y de la compra de energía a los generadores privados (por contrato de Madrid).

En busca de paliar la situación financiera del sector eléctrico, el Estado dominicano destina una partida de subsidios en el presupuesto nacional para ser transferida a las empresas distribuidora y cubrir los déficits operacionales; el monto inicial del subsidio fue de US\$ 500 millones para cubrir el déficit del año 2005.

Adicionalmente a esta partida presupuestaria, se realizaron ajustes en las tarifas para considerar los costos de los combustibles de generación como carbón y gas natural que formaban parte de los contratos, así como también la creación de un fondo de estabilización de la tarifa, mediante el cual se mantendría la tarifa en un valor elevado al valor real de cálculo, para así acumular un monto en el fondo de estabilización, que luego se utilizaría en períodos de aumento de tarifa para no traspasar los aumentos a los usuarios. Este mecanismo nunca logró acumular ingresos, existiendo siempre una deuda por la tarifa hacia las empresas distribuidoras, como resultado de que se le reconocía una tarifa inferior al valor real.

El aumento desproporcionado del petróleo a partir del 2006, que sobrepasó la barrera de los US\$ 150 el barril en el 2008, hace que la situación financiera del sector eléctrico dominicano sea más crítica, y se acumulen deudas y subsidios que sobrepasan los US\$ 1,100 millones. Es así que a inicio del 2008, la empresa TCW (el socio que manejaba EDE Este como inversionista privado) presenta una demanda legal contra el Estado dominicano, en nombre de la CDE y la Superintendencia de Electricidad (SIE) por US\$ 680 millones, en concepto de quebranto económico producido por el Estado dominicano a TCW al no pagar a tiempo el subsidio para cubrir el déficit operacional de EDE Este, por no ajustar la tarifa y por no ayudar a la empresa en la reducción de pérdidas mediante el cobro de la energía a los usuarios. Esta demanda tuvo su base en el acuerdo de libre comercio entre República Dominicana Centro América y Estados Unidos (DR-CAFTA por sus siglas en inglés).

Al inicio de año 2009, el Estado dominicano y la TCW llegaron a un acuerdo mediante el cual TCW devuelve la empresa EDE Este a la CDE mediante un pago único de US\$ 25 millones⁸⁸.

Es así como el efímero paso del sector privado por el área de la distribución de energía eléctrica deja al Estado dominicano con empresas financieramente quebradas, con algunas mejoras en las áreas administrativas y técnicas, pero con una sensación de apropiación de renta por abuso de posición dominante o bien por imposición de los organismos internacionales que marcaron las condiciones para llevar a cabo el proceso de privatización del sector eléctrico.

4.3.4 Evolución de las tarifas y los subsidios

Como se mencionó anteriormente, antes del proceso de privatización iniciado por el Estado Dominicano la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) aplicaba una tarifa. Según un estudio realizado por Electricite de France (EDF) en año 1985, aunque esta tarifa estaba basada en el costo marginal, la misma consideró un esquema social, mediante el cual los clientes de más bajo consumo pagarían una tarifa inferior al costo marginal y los clientes de

⁸⁸ Este pago de US\$ 25 millones que recibió TCW fue el pago por las ventas de las acciones al Estado, adicionalmente durante los 4 años de operación TCW cobro el cano de administración lo que equivalía a US\$ 12 millones anuales.

mayor consumo compensarían con una tarifa por encima del costo marginal. Este esquema transitorio debería ir ajustándose, de forma que en un período de 5 años (1985 a 1990) cada tipo de cliente pagaría la tarifa a costo marginal. Estos ajustes nunca se aplicaron y el esquema de subsidio cruzado fue ampliándose con el paso de los años.

Como estrategia del gobierno para el inicio de las operaciones de las empresas distribuidoras, después del proceso de privatización, la estructura tarifaria que aplicarían las empresas privadas fue exactamente la misma usada por la CDE anteriormente; ésto con el objetivo de no crear grandes distorsiones en los clientes de más bajo consumo, por lo que se mantuvo la misma política social de subsidios cruzados por consumos bajos de energía, en una misma categoría de cliente.

4.3.4.1 Evolución de la tarifa del sistema de distribución

El régimen tarifario establecido para la operación de las empresas distribuidoras consistía en fijar una estructura tarifaria por 8 años, dividido en 2 períodos de 4 años cada uno:

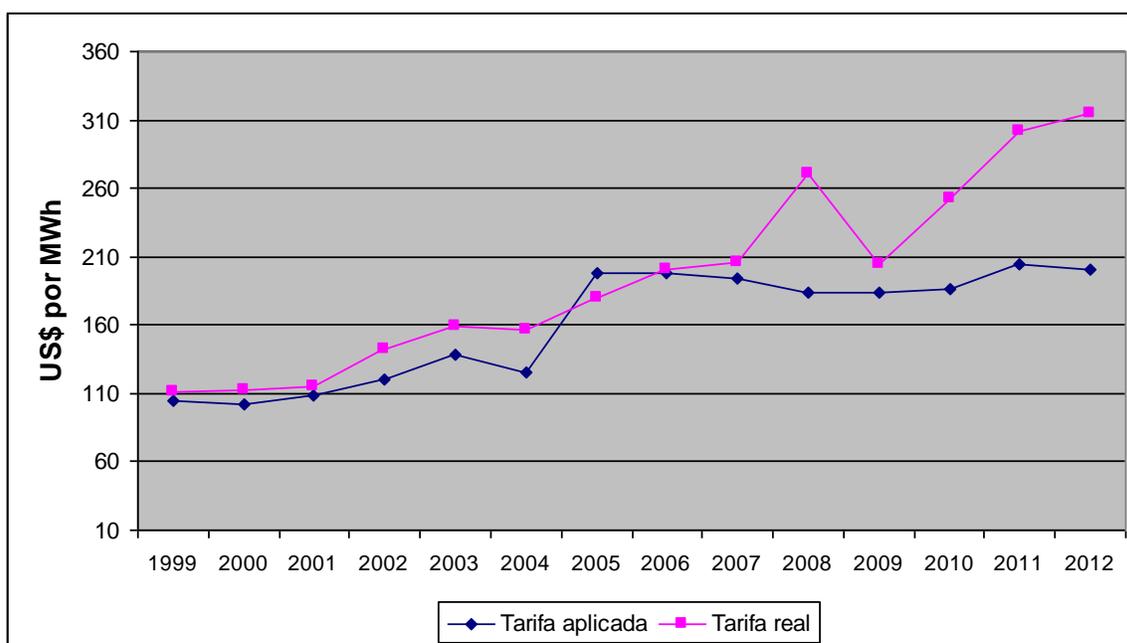
- i) Los primeros cuatro años tendrían el mismo régimen tarifario que usaba la CDE y se ajustarían las variaciones de combustibles y tasa de cambio, según fórmula explicada anteriormente.
- ii) En la segunda fase, se usaría una tarifa técnica usando la metodología aplicada por la fórmula de precio tope (price cap), donde se reconocen los costos de abastecimiento de las distribuidoras y se agrega un Valor Agregado de Distribución (VAD), que permita recuperar los costos de inversión más un margen por la operativa y mantenimiento del negocio de distribución y comercialización.

En el primer período de cuatro años, donde la estructura tarifaria se mantendría fija, es necesario destacar lo siguiente:

- No se ajustó la tarifa al momento del traspaso de las distribuidoras al sector privado.

- El pago del subsidio a la tarifa por parte del gobierno fue asumido por la CDE.
- La CDE realizaba este pago a través del contrato de venta de energía que tenía con las distribuidoras, lo cual provocaba un déficit financiero en todo el sector.
- Los montos de subsidios crecían con el aumento de los combustibles.

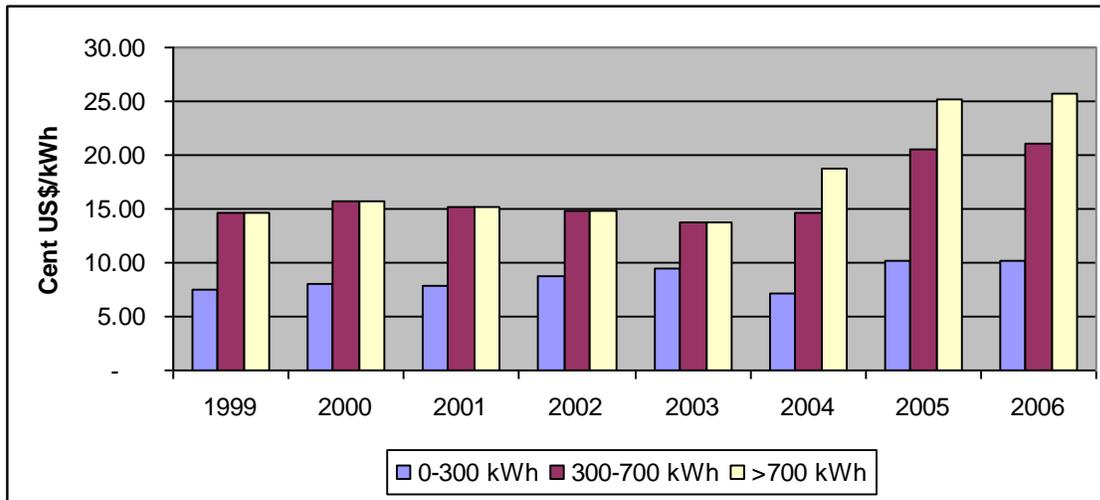
Gráfica No. 33: Evolución de la tarifa aplicada y la tarifa real 1999-2012



Fuente: Elaboración propia.

Es importante destacar que, aunque la tarifa promedio se mantuvo constante en alrededor de US\$ 110 por MWh durante los primeros 4 años, se requería un subsidio de parte del Estado dominicano, en adición al subsidio cruzado de los clientes con mayor consumo, hacia los clientes de consumo más bajo (se conoce como subsidio intratarifario).

Gráfica No. 34: Tarifa por rango de consumo 1999 - 2006



Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse, a partir del rango de consumo hasta los 300 kWh, siempre se ha mantenido un subsidio importante, que se trata de recuperar aumentando el precio a los clientes de mayor consumo, situación ésta que se hace más notoria a partir del 2004, producto de la crisis económica y el aumento del precio de los combustibles. Igual situación se presenta en los clientes comerciales.

A partir del año 2003, es necesario destacar los siguientes hitos y variaciones en la tarifa:

1. En septiembre del 2002 el gobierno decidió eliminar el subsidio por combustible que aplicaba durante los años anteriores a la tarifa promedio.
2. Se transfiere a los usuarios finales la variación del precio del fueloil, principal combustible que usaba el parque de generación.
3. Se aumenta el precio de la tarifa a los clientes residenciales y comerciales en el rango de 0-300 kWh, para reducir el subsidio cruzado con el rango de mayor consumo.

Sin embargo, a partir de la crisis económica y los aumentos de los combustibles del 2003, se decide nuevamente subsidiar la tarifa y variar los rangos de consumos, produciendo un aumento sólo a los clientes con consumo superior a los 300 kWh y demás clientes industriales.

Las variaciones de los rangos tarifarios:

Producto de una política inconsistente, se han producido 5 variaciones de los rangos tarifarios de los sectores residenciales y comerciales, en los primeros 5 años de privatización del sector de distribución:

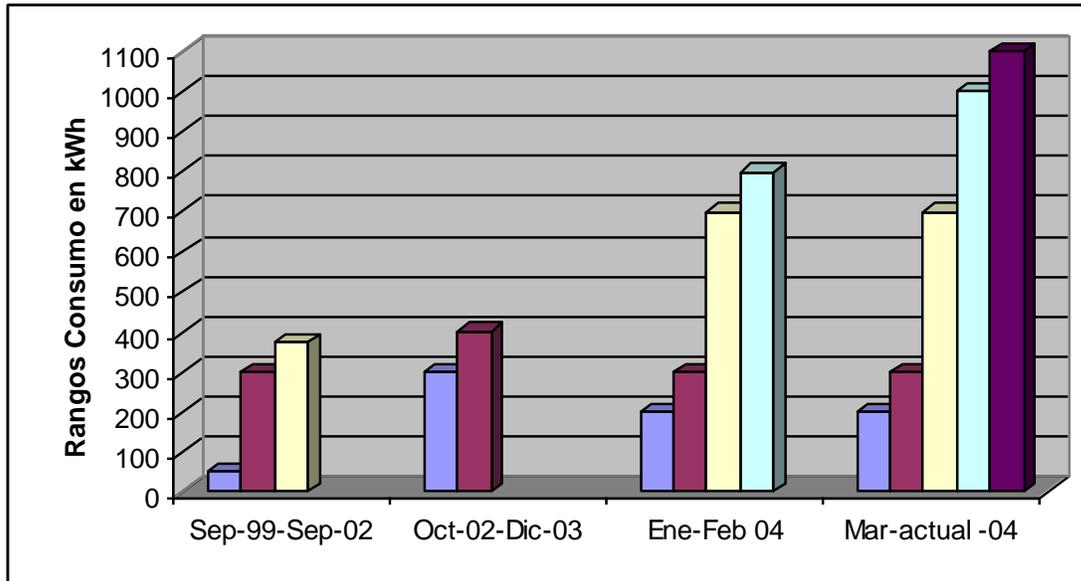
1. Antes del proceso de privatización, siendo la CDE la encargada de la distribución y comercialización:
 - 0-50 kWh
 - 51-300 kWh
 - > 300 kWh.

2. En septiembre 2002, se anuncia el ajuste tarifario y una reclasificación de los rangos a:
 - 0-300 kWh
 - > 300 kWh.

3. Durante la crisis económica, en enero 2004, se realiza una reclasificación:
 - 0-200 kWh
 - 201-300 kWh
 - 301 - 700 kWh.
 - > 700 kWh

4. En ese mismo año 2004, en marzo, se crean dos nuevos rangos, que se han mantenido hasta la fecha del 2014:
 - 0-200 kWh
 - 201-300 kWh
 - 301 - 700 kWh.
 - 701 - 1000 kWh
 - >1,000

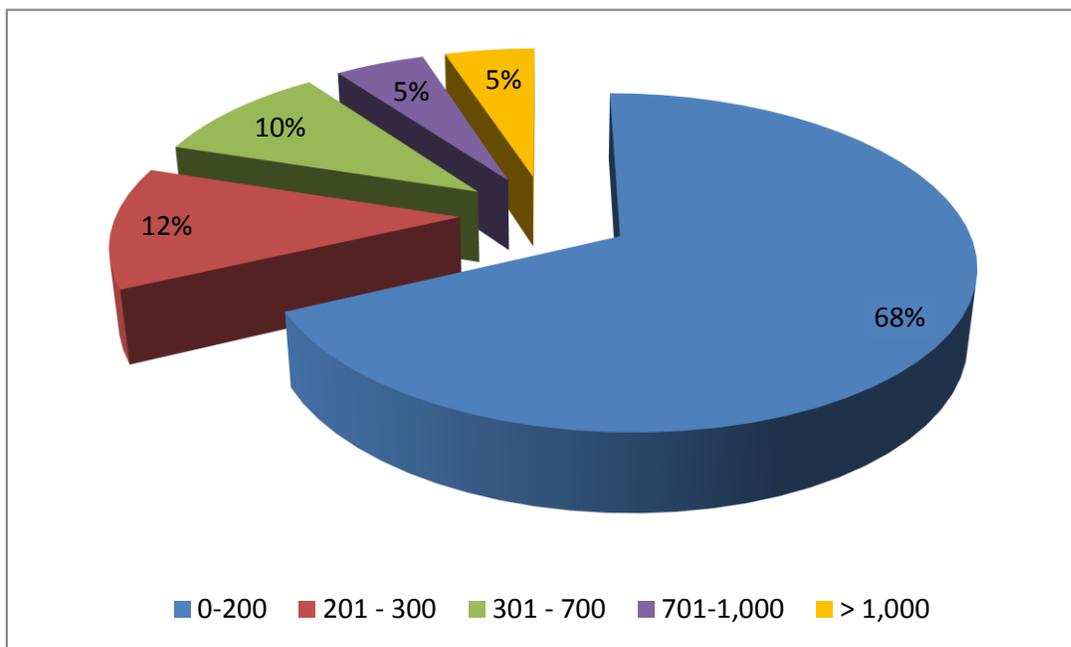
Gráfica No. 35: Variación de rangos de consumo



Fuente: Elaboración propia.

Aunque el objetivo principal de las reestructuraciones de los rangos tarifarios es buscar un mecanismo que permitiera focalizar el subsidio a los sectores que realmente lo necesitan, éste no se ha podido lograr, debido a que sólo se han producido aumentos parciales a los consumos entre 300 y 700 kWh y aumentos de más de 100% a los consumos mayores a 700 kWh, creando una gran distorsión en la estructura tarifaria: sólo una pequeña minoría (menos de 10% en consumo de energía) es la que soporta todo el sistema con tarifas muy elevadas.

Grafica No. 36: Consumo de energía por rango consumo del sector residencial



Fuente: Elaboración propia.

Consecuentemente, en el esquema actual:

La distribución del subsidio se realiza por rango de consumo.

- Todos los clientes que tienen consumo hasta 700 kWh al mes reciben subsidios.
- El 70% de los clientes se beneficia de un subsidio para un segmento que no se considera meritorio.
- Este esquema de subsidio no incentiva el ahorro de energía hasta alcanzar los 700 kWh de consumo.
- El rango de consumo de 0-300 kWh tiene una tarifa subsidiada en más del 50%.

4.3.4.2 Evolución del subsidio tarifario

En respuesta a los aumentos del precio de los combustibles y a la política social del Estado dominicano, siempre se ha recurrido a mantener un subsidio a la tarifa, adicional a los efectos de los subsidios cruzados; sin embargo, esta política de subsidio no ha sido

consistente, lo que ha permitido mantener tarifas bajas a un segmento de la población y tarifas muy elevadas a otros grupos, sin mencionar la mala calidad del servicio que obliga a gastos adicionales individuales para suplir la falta de continuidad de la energía.

El subsidio se calcula mediante la diferencia entre la tarifa aplicada a los clientes y la tarifa indexada que calcula la SIE, mediante los ajustes de precios de combustibles, inflación y tasa de cambio.

Como se mencionó anteriormente, el Estado dominicano decidió en septiembre del año 2002 eliminar el subsidio a todos los tipos de clientes y realizar un ajuste al rango de consumo de 0-300 kWh, para así permitir el traspaso de las variaciones del precio de los combustibles en el futuro.

Sin embargo, desde septiembre del año 2002 mantuvo una tarifa por debajo a la real y 6 meses después se re-establece el subsidio; 3 meses más tarde se congela la tarifa para todos los clientes, hasta final del 2004. Para el 2005, aprovechando la estabilización económica del país, la baja en los precios de los combustibles y la apreciación del peso dominicano (que llegó a cotizarse por debajo de RD\$ 28 por dólar, cuando meses atrás la tarifa se había fijado con una tasa de RD\$ 45 por dólar), así como las condiciones impuestas por el FMI para la firma de un acuerdo- suspendido en el 2003 debido a la compra por parte del estado dominicano de las acciones de Unión Fenosa en EDE Sur EDE Norte- se procede a realizar un aumento de la tarifa al usuario final de 10%.

En agosto de 2005, el poder ejecutivo emitió el decreto No. 376-05, que establece un aumento del 30% en los ingresos de las empresas de distribución con relación al valor de septiembre de 2004, e instruye a la SIE a ajustar las tarifas en esta forma. A diciembre de 2005, la SIE había ajustado las tarifas en un 10% y, debido a la disminución de la tasa de cambio y la apreciación del peso, las tarifas en pesos se mantuvieron fijas, produciendo un efecto de aumento en la tarifa en dólares alcanzando el 25% de aumento, y surgiendo por primera vez un monto para cubrir el fondo de estabilización de la tarifa. Sin embargo, lo recolectado no fue suficiente para cubrir los montos deficitarios que se habían acumulado

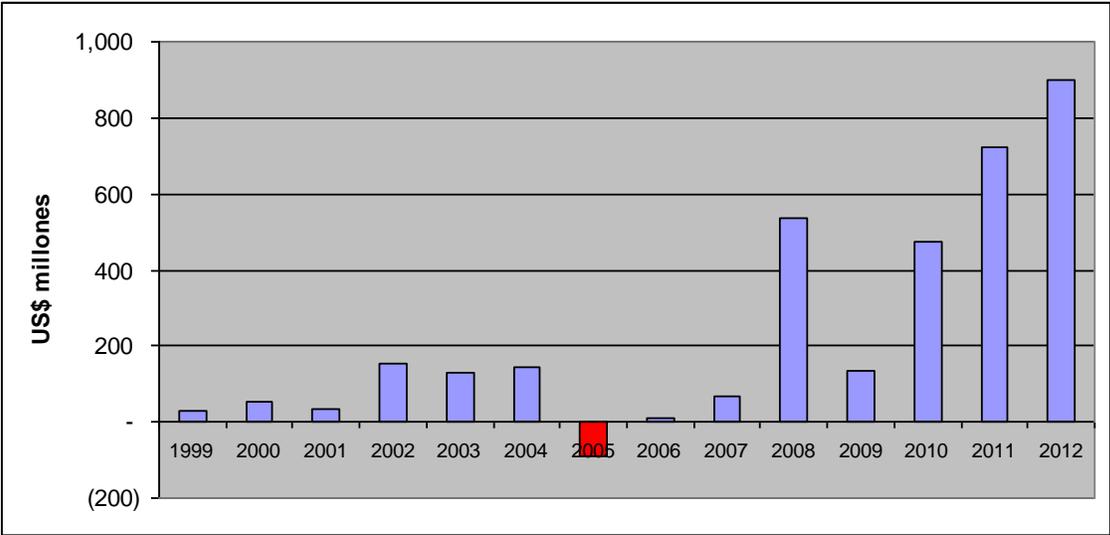
anteriormente, por lo que siempre se mantuvo en déficit y, por lo tanto, una deuda a las empresas distribuidoras por la no aplicación de la tarifa real.

La tarifa se mantuvo congelada hasta el 2009, cuando la firma del nuevo acuerdo con el FMI exige al gobierno dominicano un aumento de tarifa; para ese año se aumenta un 20% el valor de la tarifa y luego un 10% en el 2010 y el 2011, respectivamente.

Todos los aumentos realizados sólo abarcaron al rango de clientes mayores a 700 kWh, manteniéndose un subsidio cruzados a los clientes con menor consumo.

Pese a estos aumentos de la tarifa a los usuarios, nunca se cubrió la tarifa real, existiendo una deuda a pagar a las empresas distribuidoras por este concepto, (la diferencia entre la tarifa cobrada por las distribuidoras a los usuarios y la tarifa real que calculaba la SIE se presenta a continuación). En la gráfica 37 se ilustra esta deuda:

Gráfica No. 37: Deuda por diferencia de tarifa aplicada y real (Fondo de estabilización de la tarifa)



Fuente: Elaboración propia en base a publicaciones de la superintendencia de electricidad.

Como se aprecia, el esquema tarifario del sector eléctrico aplicado en República Dominicana no puede estudiarse en función de un análisis de las variables del negocio, ya que el esquema obedece a situaciones políticas y sociales momentáneas; o bien a exigencias

de organismos internacionales. Otro punto a destacar es que los aumentos de tarifa sólo se realizan a un rango de clientes, creándose una distorsión importante en la estructura tarifaria e incentivos perversos para la manipulación de los equipos de medidas y acciones fraudulentas del cliente, para no llegar a ese rango de consumo.

Por lo tanto, se recomienda realizar una re-estructuración tarifaria antes de seguir pensando en realizar aumentos de tarifa al rango de consumo de 700 kWh por mes, que actualmente está pagando un 60% más de lo que es su tarifa real.

4.3.5 Indicadores de gestión y pérdidas de energía

El indicador de gestión más importante de una empresa distribuidora lo constituye las pérdidas de energía, pérdidas totales en el proceso de gestión, que pueden consistir en pérdidas técnicas (debido al efecto Joule por paso de la corriente por los conductores que componen las redes de distribución), o en pérdidas administrativas, errores, hurtos y mala gestión, llamadas en conjunto como pérdidas no técnicas; la suma de ambas -técnicas y no técnicas- se corresponden con las pérdidas de energía totales.

Las pérdidas técnicas se asocian a una gestión de ingeniería de redes para llevar a su valor óptimo, en términos de una evaluación económica de la inversión requerida y el costo de la energía de pérdidas.

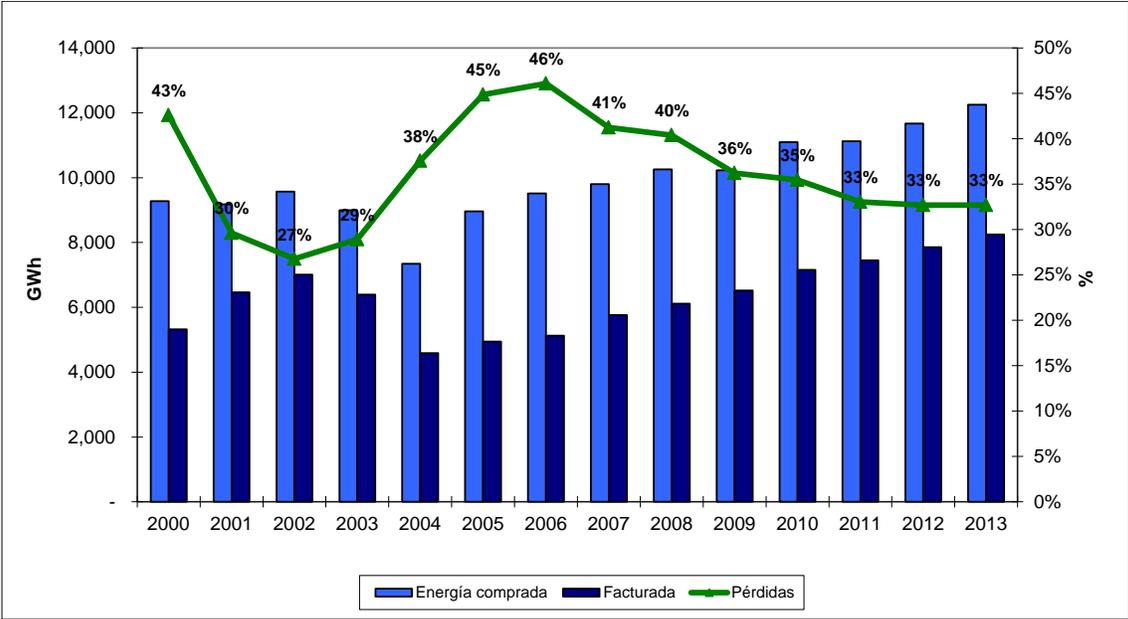
Del lado de las pérdidas no técnicas, la situación es más compleja ya que intervienen otras variables sociales. En conjunto, es común referirse al análisis de las pérdidas comerciales como un problema de gran complejidad, significando en realidad que las causas son múltiples y de diferentes naturaleza (económicas, culturales, sociales) y, además, que las acciones orientadas a combatir ciertas causas tienen a veces efectos impensados en otros aspectos del problema.

El índice de cobros -medido por la cantidad de dinero que ingresa la empresa en relación al valor monetario de la energía facturada- y las pérdidas no técnicas son dos elementos que están estrechamente vinculados, y más en mercados complejos como el de la República

Dominicana. Ante un aumento de las acciones para la reducción de pérdidas no técnicas, se incrementa la morosidad e, inversamente, ante un aumento de las acciones de gestión y cobranza se incrementan las pérdidas no técnicas?. Es evidente que entre estos dos fenómenos existe una correlación inversa que será de mayor o de menor intensidad dependiendo de los valores sociales generalmente aceptados por la población, y de las restricciones normativas y legales a las que deben someterse las distribuidoras.

Al revisar la parte de distribución del sector eléctrico dominicano, se nota una deficiencia en términos del comportamiento de las pérdidas de energía, calculadas como la energía comprada a los generadores y la energía facturada a los usuarios por las empresas distribuidoras.

Gráfica No. 38: Evolución de pérdidas de energía comprada y facturada sector de distribución



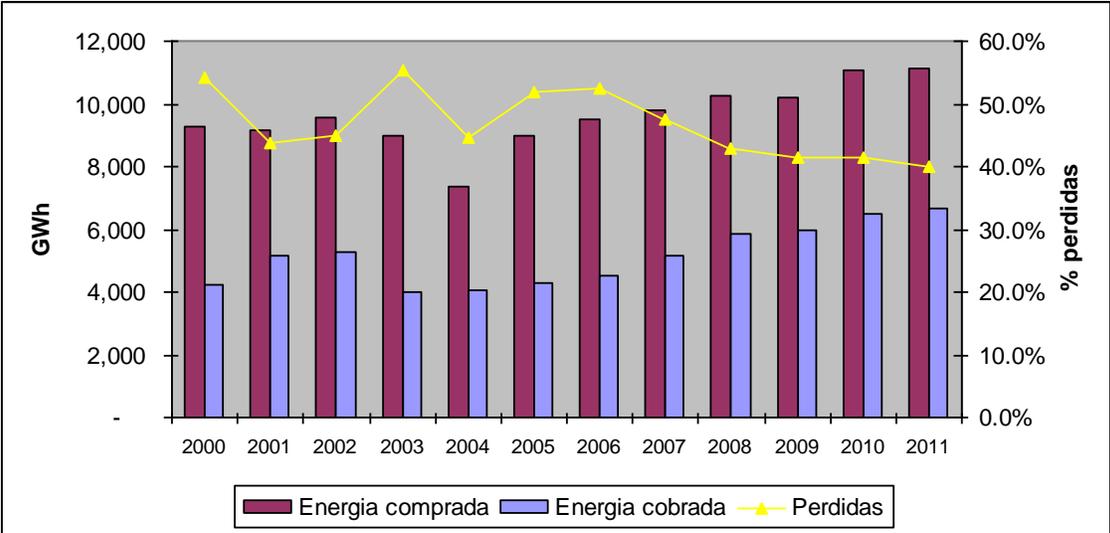
Fuente: Elaboración propia en base a informe de gestión de la CDEEE 2013.

A pesar de que en los primeros años (hasta el 2003) se aprecia una mejoría en el indicador de pérdidas de energía, es necesario determinar las variables explicativas de esta situación, ya que los inversionistas privados que participaron en la distribución, en sólo 4 años de gestión entregaron al Estado dominicano 2 de las 3 empresas distribuidoras, produciéndose la entrega de la tercera en el 2008.

Inicialmente, con el proceso de privatización se llevaron a cabo importantes programas de inversiones y planes de gestión que arrojaron resultados muy buenos, y las pérdidas de las empresas distribuidoras se redujeron significativamente entre el 1999 y finales del 2002. Sin embargo, el proceso de mejora ha encontrado dificultades a partir del 2003, como resultado de la situación económica y de la caída de la calidad de servicio, así como por la mayor veracidad del indicador de pérdida, dando como resultado el aumento de las pérdidas a niveles similares del año 2000.

Realicemos un análisis de las pérdidas y los cobros considerando las zonas de difícil gestión (los llamados barrios carenciados) donde el Estado asumió los costos del suministro de energía pagando un subsidio a las empresas distribuidoras.

Gráfica No. 39: Evolución de pérdidas entre la energía comprada y la cobrada



Fuente: Elaboración propia en base a informe de gestión de la CDE

Esta gráfica muestra que hubo una reducción del indicador de pérdidas sólo desde el 2000 al 2001, cuando se realizaron los esfuerzos y se suscribe el acuerdo de sostenibilidad del sector con el gobierno; pero esta reducción de pérdidas fue mínima, y después del 2001 el nivel de la energía que efectivamente cobran las empresas distribuidoras es del orden del 50% al 60%, resultando imposible que un negocio funcione de esta manera.

Al tratar de explicar el comportamiento prácticamente inelástico de las pérdidas con otras variables, se realiza un análisis desde el 2005 y la cantidad de energía entregada. Sea la ecuación:

$$Pep = \mu + \alpha E_t + \varepsilon_t$$

μ = término constante,

α = pendiente de la variable independiente; representa en qué proporción la energía entregada afectan el nivel de pérdidas totales.

ε = término aleatorio o de perturbación que representa un cambio en las pérdidas no considerado en la variable independiente.

Salida de resultados

Regression Statistics	
Multiple R	0.9059
R Square	0.8207
Adjusted R Square	0.7848
Standard Error	0.0243
Observations	7

ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	0.01351	0.01351	22.87882	0.00496
Residual	5	0.00295	0.00059		
Total	6	0.01646			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	1.0595	0.1269	8.3456	0.0004	0.7331	1.3858	0.7331	1.3858
X Variable 1	-5.973E-05	1.249E-05	-4.783E+00	4.957E-03	-9.183E-05	-2.763E-05	-9.183E-05	-2.763E-05

La ecuación resultante:

$$Pep = 1.0595 - 5.973E-05E_t$$

(8.3455) (-4.783)

Los valores estimados son $\mu = 1.0595$ y $\alpha = -5.973E-05$;

Estos resultados evidencian la bondad de ajuste medida por el R^2 ajustado = 0.7848. Así pues, el 78.48% del nivel de pérdidas se puede explicar por la cantidad de energía entregada a la población. Es decir, cuando mayor cantidad de energía se suministra a los usuarios, el proceso de gestión de facturación y cobros de las empresas distribuidoras, tiende a mejorar.

Hacemos un contraste conjunto de significación de los coeficientes:

Ho: $\mu = \alpha = 0$

Ha, $\mu \neq 0$ y $\alpha \neq 0$

Calculamos el estadístico *F de Snedecor*: 22.87882

Al comparar este valor en la tabla para 1% con el valor crítico (VC) = 13.7 (dado que $22.8782 > VC = 13.7$), se descarta la hipótesis nula de los coeficientes $\mu = \alpha = 0$ para el 99%.

Para el contraste de significación individual, se plantea la hipótesis:

Ho: $\alpha = 0$,

Ha: $\alpha \neq 0$

El estadístico *t* para el estimado α , es igual 4.783. Al comparar con $t_{\alpha/2} = 2.447$, como $4.783 > 2.447$, se descarta la hipótesis nula. Se confirma que el aumento de la cantidad de energía que se entrega tiende a reducir las pérdidas totales y a mejorar la cobranza.

Desde el inicio de las operaciones del sector distribución manejado por las empresas privadas, la primera medida fue proceder con un programa de suspensión de suministro de manera global en las zonas donde la facturación y la cobranza fueran bajas; ésto motivó grandes conflictos entre los socios privados, el gobierno y los propios clientes que dentro de la zonas si pagan el servicio y recibían las mismas suspensiones del servicio que todos los demás clientes. Esta situación fue lo que llevó a que en el año 2002 se formalizara el llamado programa de reducción de apagones en las zonas calificadas por las distribuidoras de difícil gestión y que el gobierno procediera a pagar el 75% de la energía en estas zonas. Más tarde, como se explicó, el socio privado procedió a devolver las empresas al Estado dominicano con la correspondiente compensación monetaria por las inversiones realizadas.

Las empresas distribuidoras EDE Sur y EDE Norte, manejadas por el socio privado Unión Fenosa, sólo operaron por 4 años y EDE Este – gestionada por su accionista original AES- sólo por 5 años, aunque se mantuvo como operador y entró otro accionista privado por 4 años adicionales. Las principales hipótesis que expresan, tanto los inversionistas privados, los organismos multilaterales y el sector empresarial local, sobre el hecho de que el fracaso

de su gestión se debió a la falta de apoyo por parte del Estado dominicano, a la ausencia de un marco regulatorio y legal que castigue adecuadamente el fraude de los clientes por manipulación de equipos de medición y robos de electricidad, y a la llamada “cultura” de no pago de la electricidad por parte de los ciudadanos dominicanos, no tienen sustento científico, según muestran estos resultados.

En ese sentido, en el 2005 el FMI exigió al gobierno contratar gerentes extranjeros para las empresas distribuidoras EDE Sur y EDE Norte y así sanear las empresas por las mejores prácticas de gestión en relación a una gerencia local dominicana.

En mitad del año 2005 se contratan gerentes de nacionalidad chilena para administrar estas empresas, que permanecen hasta el 2007. Paralelamente a la contratación de estos gerentes, se produce un deterioro del indicador de pérdida y cobranza; sin embargo, esta observación no puede ser concluyente, y lo contrario (que la gestión local sea la variable que mantiene las empresas con malos índices de gestión) tampoco.

En el año 2008, año de elecciones presidenciales, se asignan gerentes dominicanos en EDE Norte y EDE Sur, y en ese mismo año el Estado recibe la demanda internacional de la firma TCW, para que le pague US\$ 680 millones que había incurrido en pérdidas por administrar EDE Este. Al tomar en el año 2009 el Estado dominicano el control de EDE Este, se producen nuevamente las presiones de los organismos internacionales para que las empresas sean manejadas por “gerentes externos” o local, pero con fuerte orientación privada.

En septiembre del 2009 se produjo un cambio en la administración del sector eléctrico. El gobierno designó como nuevo vicepresidente ejecutivo de la Corporación Dominicana de Empresas Estatales (CDEEE) a un conocido empresario, fuerte crítico del anterior ejecutivo de la CDEEE y de las decisiones del gobierno de adquirir y administrar nuevamente las empresas distribuidoras. Su designación generó grandes expectativas en el sector empresarial y en la población en general, ya que prometió resolver el problema de los apagones y de los altos niveles de subsidios que requería el sector.

La nueva administración prometió despolitizar el sector, devolver la naturaleza empresarial a la CDEEE y las empresas distribuidoras, renegociar los contratos con los generadores y mejorar el cobro y la facturación de las empresas distribuidoras.

Como un apoyo exclusivo a la nueva administración de la CDEEE, el gobierno emitió un decreto en el que otorga poderes especiales al vicepresidente ejecutivo de la CDEEE, para avanzar el proceso de saneamiento del subsector eléctrico estatal.

A pesar de los esfuerzos de la CDEEE, el desempeño de las empresas distribuidoras no había mejorado para el 2010; más aún, parecería que el optimismo expresado hacia la mejora de las empresas distribuidoras, es cuestionado por las cifras e indicadores de gestión, dado que -según señala la propia CDEEE- el desempeño de las distribuidoras no ha mejorado en los últimos meses.

Durante el 2010 el déficit de las empresas eléctricas se proyectaba entre US\$700 y US\$800 millones, y finalmente terminó en US\$ 750 millones, monto que transfirió el gobierno para que las distribuidoras cubrieran el déficit operativo del negocio.

Con el objeto de unificar el mando del subsector eléctrico estatal y dar coherencia a las políticas internas del mismo y avanzar el proceso de despolitización, la administración de la CDEEE decidió hacer modificaciones en la composición de los consejos de administración de las empresas distribuidoras.

Sin embargo, frente al deterioro de la situación, el gobierno y la CDEEE decidieron ir más lejos y a finales del año 2010 contratan cuadros profesionales para encargarse de la administración de las distribuidoras. Se habían contratado equipos de siete profesionales por cada empresa para desempeñar las funciones claves de la misma. A saber,

- i. Administrador
- ii. Director de distribución
- iii. Director de comercialización
- iv. Director de recursos humanos
- v. Director de pérdidas

- vi. Director de grandes clientes
- vii. Director de logística

En esa estructura de las empresas distribuidoras, el número de empleados corresponde a 51 funcionarios, de estos, 50 eran extranjeros. Con ello se persigue aprovechar experiencias, buenas prácticas y profundizar el proceso de despolitización de las empresas⁸⁹. Como una forma de incentivar el trabajo eficiente de los nuevos directivos extranjeros de las empresas distribuidoras, a parte de los lujosos sueldos (US\$ 15,000 netos por mes) existían incentivos por mejoras de gestión en el indicador de pérdidas.

Para el año 2011 el sector requirió US\$ 800 millones de dólares para cubrir el déficit operativo de las distribuidoras; en el año 2012 la cifra aumentó a de US\$ 1,200 millones y en el 2013 1,300 millones.

A pesar de que existe una ligera mejoría en los indicadores de gestión de las distribuidoras (en las pérdidas de energía y mejora en los cobros) es imposible asociarlo a una administración extranjera solamente, porque el déficit operativo ha crecido a niveles exorbitantes. Sin embargo, los defensores del modelo indicaran que el déficit operativo se debe a los costos de generación por el aumento del precio del petróleo. Es en sentido que se requiere un análisis de la cantidad de recursos que se le ha inyectado a las distribuidoras para cubrir su déficit operativo.

4.4 Los efectos económicos y el esquema de subsidio del sector eléctrico dominicano

La historia del sector eléctrico dominicano ha estado caracterizada por una crisis económica recurrente y una baja calidad del servicio eléctrico. Permanentemente, se ha estado sujeto a cortes y restricciones de suministro muy severas; dicha situación ha continuado aún 14 años después del proceso de privatización, y luego de la estatización de las distribuidoras de electricidad (aunque durante los primeros 4 años de la operación del sector privatizado se

⁸⁹ Algo sin precedente en la contratación de este personal extranjero fue que el presidente de la República emitió decretos del poder ejecutivo nombrando a funcionarios con rango de ministros, cuando la constitución de la República Dominicana indica que para ocupar estos cargos se requiere ser dominicano de nacimiento u origen. Por su lado, el decreto establecía claramente la nacionalidad chilena de los nuevos incumbentes. Esta situación ameritaría un análisis legal de más profundidad.

han registrado inversiones privadas muy importantes de actividades de generación y distribución); y además, se ha requerido que el gobierno realice grandes aportes de recursos económicos en subsidios al sistema eléctrico, para sostener, al menos precariamente, el servicio (aspecto éste, que requiere un estudio especial).

La crisis financiera interna que vivió la República Dominicana durante el 2003 y 2004 -y los choques externos- provocó una crisis financiera en el sector eléctrico. El no ajuste de la tarifa de acuerdo a los precios del combustible y la devaluación condujo a una brecha entre los ingresos cobrados por las empresas distribuidoras y los montos requeridos para pagar la energía que las empresas distribuidoras compraban a las empresas generadoras.

Con una bajada importante en los combustibles, mejora de la economía dominicana e internacional y las exigencias del FMI para el 2005, el gobierno se comprometió a cubrir cualquier déficit operativo de las distribuidoras mediante asignaciones del presupuesto nacional.

Es así que se inicia el año 2005 con una asignación de US\$ 500 millones para cubrir este déficit, el cual debería ir bajando en los próximos años por la mejora de la gestión de estas empresas y el cumplimiento de todas las exigencias del FMI. Adicionalmente, en diciembre de 2006 se somete un proyecto de ley con el objetivo principal de apoyar la persecución de todo tipo de fraude y manipulaciones por parte del cliente para el hurto de electricidad, estableciendo nuevos límites a usuarios no regulados con el fin de proteger el mercado de las empresas de distribución y permitiendo de corte de servicio eléctrico con una factura vencida. Esta ley fue aprobada en julio de 2007 y puesta en ejecución en agosto del mismo año, con lo cual se esperaba que el sector eléctrico dominicano alcanzara la sostenibilidad financiera y no requeriría la transferencia de más recursos del Estado.

A pesar de la puesta en marcha de este conjunto de medidas, el sector eléctrico no muestra signos de recuperación en términos de subsidios y déficit operativo. Para el 2006 la transferencia de fondos aumentó a US\$ 550 millones; US\$ 630 en el 2007; y US\$ 1,100 millones en el 2008 (recordemos el aumento desorbitante de los combustibles y la crisis

financiera internacional). Para cubrir estos montos, el gobierno ha estado tratando de recaudar más fondos, mediante reasignación de fondos del presupuesto nacional quitándole recursos a otra áreas como salud, educación- y emitiendo instrumentos de deudas locales, (como en el 2008 y bonos soberanos 2009, 2012, 2013 y 2014); asimismo ha pignorado cuentas de las empresas distribuidoras, para pagar las deudas, a través de pagos directos de los clientes de las empresas distribuidoras a los acreedores que realizaron los préstamos de los recursos.

Para apreciar el impacto de estas transferencias de fondos y el correlativo endeudamiento del gobierno central hacia el sector eléctrico, en el 2008 la transferencia de recursos llegó a representar el 2.5% del PBI, con una situación similar para el 2009, 2010, 2012 y 2013.

4.4.1 Evolución de la economía dominicana

Después de la crisis del 2003 y 2005, la economía dominicana mostró fuertes signos de recuperación, con la entrada de fuertes flujos de capitales y un crecimiento de 10% del PIB. La región latinoamericana ha sido, después de la asiática, la que mejor ha resistido el impacto de la crisis mundial del 2008, y ya para el 2011 se percibía una importante recuperación. La República Dominicana, al igual que la mayoría de los países de América Latina y el Caribe, logró enfrentar sin grandes conmociones los efectos de dicha crisis y la recesión de la mayoría de las economías industrializadas.

A inicios del 2009, la economía registró un crecimiento bastante modesto, con caída de algunas de las principales actividades productivas, pero el PIB no llegó a experimentar retrocesos como en otros países, y, además, en la segunda mitad del año se reactivó la economía, logrando finalizar 2009 con un crecimiento satisfactorio de 3.5%. Esto fue posible, en gran medida, debido a que se aplicaron políticas monetarias expansivas, y a que posteriormente se llevó a cabo un programa masivo de reactivación económica.

En términos de política monetaria, cuando se inició la crisis(fines del 2007), la primera reacción de las autoridades había sido elevar las tasas de interés para evitar presiones cambiarias, dada la reducción de las fuentes tradicionales de divisas del país; pero una vez

que se perciben los efectos contractivos de esta política- al comienzo del 2009- las autoridades del Banco Central adoptaron una política bastante flexible, reduciendo el encaje legal, bajando las tasas de interés de referencia y aplicando instrumentos orientados a dinamizar el crecimiento del crédito al sector privado.

Por otro lado, la política fiscal, que a inicios de la crisis también había sido restrictiva, debido a que una reducción de los ingresos fiscales y endurecimiento del acceso al crédito internacional habían presionado al gobierno a reducir el coeficiente de gasto público sobre PIB, varió de signo abruptamente en la segunda mitad del 2009. Para ello, el 12 octubre el país suscribió un acuerdo stand-by con el FMI por un monto equivalente a 1,095 millones de derechos especiales de giro (DEG), equivalente a US\$1,700 millones con una duración hasta febrero del 2012, que viabilizó un importante flujo de capitales oficiales, lo que posibilitó dinamizar la economía a través de un programa masivo de incremento del gasto público.

El acuerdo con el FMI incluyó una serie de medidas que serían ejecutadas por el gobierno como son: reformas estructurales (incluidas las mejoras en la administración tributaria y una fuerte reducción y racionalización de las exenciones fiscales), las reformas del sector eléctrico, la mejora de la supervisión bancaria, la aplicación de un marco de metas de inflación, y una estrategia para el desarrollo del mercado nacional de capitales y de la gestión de la deuda pública. Las medidas del acuerdo, más concretamente, abarcaban:

1. Diseñar una estrategia para racionalizar y limitar las exenciones fiscales, y fortalecer la administración tributaria: La racionalización y una mejor aplicación de la ley 112-00 sobre el impuesto a los hidrocarburos y la ley 557-05, que crea el impuesto selectivo ad-valorem a los combustibles para mejorar la recaudación de impuestos; realizar los cálculos de precios de forma más transparente; racionalizar las exenciones impositivas; y transferir la administración de la recaudación de impuestos a la dirección fiscal nacional (Dirección General de Impuestos Internos (DGII)). Se llevó a cabo parcialmente en septiembre de 2010 pero para las

elecciones desde 2012 se volvieron a las políticas de subsidios de los combustibles y a la fórmula de cálculo que no sigue lo que establece la ley.

2. Aumento en las tarifas y la aplicación del sistema tarifario para cubrir los costos de generación y distribución: El gobierno pondrá en marcha un mecanismo de fijación de precios más flexible para las tarifas eléctricas, con miras a adoptar una tarifa técnica, que cubrirá el costo de generación, transmisión y de distribución, y un porcentaje de pérdidas de energía eficientes. Se realizaron aumentos parciales a un rango de clientes y actualmente la tarifa se mantiene congelada.
3. Eliminación gradual del subsidio generalizado a la electricidad en 2012: El gobierno deberá aumentar la cobertura del programa de BONOLUZ y darle el subsidio directo a este grupo de clientes.
4. Reducir las pérdidas y mejorar las técnicas de medición para reducir el robo de electricidad: Las empresas de distribución de electricidad incrementarán el número de sus clientes en alrededor 1.9 millones a fines de septiembre 2010.
5. Mejorar la gestión de las empresas de distribución: en septiembre de 2010, personal extranjero nuevo fue puesto en cada una las empresas de distribución.
6. Creación de un fondo fiduciario especial para aplicar los pagos del gobierno a las empresas de generación y distribución.
7. Realización de una auditoría externa de las finanzas de las empresas estatales en la distribución y la CDEEE.
8. Desarrollar un plan para invertir en nueva capacidad de generación y distribución.

La política de estímulo económico se mantuvo firme durante el 2010 y 2011, cuando la inversión pública se duplicó respecto al 2009. Bajo la tutela del FMI, el gobierno logró importantes desembolsos para cubrir el déficit presupuestario de organismos internacionales, y en mayo del 2010 logró colocar una emisión de bonos soberanos por

unos US\$750 millones en los mercados internacionales, para ser utilizados en el financiamiento del sector público.

Con este paraguas del FMI, con las fuertes entradas de capitales y la masiva inversión pública, el crecimiento se intensificó en el 2010, alcanzándose un 7.8% al final de año, con importantes crecimientos del sector industrial, la agropecuaria, la construcción y el comercio. En adición, el crecimiento se ha logrado con una gran estabilidad de precios. La inflación en el 2008, el 2009 y 2010 estuvo por debajo del 6.5 % anual.

Sin embargo, dentro de este comportamiento relativamente satisfactorio de la economía dominicana requiere especial atención la sostenibilidad fiscal en el largo plazo. Durante los años 2010 y 2011, en particular por la caída inicial de los sectores productivos formales y por menores transacciones internacionales, los ingresos fiscales experimentaron una significativa merma. Si a esto se une que el gobierno se excedió respecto a los límites del gasto público en 2011 y 2012, y que algunas de las metas cuantitativas del sector eléctrico no se habían cumplido, era razonable que no fuese posible aprobar en todos sus puntos la evaluación del Acuerdo Stand-by que finalizó en febrero 2012. Dicho acuerdo implicaba que el déficit global del gobierno central sería de 2% del PIB durante el 2011, pero sobrepasó el 3%.

Gran parte de las dificultades para reducir el déficit se derivan del creciente déficit del sector eléctrico que para el 2012 acumuló una deuda de US\$ 1,200 millones. Una segunda fuente de posibles obstáculos al crecimiento se observa por el lado de la cuenta corriente de la balanza de pagos.

Pero conviene advertir que los principales sectores generadores de divisas de la República Dominicana (turismo, exportaciones nacionales, zonas francas y remesas familiares) experimentaron mermas significativas en sus respectivos aportes a la economía interna desde mediados de 2008, situación que se mantuvo durante el 2009 y 2010, con una recuperación en el 2011 y 2012.

Sin embargo, el país muestra una estabilidad macroeconómica a pesar de los déficits persistentes que presenta la balanza de pagos y el agujero, aparentemente sin fondo, que representa el sector eléctrico dominicano.

Gran parte de la explicación, tanto de la notable estabilidad de precios que el país ha disfrutado, como del desbalance del sector externo, se deriva de una persistente apreciación real de la moneda dominicana. En primer lugar, el país mantiene una tendencia de carácter estructural hacia la sobrevaluación de su moneda, debido a que dispone de una fuente de abastecimiento gratuito en el mercado de divisas, libre de problemas de competitividad, que resulta de las remesas familiares, las cuales han llegado a constituir hasta un 10% del PIB.

En segundo lugar, las autoridades se ocupan de mantener tasas de interés reales y condiciones de competencia en el mercado financiero, que hacen atractivo el flujo positivo de capitales privados, lo cual presiona a la baja la tasa de cambio; sin embargo, esta situación ha empezado a cambiar a partir del 2013.

Si bien la República Dominicana experimentó una fuerte devaluación de su moneda durante el año 2003 y primera mitad del 2004, como efecto del clima de incertidumbre y de una acelerada expansión de la emisión monetaria que tuvo lugar para hacer frente a una inesperada crisis bancaria, desde que se restableció la confianza y se controlaron los medios de pagos se volvió a revaluar la moneda, y los últimos 7 años han sido de gran estabilidad cambiaria.

La cotización del dólar estadounidense en el mercado libre de divisas llegó a promediar RD\$50.44 en febrero del 2004, su nivel más alto, pero un año después registró un promedio de RD\$29.22. Subió un poco en la segunda parte del 2005, de modo que el promedio de diciembre fue de 33.39 pesos por dólar. De hecho, en los cinco años posteriores el tipo de cambio apenas se ha elevado a un ritmo de 2.3% al año para llegar a los RD\$39.20 en el 2012. Ésto ha sido estimulado por la política gubernamental, utilizado como instrumento antiinflacionario, con relativo éxito. El único problema es que ha agudizado la apreciación

tendencial de la tasa de cambio, con efectos sobre el equilibrio externo, la competitividad y el empleo formal.

Bajo este entorno de la economía nacional -y pese a que el sector eléctrico significa una carga de US\$ 1,200 millones por año, que salen del presupuesto nacional- se mantiene un servicio precario, ya que las suspensiones del servicio promedian 10 horas por día, a la vez que se mantiene un programa de subsidio directo a través de una tarjeta, donde el gobierno deposita una cantidad de dinero para el pago de la energía eléctrica. Las pérdidas de energía están por encima de 35%, lo que significa que existen muchos usuarios que no están pagando por el servicio. Estos montos de subsidios por transferencia de dinero para el pago de electricidad también deben ser considerados como parte del déficit del sector, lo que aumenta el gasto del gobierno en el sector eléctrico.

4.4.2 La evolución del subsidio del sector eléctrico dominicano

Unas de las motivaciones económicas que está detrás de los procesos de privatización, descritas en el marco teórico, es liberar al Estado de recursos que requiere el sector eléctrico para que las empresas manejadas por el sector privado realicen las inversiones requeridas, y así el Estado concentrarse en sus labores específicas. Según se aprecia en el caso dominicano, la situación es totalmente contraria.

Uno de los argumentos principales que los gobiernos echan de la mano, para justificar sus políticas de subsidios en sectores desregulados, es la imperfección de los mercados para asignar de forma eficiente los recursos y los intentos de mejorar el bienestar social; sin embargo, es necesario preguntarse, ¿la privatización es suficiente para crear un mercado en competencia perfecta? O, varias preguntas más sobre el efecto del subsidio: ¿cómo se mide ese bienestar social?, ¿Quién gana o pierde cuando aumenta el bienestar social?

Como es bien conocido por todos, los recursos son escasos, por lo que basarse en una distribución más equitativa en términos sociales, dando subsidios a un grupo, significa que esos recursos no estarán disponibles para otros individuos y otras necesidades; independiente de que la suma del conjunto muestre una “mejor” distribución de los

recursos y que, por lo tanto, las ecuaciones matemáticas con sus derivadas indiquen que se mejora en eficiencia y en optimización económica.

El Estado dominicano ha estado subsidiando, de uno u otra forma, el sector energético desde su origen. Estos subsidios se han asignado de una forma generalizada y sin un marco que permita la focalización de los mismos, ya que realiza transferencias para cubrir un déficit operativo que se deriva de cobrar a los usuarios del servicio sólo, en promedio, el 50% de la energía entregada.

La situación de subsidios y de transferencia de recursos también ocurría cuando la industria estaba verticalmente integrada y todo el sector era manejado por la CDE; sin embargo, los montos de transferencia para cubrir los déficits eran mucho menores a los actuales de la industria en la estructura horizontalmente desintegrada y privatizada. Esta situación es una prueba de que los costos de transacción tienden a elevarse en la empresa desintegrada.

Analicemos el comportamiento de las transferencias y subsidios del gobierno al sector en el período bajo estudio 2000 – 2012.

Tabla No. 31: Transferencia y subsidios al sector distribución

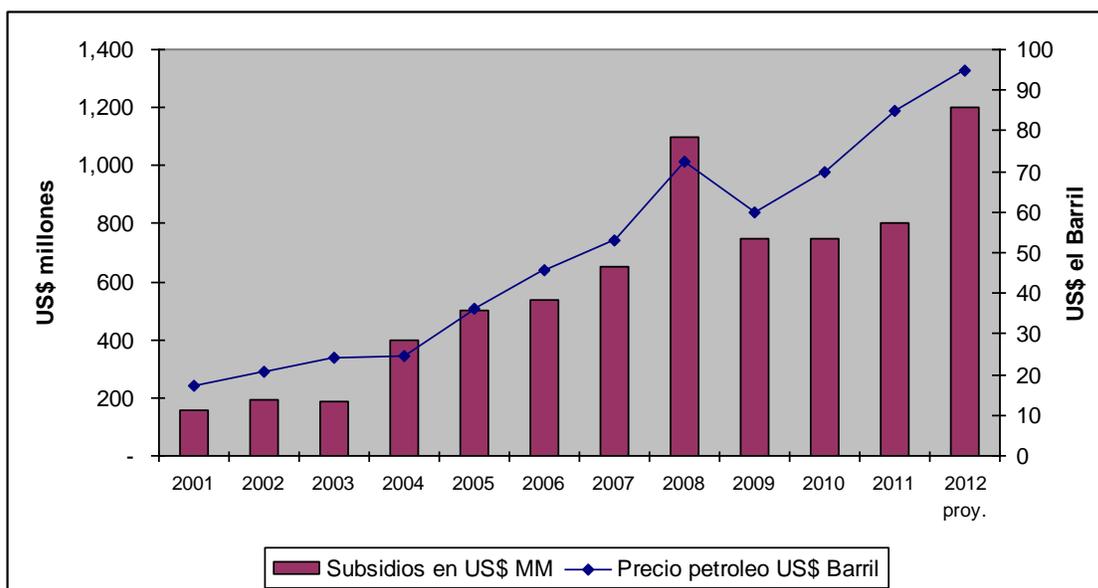
Año	Transferencias y subsidios en US\$ millones
2000	122.08
2001	159.73
2002	192.00
2003	188.00
2004	398.15
2005	500.00
2006	536.00
2007	650.00
2008	1,100.00
2009	750.00
2010	750.00
2011	800.00
2012	1,200.00
2013	1,300.00
2014	1,400.00

Fuente: Elaboración propia en base a Resoluciones de la Superintendencia de Electricidad (SIE) “Fondo de Estabilización de la Tarifa” (2000-2004) y el programa de reducción de apagones PRA; Ministerio de Hacienda, transferencia a la CDEEE, (2005-2009) publicación en la página web: www.finanzas.gov.do. Actualizado 2010-2014 con publicaciones de la CDEEE.

La tabla claramente indica una insostenibilidad fiscal para el Estado, más aun si, a pesar de estas transferencias al sector, se acumulan deudas con los generadores privados, las cuales se cubren con préstamos de la banca local e internacional que debe pagar el Estado.

¿Qué puede explicar este comportamiento de los subsidios? En primer lugar, están los costos, es decir, que depende del precio del petróleo y los combustibles que determinan los precios a los cuales deben comprar las empresas distribuidoras. Veamos pues la evolución de los precios del petróleo y los subsidios:

Gráfica No. 40: Evolución de los subsidios y precio del petróleo



Fuente: Elaboración propia.

Realicemos un análisis de este comportamiento entre los montos de subsidios y el precio del petróleo. Sea la ecuación:

$$S_t = \mu + \alpha P_t + \varepsilon_t$$

μ = término constante,

α = pendiente de la variable independiente; representa en qué proporción el precio del petróleo afecta el monto de subsidio.

ε = término aleatorio o de perturbación que representa un cambio en el subsidio no considerado en la variable independiente.

Salida de resultados

Regression Statistics	
Multiple R	0.9466
R Square	0.8961
Adjusted R Square	0.8866
Standard Error	118.8395
Observations	13

ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	1339589.472	1339589.5	94.852725	9.6207E-07
Residual	11	155351.1952	14122.836		
Total	12	1494940.668			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	-37.233	70.078	-0.531	0.606	-191.474	117.008	-191.474	117.008
X Variable 1	12.530	1.287	9.739	0.000	9.699	15.362	9.699	15.362

La ecuación resultante:

$$S = -37.233 + 12.53Pp_t$$

$$(-0.531) \quad (9.739)$$

Los valores estimados son $\mu = -37.233$ y $\alpha = 12.53$;

De estos resultados se deduce la bondad de ajuste medida por el R^2 ajustado = 0.8866. Así pues, el 88.66% del monto del subsidio se puede explicar por el precio del petróleo.

Hacemos un contraste conjunto de significación de los coeficientes:

Ho: $\mu = \alpha = 0$

Ha, $\mu \neq 0$ y $\alpha \neq 0$

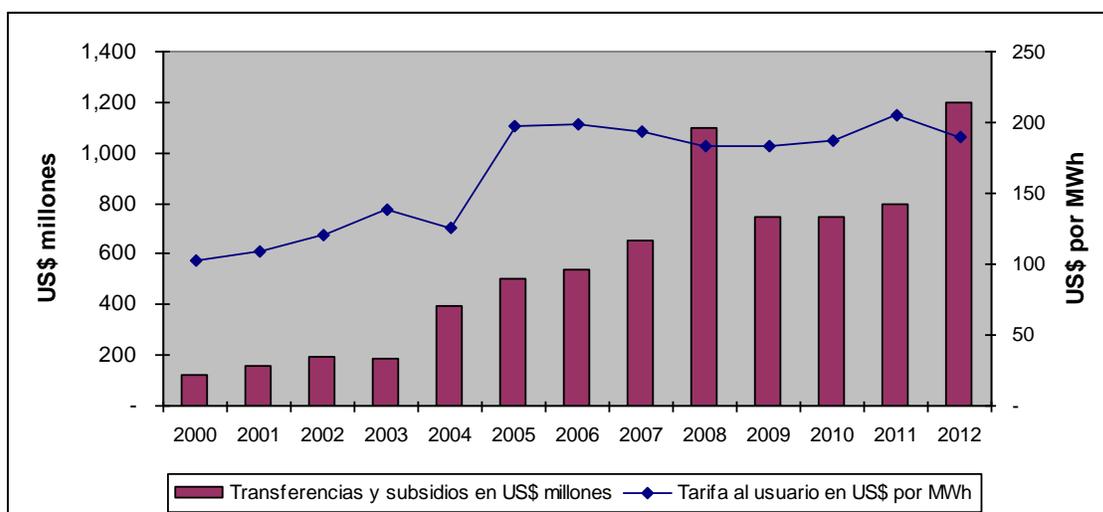
Calculamos el estadístico *F de Snedecor*: 94.85

Al comparar este valor en la tabla para 1% con el valor crítico (VC) = 9.33 (dado que $94.85 > VC = 9.33$), se descarta la hipótesis nula de los coeficientes $\mu = \alpha = 0$ para el 99%.

Se determina que el precio del petróleo es una variable que determina el costo y, por lo tanto, la cantidad de recursos de transferencia hacia las empresas del sector eléctrico.

La primera respuesta económica a esta problemática es el nivel de la tarifa que se cobra a los usuarios finales del servicio eléctrico, la cual resulta insuficiente para cubrir los costos, por lo que debe buscarse un mecanismo de reestructuración y definición de esta tarifa de acuerdo a lo explicado en la sección anterior. Veamos un análisis del comportamiento de la tarifa y los subsidios y transferencias de fondos al sector eléctrico:

Gráfica No. 41: Evolución de las transferencias y los subsidios y la tarifa aplicada al usuario final



Fuente: Elaboración propia.

De un análisis econométrico de la relación de la tarifa cobrada a los usuarios y el monto de las transferencias y subsidios, según la gráfica anterior:

$$St = \mu + \alpha Tc_t + \varepsilon_t$$

μ = término constante,

α = pendiente de la variable independiente; representa en qué proporción la tarifa cobrada afecta el monto de subsidio.

ε = término aleatorio o de perturbación que representa un cambio en el subsidio no considerado en la variable independiente.

Resumen de resultados

Regression Statistics	
Multiple R	0.7727
R Square	0.5970
Adjusted R Square	0.5604
Standard Error	234.0203
Observations	13

ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	892520.2	892520.2	16.3	0.0
Residual	11	602420.5	54765.5		
Total	12	1494940.7			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	-597.682	295.249	-2.024	0.068	-1247.521	52.157	-1247.521	52.157
X Variable 1	7.088	1.756	4.037	0.002	3.224	10.952	3.224	10.952

La ecuación resultante:

$$S = -597.687 + 7.088Tc_t$$

(-2.024) (4.037)

De estos resultados, se determina la bondad de ajuste medida por el R^2 ajustado = 0.5604, donde el 56.04 % del monto del subsidio se puede explicar por el nivel de la tarifa cobrada a los usuarios.

Se muestra que existe una correlación entre la baja de la tarifa y el aumento de las transferencias y los subsidios, es decir, cuando el nivel de tarifa baja, aumentan las transferencias y subsidios al sector.

En segundo lugar, están los indicadores de gestión y el alto nivel de pérdidas e incobrabilidad, que suele asociarse a un problema cultural del dominicano.

El aspecto cultural, como algo propio del dominicano, se explica debido a que tradicionalmente el gobierno propendió a otorgar a los sectores populares y de bajos recursos el beneficio de los servicios públicos gratuitos. Así mismo, los empleados públicos, políticos y militares, entendían que, por su posición social y relación con el Estado, dichos servicios no deberían ser pagados o valorados como un bien económico.

La condición repetitiva en términos teóricos -y la práctica regular a lo largo de un número considerable de años- formó en la población un marco perceptual de que el servicio de energía eléctrica perdió “valor” (nadie valora lo que no le cuesta), con una creencia arraigada de que la electricidad debe ser recibida sin costo alguno, porque éste debe ser asumido por el gobierno central (el Estado).

Aunque se puede inferir un aspecto cultural respecto al tratamiento de la población hacia el servicio de la energía eléctrica, éste no puede ser asegurado a cabalidad. Ya que el mismo dominicano que no paga el servicio eléctrico, sí paga el servicio telefónico y es el mismo dominicano que paga el servicio eléctrico en Estados Unidos, España o cualquier otro país donde emigra.

La privatización y el marco regulatorio diseñado, al parecer, no tomaron en consideración varios factores, por ejemplo:

- Mantuvieron una estructura tarifaria que no toma en cuenta al individuo, sino al sistema en su conjunto.
- Se dice que la mala calidad del servicio y las tarifas elevadas, es consecuencia del consumo irracional de energía y la falta de pago de los usuarios en forma global; sin embargo, no se proponen programas de ahorros de energía ni propuestas para disminuir los apagones generalizados.
- Se dice que la energía no es gratuita; sin embargo, se defiende que el Estado, en cierta medida, debe regalarla (subsidios permanentes).
- No se propone el tema desde una perspectiva social, sino desde un enfoque económico.
- Se propone que el servicio en sí es exclusivamente la prestación de energía eléctrica, sin ningún otro valor agregado.

- Se plantea que la “solución” que recibirán los clientes es tener apagones, es decir proveer sólo el 70% al 80% de la demanda real de los usuarios, para salir de la crisis.

En ese sentido, se requiere que el marco regulatorio evolucione integrando la realidad dominicana, no sólo en busca de la tarifa óptima, sino que se requiere una tarifa sustentable, que integre a todos los usuarios al sistema. Aparentemente, el esquema de los subsidios y de las transferencias del gobierno central al sector eléctrico dominicano genera el efecto contrario, ya que una parte de los usuarios asocian el servicio eléctrico a un servicio social y no económico; sin embargo, la política del Estado dominicano debería ser utilizar este mecanismo de subsidios y transferencias para –supuestamente- mejorar el bienestar social del usuario.

Con el objetivo de determinar el aparente nivel de incidencia en la mejora del bienestar social del usuario de los montos de subsidios y transferencias que el Estado dominicano dedica al sector eléctrico, veamos una regresión entre los valores de los subsidios y transferencias y la cantidad de energía que se suministra en forma global a la población:

Regression Statistics							
Multiple R	0.053760145						
R Square	0.002890153						
Adjusted R Square	-0.080202334						
Standard Error	6.035245256						
Observations	14						

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	1.26692	1.26692	0.03478	0.85517
Residual	12	437.09022	36.42419		
Total	13	438.35714			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	84.24106	2.92624	28.78814	0.00000	77.86533	90.61680	77.86533	90.61680
X Variable 1	-0.00074	0.00399	-0.18650	0.85517	-0.00943	0.00795	-0.00943	0.00795

La regresión demostraría que los recursos invertidos por el Estado dominicano en el sector eléctrico en forma de subsidios no han mejorado el bienestar del consumidor, medido en términos de la cantidad de energía que se suministra (el R^2 es 0.00). Pero es posible que esta situación de subsidios del sector eléctrico tenga un efecto en el bienestar social en general (supuesto este que no se verifica en el sector eléctrico dominicano).

Se puede argumentar que el bienestar social es una medida cuantitativa de la felicidad de la sociedad. En muchas aplicaciones teóricas se lo define como la suma de los excedentes de los consumidores y de los productores. En aplicaciones más desarrolladas se ponderan los excedentes según el nivel de ingresos de cada uno; en todo caso, el precio que se defina para el consumidor del servicio eléctrico no indica el estado de utilidad y bienestar del individuo, aun en el supuesto de un precio subsidiado.

En síntesis, la realidad del sector eléctrico dominicano se caracteriza por: subsidios generalizados a todos los usuarios, mala calidad del servicio (apagones diarios y generalizados) y tarifas, en promedio, elevadas.

CAPÍTULO V: EL MODELO DE PRIVATIZACIÓN APLICADO: INTERPRETACIONES, IMPLICACIONES Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

En este capítulo evaluamos el modelo de privatización aplicado al sector eléctrico, interpretando los resultados y la evolución del sector privatizado (presentados en los capítulos III y IV) a la luz de las diferentes aproximaciones teóricas desarrolladas en el capítulo II, incidiendo en las implicaciones de este proceso, lo que permitiría señalar los aciertos, desaciertos y la contrastación de las hipótesis. En ellos se sustentarán las recomendaciones presentadas en base al aporte de la presente investigación.

Iniciamos, por lo tanto, con una evaluación del proceso de privatización del sector eléctrico en América Latina, desde la perspectiva del marco teórico ecléctico que hemos definido.

5.1 Evaluación del proceso de privatización del sector eléctrico en América Latina

La privatización causa efectos profundos en la economía, la política y la organización del Estado. Afecta no sólo al sector donde se aplica y el conglomerado social actual, sino que abarca también al aparato productivo (industrial y comercial), así como a las generaciones futuras. Hay costos económicos y políticos envueltos como conflictos en todos los niveles sociales⁹⁰.

Ya así lo percibían Estache y Trujillo: “...el debate sobre las privatizaciones no es sencillo ni conceptual ni políticamente, temas de corrupción estatal, concentración y poder dominante de agentes privados y aumento de tarifas a los usuarios, surgen en el análisis de este proceso.(...), la evaluación de la política de privatización requiere tomar en cuenta muchos más criterios que los que se han utilizado en los recientes debates políticos” (Estache y Trujillo, 2004, 88).

⁹⁰ La introducción del capital privado para el manejo y la operación de un sector, busca no sólo el aporte de recursos al Estado por las ventas de los activos, sino también reducir el papel del Estado en la actividad empresarial, liberar recursos del Estado para el gasto social y la mejora de la eficiencia y productividad del sector. Por lo tanto, el traspaso a un inversionista privado del conjunto de activos para la producción de bienes y servicios de la sociedad requiere la definición de nuevos roles del Estado, que pasa a ser el regulador y fiscalizador de la operación privada, el que define las políticas, las normas y las regulaciones, el que establece los mecanismos de competencia para que se logre un suministro con mayor eficiencia que la que se daría si lo suministrara el Estado.

La reforma y privatización del sector eléctrico ha sido un proceso basado en prueba y error, y a largo plazo, por lo que los criterios y metodologías para evaluar el proceso no son estáticos.

Inicialmente, la estructura de monopolio integrada verticalmente (sustentado en el concepto de economías de escala y de los costos de transacción), era el esquema, aparentemente, más eficiente. La privatización surge luego (alegando ineficiencias -falta de competencia y costos de operación, mantenimiento y expansión elevados- del modelo anterior), desagregando las actividades de producción (generación), transporte (transmisión) y distribución⁹¹, a la vez que limita o prohíbe la integración vertical en los diferentes segmentos y restringe la concentración horizontal, en un porcentaje, de una misma empresa.

Este formato de organización en el sector eléctrico privatizado es común; de hecho, es una de las principales justificaciones de la privatización: eliminar los monopolios, introducir la competencia y operar con costos más eficientes.

En relación a la operativa del mercado, para la producción de electricidad es necesario crear un mercado en competencia a costo marginal, que cubra los costos de desarrollo y operación de las diferentes tecnologías para la producción de la energía, incentivando la instalación de energías renovables a través de mecanismos que estimulen la competencia. También se debería limitar la contratación a precios fijos de grandes cantidades de energía (por largos períodos), los cargos por servicios auxiliares y las condiciones de obligatoriedad de compra, que crean distorsión o reducen la competencia en el mercado marginal.

⁹¹ Los segmentos de transporte y distribución de energía se definen como monopolios naturales y, por lo tanto, sus ingresos se regulan en base a una tarifa que permita la recuperación de los costos de inversión, de operación, de mantenimiento y de administración, ya sea a través de garantizar una tasa de recuperación o mediante un precio tope que incentive al inversionista a reducir los costos por debajo de este tope (este precio tope se revisa periódicamente con el objetivo de transferir las mejoras a la tarifa del servicio).

La estructura conceptual de la privatización y la dinámica del mercado implica la creación de las instituciones de orden público, encargadas de definir las políticas para el desarrollo del sector, las regulaciones y las normas para la operación en libre competencia, así como la fiscalización y supervisión de los agentes, evitando el traspaso de ineficiencia hacia los consumidores. Las instituciones definidas para el sector eléctrico abarcan un ente definidor de políticas y normativa sectorial, y un regulador para supervisar las actividades del mismo.

Para la operativa adecuada del sistema, se requiere la creación de un operador independiente que se encargue de planificar y realizar la operación económica del sistema de acuerdo a lo establecido en la normativa.

5.2 Interpretaciones e implicaciones del modelo de privatización en América Latina

Si tuviéramos que sintetizar los diferentes aspectos del segmento de generación privatizado, destacaríamos los siguientes elementos:

- Las empresas privatizadas muestran incrementos de las ventas reales (la producción de energía aumentó), aumento de la rentabilidad, mejora en la eficiencia y la inversión en capital. Se observa un aumento de las ganancias de los accionistas y un crecimiento de la productividad laboral, algunas de estas mejoras son por aprovechamiento de activos existentes y cambios tecnológicos.
- Si nos referimos a los indicadores presentados en el capítulo I -por ejemplo, las ventas por empleado- en los primeros años de la privatización este indicador aumenta, por la disminución del número de empleos. Sin embargo, años más tarde, este indicador no es sostenido, debido a que el volumen de producción disminuye.
- Los países analizados (Argentina, Chile, Brasil, El Salvador, Panamá, Nicaragua y República Dominicana) han presentado problemas en cuanto a la expansión de nueva capacidad de producción de energía, lo que ha motivado la crisis de suministro.

- En el caso de los países de Centroamérica, la privatización y la desintegración horizontal no han incentivado una expansión óptima de la capacidad de producción, como indicaría la teoría neoclásica; más bien, se han enfocado a aprovechar activos y condiciones de mercados existentes, aumentando la dependencia del petróleo (con los efectos ambientales asociados) y produciéndose el aumento de tarifas.

En este contexto, y junto con el diseño del proceso de privatización y liberalización del sector eléctrico, el desempeño operativo de la industria deberá estar asociado a la existencia de un marco legal favorable a la competencia, así como de condiciones efectivas para su aplicación (según las teorías de competencia presentadas en el capítulo II). No es una condición suficiente tener una ley robusta, porque es muy relevante el papel del regulador en la aplicación de la ley y el papel que juegue el Estado.

El análisis de la competencia en el sector eléctrico resulta complejo, tanto por las características propias de la electricidad (la oferta y la demanda presentan características inelásticas) como por la estructura del sector (sistema interconectado con agentes distintos en la producción, el transporte y el consumo; monopolio natural del sistema de transmisión y las redes de distribución).

Otros aspectos de la competencia que deben analizarse son: el libre acceso, la calidad del servicio, la variación de los precios o la cuantía de los subsidios que transfiera el Estado al sector eléctrico (en el entendido de que los mercados competitivos dan las señales para la inversión y expansión eficiente de toda la cadena de producción del mercado eléctrico).

En algunos países el sistema de transmisión se ha dejado en mano estatal (con el objetivo de que el Estado asegure la libre competencia y el acceso abierto a todos) y en otros es manejado por empresas privadas (la libertad de mercado incentiva la competencia), a la vez se permite la integración entre generadores, transmisores y distribuidores, lo que hace más complejo medir el grado de competencia en estos mercados.

En términos de incentivos a la competencia, en la mayoría de los sectores eléctricos se aplica un esquema de mercado abierto y desregulado en la parte de la generación de electricidad, con libre acceso al sistema de transmisión de los agentes y esquemas de pagos fijos relacionados con la capacidad de la máquina en procura de estimular la expansión del sistema y la inversión en nuevas tecnologías.

En ese sentido, se toman como variables para medir la competencia el comportamiento de los precios en el mercado mayorista, la evolución de los contratos entre los agentes, o la intervención del regulador en la formación de precios, entre otros.

En este aspecto de los indicadores de competencia, también encontramos conclusiones divergentes: algunos opinan que las privatizaciones de las empresas públicas en América Latina han permitido la eliminación de los déficits públicos y de los subsidios a las empresas, la desregulación de los sectores de la economía, el fomento de un ambiente competitivo y eficiente con la creación del empleo mediante regulaciones flexibles, así como la creación de nuevas empresas, pero con un costo muy alto para el Estado y los consumidores.

En la operativa del sector, se muestra que en la mayoría de los países que crearon el mercado de ocasión o “spot” se ha producido un poder dominante de un grupo de los agentes generadores -que no han realizado las inversiones requeridas que reducirían los precios del mercado-, a la vez que no se han dado las condiciones y las señales para que el mercado se ajuste a las condiciones de la oferta y la demanda. Por ejemplo, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Panamá, El Salvador y República Dominicana muestran un alto índice de concentración y altas barreras de entrada para nuevos inversionistas (también se pudo constatar que los inversionistas son prácticamente las mismas empresas que están en los diferentes países, algunas ligadas al poder empresarial y político local)⁹².

⁹² Particularmente, y analizando a Chile (país modelo de la privatización para el caso de Latinoamérica), el grado de concentración en el mercado de generación del caso chileno es uno de los más críticos, según indican Fischer y Serra (2006): “a pesar de la reestructuración inicial, la generación en el sistema interconectado central (SIC) terminó relativamente concentrada. Endesa y sus filiales (Pehuenche, Pangué y San Isidro) poseían el 52,9% de la potencia instalada en el SIC, mientras que Gener y sus filiales (Guacolda, Santiago y Energía Verde) tenían el 22,0% y Colbún el 16,2%. De esta forma, las tres generadoras más

Pero no sólo en los países de América Latina aparecen problemas de altos índices de concentración; en el contexto de la Unión Europea, hay críticas muy fuertes sobre la concentración de capital, el poder de mercado y los altos precios que se vislumbran en la ruta de conversión de toda Europa en un gran mercado eléctrico interconectado. A pesar de que el índice de concentración medido por Herfindahl-Hirschman (IHH) ha disminuido después de la interconexión europea, éste se mantiene en rangos relativamente altos en países como Francia, Bélgica, Italia, España y Alemania, siendo más bajo en el Reino Unido, el cual presenta valores que se consideran propios de un mercado en competencia.

Una de las formas de controlar la concentración del mercado eléctrico es creando agencias reguladoras fuertes que puedan fiscalizar el poder dominante de estas empresas. Sin embargo, el funcionamiento, exclusivamente, de entes reguladores no ha resultado suficiente.

Por ejemplo, las agencias reguladoras en países pequeños, y con una estructura estatal débil, deben hacer frente a empresas transnacionales con grandes recursos financieros y técnicos. La captura técnica (y en algunos casos también la captura económica) es, en consecuencia, una posibilidad permanente que perturba, o al menos dificulta seriamente, la regulación efectiva. Pero este problema no sólo se limita a países pequeños; el fenómeno de captura del regulador ha jugado un importante papel en el debilitamiento de los esquemas regulatorios del sector eléctrico en América Latina.

El principal problema de la concentración, el poder dominante y la falta de competencia en un mercado eléctrico está en el poder de una empresa para manipular y elevar los precios por encima del costo marginal, agravándose esta situación cuando los competidores son asimétricos.

La evolución de los precios del mercado mayorista y de las tarifas a los usuarios indican que las eficiencias, la diversificación y las mejoras tecnológicas de la producción de

grandes y sus empresas relacionadas tenían, en conjunto, el 92,3% de la potencia instalada” (Fischer y Serra, 2004, 43).

electricidad no se tradujeron en beneficios en términos de reducción de los precios y una mejor calidad del servicio a los usuarios finales regulados.

Se nota, en cambio, que la concentración y poder de mercado han facilitado a las empresas generadoras la obtención de contratos con plazos, precios y condiciones favorables que han derivado en altas rentabilidades de los activos privatizados.

Después de la crisis económica internacional del año 2001, en la mayoría de los países de América Latina la situación del sector eléctrico empeora. En primer lugar, la inversión privada se constriñe y, en segundo lugar, los administradores privados implementan programas de reducción de gastos operativos que afectan la calidad del servicio; como consecuencia, se exacerban los conflictos entre el Estado, los consumidores y los inversionistas privados.

Así pues, se aprecia que el objetivo de maximizar los beneficios en las empresas privatizadas del sector eléctrico realmente no resolvió, adecuadamente, los conflictos relacionados a los costos de transacciones de los agentes, las asimetrías de información y los problemas de posición dominante y oligopolios que se debatieron en el marco teórico.

En el segmento de la distribución y la comercialización de la energía, definido teóricamente como monopolio natural, los indicadores que se utilizan para medir el grado de competencia son: el nivel de desagregación de las actividades de la distribución y la comercialización (provincias, ciudades, pueblos o calles), la cantidad de empresas comercializadoras⁹³, el nivel de contratación de las empresas distribuidoras (contratar el 100% de su demanda o permitir un porcentaje en el mercado spot), o el grado de participación de las distribuidoras y los grandes clientes en el mercado mayorista (límite de capacidad para acceder al mercado mayorista como cliente libre o usuario no regulado, cantidad de clientes libres en el mercado mayorista).

⁹³ La participación en la cadena de producción en el mercado eléctrico de las empresas comercializadoras (que representan intermediarios) sólo tiene sentido si agregan algún valor o representan algunas ventajas para el usuario final en el precio que está pagando por el servicio eléctrico.

En el análisis de estos indicadores deben evaluarse otros factores que inciden en el nivel de competencia del mercado; por ejemplo, el tamaño del mercado, el nivel de recursos financieros, el acceso no discriminatorio a la red, las tarifas de acceso, la función regulatoria, el mecanismo de contratación de energía, el poder de mercado, la sensibilidad de los precios a las condiciones de oferta y demanda, la política ambiental y el grado de interferencia de los estamentos políticos.

Así, por ejemplo, refiriéndonos a la liberalización de usuarios en los países europeos, ésta ha evolucionado hacia la liberalización total de los clientes (países como Australia, Bélgica, Francia, Holanda, Grecia, Irlanda, Italia, Portugal y España que para el año 2000 tenían un promedio de 40% de los usuarios libres y actualmente están en 100%). En América Latina este proceso de liberalización ha sido más gradual, y en la mayoría de los países, aún, se mantiene un límite en la demanda del usuario para poder comprar energía de forma libre a cualquier agente del mercado.

Otros elementos que también tienen relevancia en la evaluación de la privatización son: el nivel de cobertura de la electricidad, la calidad y la confiabilidad del servicio eléctrico, y el nivel de los subsidios que reciben los usuarios por parte del Estado.

En efecto, en la mayoría de los países de Centroamérica analizados, en las zonas rurales el suministro eléctrico sigue dependiendo del Estado o de los gobiernos municipales (los inversionistas privados, desde el punto de vista económico, no consideran estas zonas como prioritarias). Una situación similar presentan los países de América Latina, con marcada diferencia de cobertura en zonas rurales pobres y zonas urbanas.

En relación al nivel de los subsidios, por un lado, los inversionistas privados justifican la necesidad del apoyo estatal hacia el sector eléctrico en factores coyunturales y estructurales. Por ejemplo, en zonas rurales que no poseen las instalaciones adecuadas (o de grupos de usuarios que requieren mayores recursos para la adecuada gestión comercial), y consecuentemente, requieren grandes inversiones; los inversionistas privados tienen incentivos (perversos) para traspasar al Estado estas zonas, y con ello, los riesgos operativos y comerciales,

o solicitar que el Estado entregue subsidios a los usuarios; mejorando así sus indicadores de gestión en zonas con infraestructuras apropiadas y de fácil gestión.

Por otro lado, los gobiernos justifican los subsidios en base a políticas sociales y, a la vez, para mejorar la distribución de los ingresos a los usuarios, que ahora están a merced del libre mercado y al apetito económico del sector privado.

En general, los mecanismos de evaluación de los procesos de privatización se concentran en:

- valorar la eficiencia del sector: analizando y optimizando los costos, los ingresos y los márgenes financieros;
- valorar la sostenibilidad y el grado de competencia: evitar la concentración y el abuso de poder dominante de grupos de empresas; que ocurran las inversiones y expansiones en todas las áreas, en tiempo y cantidad suficiente; aumentar la cobertura; mejorar la calidad del servicio; la disminución de los subsidios y los déficits del sector público (con tarifas que sean económicamente justas para los usuarios finales).

Como se ha puesto de manifiesto, y aún verificándose ciertas coincidencias en los objetivos de la privatización en los diferentes planteamientos metodológicos, por los resultados analizados, la evolución de las variables e indicadores y las comparaciones entre los países, podemos considerar contrastada la hipótesis no.1:

La privatización del sector eléctrico en América Latina no ha mejorado la eficiencia del servicio eléctrico en general.

5.3 Evaluación del modelo de privatización en la República Dominicana

En el capítulo IV desarrollamos los resultados y efectos del modelo de privatización del sector eléctrico aplicado en la República Dominicana, evaluando el comportamiento de indicadores y variables representativas de las empresas de generación y de distribución privatizadas. Adicionalmente, se realizaba un análisis del comportamiento del mercado eléctrico en general, del grado de desarrollo de las instituciones del sector, del nivel de

competencia, de la evolución del mercado mayorista, de los esquemas de contratación de energía entre las empresas, de la evolución del marco regulatorio, de las tarifas, de los subsidios -y su impacto en desenvolvimiento de la economía dominicana-, y del comportamiento de los usuarios.

5.3.1 Reestructuración, reforma y privatización del sector eléctrico: rasgos comunes y particularidades

En la República Dominicana, y como explicamos anteriormente, el sector de electricidad fue reestructurado, privatizado y desagregado en su estructura verticalmente integrada (separando la generación, la transmisión y distribución), siguiendo el modelo chileno.

Pero hay que destacar, por encima de las similitudes con el modelo chileno, las variantes del esquema de privatización aplicado en la República Dominicana, tales como:

- La prohibición de la integración vertical entre la generación, la transmisión y la distribución (a la distribución sólo se le permite poder instalar centrales de generación que no sobrepasen el 15% de la demanda máxima del sistema).
- Las empresas distribuidoras (que representan la demanda del sistema) sólo pueden comprar energía en contratos hasta el 80% de su demanda (en Chile exigen el 100%).
- Las empresas distribuidoras participan en el mercado spot y en el organismo operador del mercado (en Chile en el mercado spot sólo participan los generadores).
- El mercado inició con una estructura de contratos de compra y venta de energía entre las empresas generadoras y distribuidoras con un desmonte gradual en el tiempo.

Esta nueva organización del sector eléctrico dominicano crea una dinámica transformadora en el Estado (al pasar de un rol propietario y operador a un rol de regulador de distintos agentes privados, que tienen como objetivo maximizar sus beneficios). Esta dinámica afectó también al sector industrial, al comercial, al sector educativo, al legislativo y al

público en general, que pasan a interactuar en un mercado totalmente nuevo con formas operacionales muy diferentes a las acostumbradas.

De acuerdo al análisis comparado de la privatización en América Latina con la República Dominicana de la sección 3.3.1 (anterior) y las proposiciones del marco teórico referentes a la competencia, la mejora de eficiencia y la productividad que persigue la privatización, la estructura adaptada en el sector eléctrico de la República Dominicana () es una de las reformas más actualizadas, e incluye nuevos esquemas, al menos conceptualmente, para alcanzar los objetivos propuestos. Al respecto, y limitado a la concepción estructural inicial de la reforma implementada en el sector eléctrico dominicano, puedo afirmar que fue un acierto hacia la modernización del aparato político, económico y social del país.

No obstante, como forma de privatización se recurrió al modelo de capitalización (esquema que se utilizó en Bolivia) donde el socio privado obtiene una concesión del Estado para administrar y operar la empresa (por 40 años) a cambio de inyectar recursos económicos equivalentes al 50% del valor de la empresa a capitalizar, conservando el Estado el restante 50% (el control de la empresa capitalizada le corresponde al inversionista privado a través de un contrato de administración donde el Estado sólo tiene 1 miembro en el consejo de administración y 4 corresponden al socio privado).

De las categorías y métodos de privatización (indirecta, funcional y patrimonial), el esquema de capitalización, aplicado en la República Dominicana, se enmarca dentro de la privatización funcional; ahora bien, este modelo no ha resultado exitoso en la forma que se ha aplicado en el país (el esquema de capitalización combina la propiedad accionaria igualitaria entre el Estado y el privado, con el control total del socio privado y la libertad de mercado con el concepto de “servicio público” aplicado a la electricidad).

Así, percibimos que el esquema de capitalización aplicado en el sector eléctrico dominicano no proporciona las señales e incentivos adecuados al inversionista privado para la optimización de la gestión de la empresa en su conjunto⁹⁴:

- Tanto en las empresas generadoras como distribuidoras privatizadas, el inversionista privado tiene el control total, recibe un canon por la administración (con cargo a la misma empresa), aprueba presupuestos, contrata bienes y servicios con empresas vinculadas, y realiza inversiones con el objetivo de maximizar sus beneficios, dejando fuera de esta ecuación la participación accionaria estatal.

En este sentido, se considera que el esquema de la capitalización aplicado en la República Dominicana es un desacierto, en lo conceptual y en la práctica, al combinar dos modelos divergentes (la inversión privada y el libre mercado con la participación e intervención estatal) y, a la vez, mantiene al Estado con el rol de regulador y responsable de la garantía del suministro del servicio.

Otra debilidad que se identifica en el modelo de reforma y privatización del sector eléctrico dominicano, en comparación con los países de América Latina, es que el mismo se lleva a cabo sin una ley especial que defina la estructura legal, el marco regulatorio y el esquema operativo de los agentes en este nuevo mercado. Por contra, en los países comparados previamente se definieron la estructura y el marco general de la reforma (se crearon las instrucciones a través de leyes especiales) y luego se procedió a la privatización de las empresas.

En el caso dominicano, la estructura legal, regulatoria y operativa del sector se realizó, inicialmente, en base a decretos y resoluciones administrativas del gobierno central (una estructura muy débil, ya que cualquier ley o decreto podía cambiar lo establecido anteriormente).

⁹⁴ La privatización tiene como uno de los principales objetivos mejorar la eficiencia y productividad de las empresas, a través de sacar al Estado de su función empresarial y dejar la administración y gestión al inversionista privado, el cual debería tener todas las señales e incentivos para lograr estos objetivos.

En este escenario legal (con el objetivo de dar ciertas garantías al inversionista privado para iniciar la operación del mercado eléctrico dominicano bajo la nueva estructura, sin una ley para el sector), se recurrió a la firma de contratos bilaterales, entre el socio privado y el Estado, donde se definieron las condiciones del marco regulatorio del sector, el reglamento de operativa del mercado y la estructura tarifaria y su fórmula de indexación (bajo esta estructura, el sector eléctrico dominicano operó desde el 1999 al 2001, cuando finalmente se aprueba la ley general de electricidad para regular la operación del sector).

Como consecuencia de esta estructura (privatización contractual), el inversionista privado logra establecer un periodo transitorio de operación del mercado, en donde consigue minimizar sus costos y mejorar los indicadores de eficiencia, traspasando al Estado gastos, pérdidas e ineficiencias de las empresas capitalizadas.

A pesar de que en agosto del 2001 el poder ejecutivo diseñó y aprobó la ley general de electricidad para regular la operación del mercado eléctrico liberalizado, apoyándose en los derechos adquiridos de los contratos bilaterales firmados en la capitalización, el inversionista privado logró una ley que, básicamente, establece la misma estructura de los contratos con la cual se ejecutó el proceso. La aprobación de la ley general de electricidad no representó grandes cambios a la estructura y operación del sector eléctrico dominicano.

En conclusión, la ejecución de la privatización del sector eléctrico sin un marco legal y regulatorio de acuerdo al estamento jurídico del país, fue un caso único en la República Dominicana (en los países de América Latina no ocurrió de esta manera), y, por los efectos y consecuencias en la operativa del sector eléctrico privatizado, se considera un desacierto.

5.3.2 Las instituciones y los entes reguladores del sector eléctrico dominicano

Al igual que en la mayoría de los países de América Latina analizados, y siguiendo el marco conceptual de la liberalización del mercado eléctrico para incentivar la competencia y la eficiencia, con la privatización del sector eléctrico dominicano se crearon los entes reguladores: la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad (SIE), encargadas de establecer las políticas regulatorias y fiscalizar el sector,

respectivamente; y se creó el Organismo Coordinador (OC) como la entidad independiente para la planificación y operación económica del sistema.

A pesar de que la estructura institucional de la República Dominicana es muy común (en su forma y funciones) a la de los países analizados, inicialmente, tanto la SIE como la CNE fueron creadas por decreto presidencial bajo la dependencia de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (SEIC) -hoy ministerio-, lo que impedía la toma de decisiones de forma independiente.

En el año 2001, la CNE y la SIE fueron creadas, mediante la ley general de electricidad, como entes descentralizados y con personalidad jurídica propia. Sin embargo, el organigrama directivo de la CNE ha resultado muy complejo por la cantidad de instituciones que participan en el mismo y por las funciones que se entrelazan con las de otras instituciones dentro y fuera del sector eléctrico. En el caso de la SIE, a pesar de tener un esquema organizativo más simple que la CNE, existen ciertas inconsistencias en las funciones que le corresponden o que se encuentran dispersas en otras instituciones.

La misma ley general de electricidad también crea la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), asignándole un rol de liderazgo de las empresas eléctricas estatales. Ésta mantiene funciones de agente del mercado (tanto en el lado de la demanda como de la oferta), de planificador, de proponente de políticas y normativas para el sector y mantiene una relación directa con el poder ejecutivo. En adición, la ley de incentivos a la energía renovable le asigna a la CDEEE la obligación de comprar la energía, a través de contratos de largo plazo y con precios libremente negociados, de todas las empresas que produzcan energía mediante fuentes de energías renovables.

Adicional a la CDEEE (socio original de las empresas privatizadas), se creó el Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER), que interviene en el sector eléctrico como representante del 50% de las acciones del Estado en las empresas privatizadas. Debido a que el FONPER no es un órgano técnico, su representación en el sector eléctrico

ha derivado en un aumento de la burocracia y la complejidad en la operación institucional del sector.

Además de lo expuesto anteriormente, existe mucha influencia de actores políticos en los entes reguladores; por ejemplo, la CNE y la SIE para realizar ajustes de tarifas o emitir resoluciones para ajustar la operación del sector consultan con el Presidente de la República. Ésto ha derivado en que la creación de comisiones especiales (con participación de Ministros fuera del sector eléctrico y de los inversionistas privados) para analizar la situación.

De las comisiones especiales (normalmente liderada por la CDEEE) han surgido acuerdos, contratos y forma de operación del sector que se apartan de lo que establece el marco regulatorio, y sin respetar la estructura orgánica de la CNE y la SIE.

En el caso de la CDEEE, la crítica de esta investigación no es a que el Estado mantenga una empresa estatal para participar en el mercado como agente, junto con las funciones regulatorias que debe asumir; de hecho, en el apartado 2.1, sobre las teorías de la empresa pública y las aproximaciones (neoclásica, keynesianas y la teoría de la agencia) desarrolladas, se concluyó que se requiere cierta intervención estatal y la participación de empresas públicas en la actividad económica, y no confinar al Estado en un rol regulador, exclusivamente.

Adicional al marco teórico, que en síntesis apoya cierta intervención contingente de las empresas públicas, en el análisis del capítulo III se muestra que la participación de empresas públicas en el sector privatizado ha merecido un balance positivo, evitando crisis de suministro, por falta de inversión privada, o posiciones dominantes de algunos agentes.

Combinando las conclusiones del debate teórico con el análisis de la privatización en América Latina, el aporte referente al rol de la CDEEE sería que a la CDEEE se le debe definir un rol específico (productor o consumidor) como agente del sector, bien delimitadas

sus funciones con relación a las de otras instituciones estatales, lo que permitirá incentivar la libre competencia y el desarrollo en el mercado eléctrico.

En la parte de la coordinación y operación del mercado eléctrico liberalizado, en el capítulo III se concluyó que la estructura del organismo operador del sistema es muy similar entre los países; pero lo más importante son las definiciones y delimitaciones claras y precisas de las funciones a realizar para la planificación, coordinación y administración del mercado eléctrico, donde ningún agente controle dicho organismo.

En el caso del sector eléctrico dominicano, el OC (organismo operador del sistema) ha estado operando de forma adecuada a pesar del control que actualmente mantiene el Estado, el cual está representado por 3 votos (uno por la empresa de transmisión, uno por las empresas distribuidoras y uno por la empresa de generación hidroeléctrica) y el inversionista privado sólo representa un voto (por las empresas generadoras privadas que funcionan en el mercado). Adicionalmente, la SIE es quien preside el consejo del OC con derecho a voto y a veto de las decisiones que tomen los representantes.

La operación apropiada del OC en el mercado eléctrico dominicano ha sido el resultado de que sus funciones han estado claramente delimitadas desde su inicio y bajo la supervisión y control de todos los agentes participantes del mercado.

Recientemente (2013) se creó el Ministerio de energía y minas, con funciones y atribuciones normativas para el sector eléctrico muy similares a la que tiene la CNE, a la vez que tanto la SIE, la CDEEE y la CNE son dependencia jerárquica de dicho ministerio. Esta situación vuelve más complejo el esquema institucional del sector eléctrico.

En resumen, el esquema institucional del sector eléctrico en la República Dominicana, aunque conceptualmente muy similar al de los países latinoamericanos, adolece tanto de falta de claridad de roles y funciones como de falta de independencia en la toma de decisiones, provocando que el indicador de éxito del proceso privatización en el desarrollo y fortalecimiento institucional del Estado sea negativo.

5.3.3 Operativa del mercado eléctrico dominicano privatizado

Bajo la nueva estructura del sector eléctrico, las empresas privadas (tanto de generación como de distribución) inician sus operaciones en el mercado eléctrico dominicano con un esquema marginalista bien estructurado (con contratos de mediano plazo y con un nivel adecuado de desagregación) que, en los primeros 3 años de operación, incentivó la competencia, la expansión con inversión privada y la reducción de costos.

En Chile, Brasil, Colombia, Perú y los países Centroamericanos también se aprecia esta dinámica del inversionista privado; sin embargo, ese impulso inicial ocurrió por las condiciones ventajosas del esquema de privatización implementado (contratos con precios y fórmulas de ajuste que maximizaban las ganancias del inversionista privado, exceso de libertad y posibilidad de integración horizontal y vertical).

En ese escenario de dinamismo de la inversión privada presentamos una caracterización de la evolución del mercado eléctrico dominando privatizado:

- Los inversionistas privados que entraron al mercado eléctrico conocían muy bien el sector o tenían cierto nivel de participación (algunos eran propietarios de centrales generadoras que funcionan como IPP con contratos de largo plazo para la venta de energía a la CDE y otros habían participado consultores de la CDE). Esta situación produjo que durante el proceso de privatización los inversionistas privados negociaran ciertas condiciones, como, por ejemplo, el pago de deudas a sus empresas afiliadas utilizando los mismos recursos del proceso de privatización, el traspaso de activos fuera del proceso o la reducción de la valoración de los activos de las empresas a privatizar.
- El precio ofertado para cada una de las empresas objeto de privatización fue muy cercano al precio mínimo establecido por el Estado (el precio ofertado en algunas empresa fue a penas un dólar mayor al valor mínimo).
- Los inversionistas privados que participaron son los mismos que invirtieron en los países de América Latina (AES, Unión Fenosa, Enron, El Paso, Coastal), lo que

trajo como consecuencia una réplica de las estrategias previamente implementadas en los países de la región.

- Aprovechando los mismos recursos invertidos en las empresas privatizadas, las condiciones de precios del mercado spot y los contratos establecidos para el inicio del mercado eléctrico liberalizado, los inversionistas privados expandieron la capacidad de generación mediante la instalación de nuevas centrales o rehabilitando las unidades generadoras existentes.
- En las empresas distribuidoras privatizadas, los inversionistas privados (socios con el Estado en 50%) aprovechando lo establecido en el marco regulatorio que les permitía participar como generadores (hasta un 15% de la demanda del sistema) instalaron centrales generadoras. Estas inversiones las realizaron en nuevas empresas (100% de su propiedad) independientes a las empresas distribuidoras privatizadas, es decir, aunque el modelo de mercado creado procuraba en sus objetivos la desagregación y la no vinculación entre los segmentos de generación y distribución, en la práctica ocurrió una integración generación – distribución entre los agentes privados.
- Los contratos de compra y venta de energía entre los agentes privados con una duración inicial de sólo 5 años se extendieron por 15 años y con una capacidad contratada de 1,300 MW (acuerdo de Madrid), lo que redujo la competencia del mercado y puso barrera de entrada a nuevos participantes.

No obstante las condiciones favorables del esquema de privatización dominicano, no se ha producido un aumento consistente de oferta para atender la demanda creciente de la población, lo que ha ocasionado que en los últimos 10 años el sector eléctrico se mantenga operando con falta de capacidad de generación para atender en forma eficiente la demanda.

Sobre el indicador de eficiencia de la privatización en el caso dominicano (a pesar de la controversia entre las empresas privadas -que muestran reducción de costos, aumento de

ganancias operativas⁹⁵ e indicadores operativos dentro los estándares internacionales- y el Estado), los usuarios del servicio no perciben ninguna mejora.

Por ejemplo, la eficiencia de las empresas de generación privatizadas no implicó mejoras significativas en la optimización de la operación y la expansión del sector en su conjunto: el sector opera con insuficiente capacidad para suplir la demanda total, altas indisponibilidades de las unidades de generación, tecnologías no adaptadas a las condiciones de operación del mercado, baja calidad de los servicios complementarios y aumento de las restricciones operativas, lo que ocasiona aumento de los costos en el sistema.

Respecto al aumento de la competencia y la interdicción del abuso de posición dominante en el mercado eléctrico, según la variable del índice IHH (calculado en capítulo IV para el segmento de generación), el sector eléctrico dominicano se encuentra altamente concentrado (como ha ocurrido en los países latinoamericanos y en Europa). Lo que demuestra que el proceso de privatización y liberalización del mercado eléctrico no ha garantizado una mejora de este indicador, aún con la creación de las instituciones que deben velar para que el mercado opere en condiciones de libertad y leal competencia.

La operativa del mercado de generación privatizado en la República Dominicana, actualmente, presenta un retroceso en los indicadores de competencia y el libre acceso a nuevos entrantes; por ejemplo, 2 grupos privados (AES y Viccini) dominan el 70% del mercado, existen también contratos de compra y venta de energía sin licitación, se traspaşa el riesgo operativo y financiero a la demanda, se detecta falta de expansión de nueva capacidad y un esquema institucional estatal complejo.

En cuanto al desarrollo de energías limpias (con el objetivo de aprovechar recursos internos, diversificar estratégicamente el mix de generación y reducir la dependencia del

⁹⁵ Estos incrementos de ganancias de los inversionistas privados se han logrado en base a los contratos y garantías otorgadas por el Estado. Tanto es así, que en la actualidad todas las empresas están exigiendo contratos bilaterales con garantías soberanas de parte del Estado dominicano.

petróleo y sus derivados, y a la vez contribuir con la mejora del ambiente), cabe esperar que se produzcan grandes inversiones considerando las condiciones favorables del País (una isla con un clima tropical con alto potencial solar, de mar y viento, y una ley de incentivos al desarrollo de estos recursos).

Sin embargo, hasta la fecha no se han registrado inversiones importantes en las energías renovables, lo que, a mi juicio, se debe a un mal diseño de los incentivos establecidos en la ley. A modo de ejemplo:

- Se otorgan incentivos (exoneración de impuestos, contratos de compra de energía con precios fijos por encima del costo marginal del sistema y garantía de pago) a cargo del Estado sin fuentes de financiamiento definidas.
- Se despacha la energía renovable en forma preferencial (esta energía se coloca primero que todas las demás unidades) debilitando el mercado en competencia.

El segmento de transporte de energía (pieza importante del mercado para el aumento de la competencia y el libre acceso de todos los agentes) permanece como estructura estratégica en manos del Estado, para, supuestamente, evitar la integración y manipulación de precios entre empresas generadoras y grandes consumidores en perjuicio del sistema interconectado.

En este contexto, la operativa del sistema de transmisión en la República Dominicana presenta las siguientes características:

- Remuneración en base a una tarifa de peaje (con dos componentes): una parte variable, que valora las pérdidas marginales por la inyección o retiro de energía en dicho punto, más, un cargo fijo, para completar el costo total del sistema.
- Ausencia de señales de eficiencia en cuanto a la inversión, operación y mantenimiento del sistema; por ejemplo, se garantiza un pago total con un valor nuevo de reemplazo de los activos y no se toman en cuenta indicadores de calidad de servicio.
- Pago del peaje por los generadores. Los agentes generadores son los que recaudan el monto correspondiente al peaje de transmisión en la venta de energía; la situación

actual es que los generadores privados no pagan al sistema de transmisión, logrando así forzar negociaciones para compensaciones de deudas de otras empresas estatales, lo que rompe la cadena de pago y deja sin capital de trabajo y recursos al sistema de transmisión para la operación, mantenimiento y expansión de sus redes. La consecuencia natural son las restricciones que afectan la operativa adecuada del sistema.

- Líneas de transmisión aisladas en paralelo al sistema interconectado. Se ha permitido la construcción y operación de líneas de transmisión a particulares para el suministro de energía en varios puntos del país, lo cual hace más difícil el funcionamiento del sistema, aumenta los costos a todos los agentes (generadores, distribuidores y los usuarios) por causa de pérdidas de economías de escala del sistema, y, a la vez, se restringe la competencia al impedir el libre acceso de otros agentes a estas líneas particulares.

En el panorama descrito anteriormente se perciben fallas del Estado en aplicar la normativa y la estructura definidas en el marco regulatorio y en evitar acuerdos de particulares entre agentes generadores privados y grandes consumidores que desintegran el sistema de transmisión (lo que reduce la competencia del mercado y va en contra de los indicadores de eficiencia operativa del sistema eléctrico interconectado).

En cuanto a la participación de las empresas distribuidoras en el mercado mayorista, éstas se han limitado a comprar energía bajo los contratos establecidos, sin una estrategia comercial consistente que le permita maximizar su posición como demanda monopólica del mercado⁹⁶.

⁹⁶ El inversionista privado de las empresas distribuidoras (en los primeros años de operación) utilizó como estrategia la maximización de sus beneficios en las empresas generadoras donde ellos eran 100% dueños, aprovechando la integración vertical que permite la ley general de electricidad en ese aspecto.

5.3.4 El sistema de distribución, las tarifas y los subsidios del sector eléctrico dominicano

En el sistema de distribución (considerado monopolio natural⁹⁷) la forma más eficiente de distribuir la electricidad a un grupo de usuarios es a través de un sólo operador de las redes, lo cual disminuye los costos (economía de escala, sub-aditividad de costos y economía de alcance), ahorra espacio físico y reduce el impacto al medio ambiente.

La medida de eficiencia de la privatización en el segmento de distribución y comercialización de la electricidad está en la reducción de costos, en las mejoras en la calidad del servicio, en el aumento de los índices de electrificación, en la reducción de los subsidios y, como consecuencia, en la reducción de las tarifas al usuario final.

Analizando, en primer lugar, el mecanismo de fijación de las tarifas a los usuarios finales (aunque la ley general de electricidad establece de forma clara el procedimiento que debe seguir el regulador para el cálculo y aplicación de las tarifas)⁹⁸, en los 14 años que lleva el proceso de privatización nunca se han calculado y aplicado las tarifas de acuerdo a la estructura legal y regulatoria definida en la ley.

Las tarifas aplicadas, hasta ahora, se basan en los siguientes elementos:

- En los sectores residenciales y comerciales, se aplican tarifas por bloques de consumos de 0-200, 201-400, 401-700 y mayor a 701 kWh por mes.
- La tarifa aplicada hasta los consumos de 700 kWh al mes es subsidiada, y su valor está por debajo del costo de compra de las empresas distribuidoras.

⁹⁷ El monopolio se regula a través de tarifas máximas o el reconocimiento de una tasa de recuperación determinada, y estableciendo un sistema de revisión y de comparación de costos con otros sistemas de distribución similares, de acuerdo a las opciones, alternativas y mecanismos de aplicación de regulación de monopolios, expuestos en el apartado 2.4.

⁹⁸ La ley general de electricidad 125-01 (modificada por la ley 186-07) define -en su artículo 2- la tarifa técnica como “Se entiende por tarifa técnica aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en el Artículo 110 de la presente ley, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrables.” En los artículos 115 al 117 se establece el mecanismo de cálculo de la tarifa.

- Los clientes con consumos mayores a 701 kWh al mes pagan una tarifa 30% mayor a la tarifa real, para subsidiar de forma cruzada a los demás clientes.
- En el sector industrial, la tarifa aplicada está por debajo de su costo real, lo que indica que este sector es subsidiado.

Se aprecia que este mecanismo de establecimiento de las tarifas es muy ineficiente; por ejemplo, tiene fuertes errores de inclusión al subsidiar consumos muy elevados (incluido el sector industrial), se genera una ausencia de señales para el ahorro de energía de los usuarios y una falta de incentivos para la administración eficiente orientada a la reducción de costos operativos del negocio.

En segundo lugar, en el área de distribución y comercialización el sistema dominicano ha recorrido varios esquemas de propiedad y administración, como son: propiedad privada, propiedad pública, administración privada, administración pública y propiedad pública con administración privada. Es decir, se han seguido políticas contrapuestas en busca de un modelo de gestión eficiente, derivando, consecuentemente, en inconsistencias en los planes estratégicos y en los resultados operativos de las empresas distribuidoras. Así se ha observado que:

- Las pérdidas de energía que aparentemente se reducen en el periodo de administración privada son el resultado de traspasar hacia el Estado (por parte del inversionista privado) las áreas geográficas dentro de la zona de concesión consideradas de difícil gestión (calculando las pérdidas de energía en la zona de concesión completa de las empresas distribuidoras, bajo la administración privada, éstas se mantuvieron constante en alrededor de 40%).
- Un aumento considerable de los subsidios por parte del Estado hacia las empresas distribuidoras, alcanzando el monto de US\$ 1,500 millones anuales (equivalente a 2.5% del PIB), tanto en la gestión privada como pública.
- Una suspensión del suministro de electricidad a toda la población, en promedio, de 8 horas diaria (con el objetivo de reducir los déficits financieros de las empresas distribuidoras)

Un punto a destacar de lo expuesto anteriormente es el aumento de los subsidios que se registró durante la administración privada a las empresas distribuidoras. Los objetivos principales del Estado con la entrega de los subsidios a las empresas distribuidoras privatizadas han sido: i) reducir las pérdidas de energía y ii) aumentar la cantidad de energía que se suministra a la población. El resultado, por el contrario, muestra que las pérdidas se mantienen en el mismo valor y que no ha mejorado el suministro de electricidad.

En ese mismo contexto, otro elemento a destacar es la limitada capacidad de pago de un segmento de la población. Es cierto que existen segmentos poblacionales con ingresos que resultarían insuficientes para el pago oportuno del servicio eléctrico; no obstante, debe evitarse caer en la trampa teórica de crear subsidios generalizados que distorsionen el concepto económico del costo del servicio de electricidad y su valor, como ha ocurrido en el caso dominicano.

En la parte de cobertura, acceso a la electricidad y la expansión de redes a las zonas rurales, antes de haberse realizado el proceso de privatización, la CDE tenía prácticamente cubierto el país. En ese sentido, los inversionistas privados concentraron sus esfuerzos e inversiones en las zonas urbanas de alta densidad de consumo, con el objetivo de obtener mayor rentabilidad de la inversión.

Para las zonas rurales, los inversionistas privados se enfocaron en los procesos comerciales, el sistema de información al cliente y el sistema de facturación; pero concentrando grandes centros de atención al cliente en una sola provincia (para reducir costos operativos), y alejando a la empresa de los clientes rurales que viven en los pueblos alrededor de la provincia (los clientes tenían que recorrer grandes distancias -con más gastos de transporte- para el pago del servicio, realizar una reclamación o solicitar una información). Ésto fue percibido, en el caso rural, como un deterioro de la calidad de atención al cliente.

En resumen, en el caso dominicano, la administración privada de las empresas distribuidoras no ha resultado en una mejora apreciable en las variables e indicadores analizados⁹⁹.

El proceso de privatización llevado a cabo en la República Dominicana tiene ciertas peculiaridades en comparación con otros países que analizamos; sin embargo, a pesar de los grandes esfuerzos, la situación de mala calidad del servicio continúa afectado a todos los agentes del mercado, los consumidores, las empresas y el Estado, resultando, con datos fehacientes, en la comprobación de la hipótesis no. 2:

El esquema de privatización aplicado en República Dominicana ha resultado en mayores costos para el Estado:

- *El Estado no recibió ingresos por la privatización de las empresas eléctricas (los US\$ 643 millones se aportaron como capital de las empresas privatizadas).*
- *El Estado paga, en promedio, US\$ 35 a 40 millones anuales a los inversionistas privados por concepto de gastos administrativos y transferencias de tecnologías (managment fee).*
- *El Estado paga subsidios de US\$ 1,500 millones anuales.*

⁹⁹ La causa más recurrida por la administración privada en las empresas distribuidoras para justificar el deterioro de estos indicadores, es la “cultura del dominicano” de no pagar la energía eléctrica, es decir, que el culpable de la mala calidad del servicio es el cliente que debe recibir el servicio, lo cual resulta contradictorio en un análisis simple.

CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES: ¿PRIVATIZACIÓN TOTAL O ESTATIZACIÓN?

6.1 Conclusiones

La presente investigación ha pretendido exponer el proceso de privatización y su impacto económico en un escenario de creciente exposición a la competencia, de fuerte expansión y movilidad del capital, características de la actual etapa de la globalización, explicada en la introducción.

Las interpretaciones e implicaciones del modelo de privatización aplicado en el sector eléctrico -en respuesta a las ineficiencias que operaban en manos del Estado, recogidas en el capítulo V (anterior)- nos permiten enunciar los aspectos esenciales de los contrastes efectuados y sus resultados.

La privatización no ha mejorado la eficiencia de los sectores eléctricos como se había previsto; por el contrario, en algunos casos (a pesar de la intervención estatal para corregir fallas de mercado), la eficiencia ha podido disminuir.

En los países centroamericanos y, particularmente, en la República Dominicana la privatización de los sectores eléctricos se inicia bajo un escenario convulsionado (gobiernos débiles, perturbaciones monetarias y financieras, gran auge del comercio internacional y exigencias de los organismos internacionales para prestar ayudas), causando que se tomaran decisiones aceleradas y que, prácticamente, se copiaran los modelos de privatización ejecutados previamente en otros países, lo que ocasionó que surgieran los mismos problemas subyacentes en estos esquemas.

Así, por ejemplo, se han podido constatar los siguientes aspectos en el esquema de privatización implementado:

- El desarrollo de nueva oferta de generación no ha contribuido a una mejora efectiva de la calidad de servicio prestado a los usuarios (las reducciones de costos de

producción -por nuevas tecnologías, por mejora de eficiencia y por la diversificación del mix energético- no han sido traspasadas a los usuarios).

- La expansión de la capacidad instalada de generación ha evolucionado a fuentes no renovables, principalmente a centrales de fueloil, cuyo costos de instalación son más bajo en comparación con las fuentes de energías renovables que requieren incentivos por su mayor inversión (los incentivos a las energías renovables han implicado mayores gastos para el Estado, sin beneficios palpables para el sistema).
- Competencia limitada (alta concentración de agentes privados) ya que se realizan contratos de compra y venta de energía de largo plazo sin un proceso de licitación pública, se traspasa el riesgo operativo y financiero a la demanda, y persiste la falta de expansión de nueva capacidad para suplir el aumento de la demanda total del sistema.
- Sistema de transmisión ineficientemente dimensionado y operando en condiciones no óptimas (se construyen líneas de transmisión particulares fuera del sistema de transmisión, haciendo más difícil la operativa del sistema, aumentando los costos a todos los agentes -por pérdidas de economías de escala- y restringiendo la competencia).
- Mercado marginal con restricciones operativas y de precios (se establecen topes de precios, compensaciones por restricciones y pagos de servicios complementarios) que aumentan los costos del sistema.
- Servicio eléctrico deficiente, con una suspensión del suministro, en promedio, de 8 horas por día a toda la población (el servicio se suspende a la población con el objetivo de disminuir los costos operativos de las empresas distribuidoras que tienen pérdidas de 40% entre la energía que compran y que venden).
- Subsidios para cubrir los déficits operativos de más de US\$ 1,500 millones por año (2.5% del PIB), es decir, un sector financieramente en situación de quiebra.

- Débil marco institucional, ya que existen varios ministerios e instituciones estatales con funciones intercaladas (Ministerio de energía y minas, Ministerio de industria y comercio, CNE, SIE, FONPER, CDEEE).
- Esquemas tarifarios inconsistentes: clientes con precios por debajo del costo de producción (subsidios para consumos de 700 kWh al mes y clientes industriales) y otros clientes con precios que duplican la tarifa que les corresponde.

En síntesis, el sector eléctrico ha operado en un proceso de privatización parcial:

- El Estado es socio (50%) de las empresas privadas de generación y distribución (pero sin ningún control de la administración de estas empresas).
- El Estado es propietario del 100% del sistema de transmisión y la generación hidroeléctrica.
- El Estado es el hacedor de las políticas energéticas y el regulador del sector eléctrico.
- El Estado es el responsable de la garantía del suministro a la población, asumiendo así todos los riesgos del mercado que le son traspasados por los agentes privados (este esquema no ha resultado ni estratégica, ni económica, ni socialmente beneficioso para el país).

Por lo tanto, y recordando que la privatización se aplicó con éxito en países con un mercado y una estructura equilibrada entre el Estado regulador y el agente privado, a mi juicio, se requiere una redistribución de poder entre los inversionistas privados y el Estado. Es decir, avanzar hacia una privatización total con más control y regulación de parte del Estado.

6.2 Recomendaciones

Los resultados, las perspectivas y las conclusiones obtenidas en esta investigación hacen pensar que no existe una solución viable y fácil a esta problemática del sector eléctrico dominicano. Aventurarse a dar recomendaciones puede constituir un ejercicio atrevido.

Sin embargo, el análisis académico que hemos tratado de llevar a cabo, con una perspectiva externa -pero en la cual el autor conoce en detalle los procesos internos-, conduce a que las recomendaciones presentadas estén sustentadas en el análisis de las realidades (tanto exitosas como fracasadas) vividas. Con lo cual se puede aprender de los errores cometidos y enderezar el camino para que, efectivamente, el sector eléctrico dominicano pueda operar como una fuente de valor agregado a toda la sociedad.

Sin entrar en detalles en el porqué de los esquemas, de las estructuras, de las políticas y/o de las estrategias que se aplicaron en el pasado, las recomendaciones pretenden que se apliquen soluciones en forma integral y que sean un compromiso de todos.

En ese sentido, cabe interpretar las afirmaciones de Albuquerque (1992): “es necesario superar el irritante simplismo de las tesis neoliberales que propugnan el desmantelamiento del Estado, la liberalización a ultranza... en su lugar se requiere una estrategia alternativa de desarrollo basada en una política activa de industrialización generadora y difusora de la innovación tecnológica y organizacional adecuadas y dirigida a lograr la mayor articulación del tejido económico y social interno... procurando crear un sector público flexible, descentralizado y orientado a buscar la interacción eficiente con los agentes socioeconómicos privados y el fomento del conjunto de sinergias que precisan los cambios tecnológicos e institucionales en la actualidad” (Albuquerque, 1992, 43).

En este contexto, mis recomendaciones abarcan:

- Desmontar la maraña institucional estatal que existe en el sector; por lo tanto, el Estado debe crear un ente encargado de establecer las políticas energéticas y los planes estratégicos de largo plazo para el sector. Esta entidad debe aglutinar todas las funciones que hoy existen dispersas en diferentes ministerios, instituciones gubernamentales, comisiones congresuales, empresas del propio sector y otros.
- Redefinir la participación del Estado como socio (actualmente con 50% de participación) en las empresas de generación privatizadas (en el esquema actual, aún con 50% de participación, el Estado no tiene ningún control de las operaciones de

estas empresas). En ese sentido, se recomienda que el Estado venda sus acciones en estas empresas y a la vez que se transfiera todo el riesgo operativo y financiero al inversionista privado. En caso de que por algún impedimento legal, o por estrategia política, el Estado no pueda vender su participación en estas empresas, se recomienda la implementación de un mecanismo de administración conjunta basado en un plan de mejora de la eficiencia global del sector que permita el desarrollo y la expansión, con riesgos compartidos entre los accionistas de estas empresas, dentro de las reglas del mercado.

- Estructurar el ente regulador (la Superintendencia) enfocándolo a aplicar la normativa del sector (sin desviarse en resolver problemas internos, confirmaciones congresuales o dependencia de recursos de otras entidades públicas o privadas). El regulador debe sentirse con la independencia de tomar decisiones en el ámbito del sector eléctrico, pero dentro de los límites que indica la constitución del país y las leyes especiales que rigen el funcionamiento del sistema.
- Eliminar el FONPER como un agente participante en el sector a través de los consejos de administración de las empresas de generación privatizadas. Se podrían traspasar estas funciones al organismo titular de estas acciones que es CDEEE.
- Definir, en forma clara y precisa, el rol y las funciones de la CDEEE como agente del mercado. Se propone que la CDEEE sea el agente productor estatal que participaría contingentemente en el mercado.
- Revisar las estructuras de los consejos de administración o directivos de los entes reguladores y de las empresas estatales, de forma que pueda disminuirse la burocracia administrativa y operativa del sistema.
- Fortalecer el mercado mayorista (compra y venta de electricidad a través de spot o contratos) mediante la integración de toda la demanda al sistema, eliminar los topes de precios del mercado, las restricciones, límites operativos y compensaciones (impuestas por algunos agentes privados del mercado) y aplicar el marco operativo y regulatorio tal y como está definido en la ley general de electricidad.

- Integrar las líneas de transmisión particulares al sistema interconectado y prohibir nuevas construcciones.
- Suministrar continuamente la electricidad en un 100% a toda la población (no suspender el suministro con el objetivo de bajar los costos de compra de energía).
- Realizar un plan de expansión de generación que permita aprovechar recursos existentes y que tenga la flexibilidad suficiente para que las nuevas inversiones se adapten a las variaciones e incertidumbres de los precios de los combustibles, el crecimiento de la demanda y las exigencias de calidad del servicio en un mercado liberalizado.
- Lograr un mix energético de un 30% para los 3 combustibles principales: carbón, petróleo y gas natural.
- Revisar la ley 57-07 sobre los incentivos a las energías renovables: los incentivos deben tener su fuente de financiamiento fuera del sector eléctrico sin alterar las condiciones del mercado, es decir, que las energías renovables deben tratarse con las mismas reglas de cualquier generador que funcione en el mercado.
- Realizar una licitación para compra de energía abierta a todos los participantes (éstos deben adaptarse al esquema de mercado existente, sin proporcionar garantías por parte del Estado al pago de las inversiones, sin compromisos de pago mínimo garantizado, sin pago de capacidad adicional al precio del mercado o contratos donde el riesgo operativo sea transferido al comprador).
- Establecer que los contratos de compra y venta de energía deban tener un periodo de duración menor a 10 años y que el monto de la capacidad contratada no sobrepase el 70% del consumo total del país (permitiendo el desarrollo del sistema marginalista donde agentes –compradores y vendedores- realizan sus transacciones al precio spot del mercado).

- Modificar la estructura tarifaria actual en los rangos de consumo, a la vez que los precios aplicados en cada rango de consumo y los subsidios cruzados.
- Cambiar el esquema de libre mercado y competencia de los usuarios no regulados (que tienen el derecho de comprar su energía directamente a los generadores) a otro modelo en el cual los usuarios aporten al sistema de distribución en proporción a su consumo.
- Crear una tarifa social para consumos menores a 100 kWh por mes, procurando que el precio que se ha de cobrar al usuario en este rango pueda, al menos, cubrir el costo marginal de producción. Y que el subsidio (para pagar los costos agregados) se proporcione directamente al cliente y sea explicitado en la factura que recibe.
- Eliminar los subsidios del presupuesto nacional para cubrir los costos operativos del sector eléctrico, lo cual requiere traspasar los costos reales en cada parte de la cadena de producción, permitiendo que el usuario perciba el costo real del servicio y, por lo tanto, que valore el mismo.
- Priorizar las inversiones en la mejora de la cantidad del suministro de electricidad y la calidad del servicio a la población, de forma que el consumidor perciba un valor agregado al pago de la energía eléctrica.

Las recomendaciones planteadas son de gran impacto social, económico y político; por lo tanto, se necesita el apoyo de la sociedad en su conjunto para legitimar la implementación de las mismas. Ésto requiere la integración de todos los estamentos del Estado, el apoyo del congreso y los sectores sociales sin sucumbir (a primera instancia) a posibles presiones de organismos internacionales, sin menospreciar el ente social dominicano en el aporte de soluciones, e insistir en el aspecto erróneo de la cultura de “robo” del dominicano o en la incapacidad del dominicano frente al extranjero.

La implementación acertada de estas recomendaciones depende del compromiso de todos los entes sociales, como de todos los niveles y funciones de los sectores industriales y comerciales y, sobre todo, de la más alta autoridad del Estado.

Referencias bibliográficas

- Agencia estadounidense para el Desarrollo Internacional (USAID) (2007):
“Competitividad y Energía de América Central”, (*Conferencia presentada en el Congreso sobre “Competitividad y Energía de América Central”*, Tegucigalpa, Honduras, 24 y 25 de Mayo, 2007)
- Albuquerque, F. (1992): “La crítica situación de América Latina al inicio de los noventas y la necesidad de una estrategia de desarrollo alternativa al neoliberalismo”, *América Latina Hoy* 004, 57-68.
- Alchian, A. (1965): “Some economics of property rights”, *II Politico*, Vol. 30, 816-829.
- Altomonte, H. (2010): “Eficiencia energética, desarrollo y economías bajas en carbono: oportunidades para América Latina y EL Caribe” *CEPAL*, Primer Diálogo sobre Política en Eficiencia Energética en América Latina y El Caribe, Brasilia.
- Andrews, W.A. y Dowling, M.J. (1998): “Explaining performance changes in newly privatized firms”, *Journal of Management Studies*, Vol. 35 (5), 601-617.
- Arelovich, S., Bertinat, J., Salerno, P. y Sanchez, M. (2008): “Escenario Energético en América del Sur, Energía, integración, modelo productivo: aportes para un debate necesario”, *Santa Fe: Inercia Comunicaciones*, 5-89.
- Argimón, I., Artola, C. y González-Páramo, J. (1997): “Empresa Pública y Empresa Privada: Titularidad y Eficiencia Relativa”, *Banco de España - Servicio de Estudios*, Documento de Trabajo no. 9723.
- Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. (1994): *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, The MIT Press, Cambridge, MA.
- Arrellano, S. M. y Serra, P. (2004): “Principio para tarificar la transmisión eléctrica”, *Cuadernos de Economía*, Vol. 41, 231-253.
- Arrow, K. J., y Kurz, M. (1970): *Public investment, the rate of return and optimal fiscal policy*, Johns Hopkins Press, Baltimore.
- Artena, D., Navajas, F. y Urbiztando, S. (1998): *La regulación de la competencia de los servicios públicos. Teoría y experiencia argentina reciente*, Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, Buenos Aires.
- Attali, J. (2010): “Informe de la Comisión Internacional para el Desarrollo Estratégico de la República Dominicana 2010-2020”, *ATTALI & Associés*, 20-22.
- Averch, H. y Johnson, L. (1962): “Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint”, *The American Economic Review*, Vol. 52, (5), 1052-1069.

- Baldwin, R. y Black, J. (2007): “Really Responsive Regulation”, *LSE Working Paper*, 15, 3-47.
- Baldwin, R. y Cave, M. (1999): *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*, Oxford University Press, New York.
- Barbu, A. y Luzuriaga, L. (1999): “La reforma del sector eléctrico de Bolivia”, *Departamento de evaluación de operaciones*, Banco Mundial, working paper 192.
- Barker, J., Tenenbaum, B. y Woolf, F. (1997): “Governance and Regulation of Power Pools and System Operators. An International Comparison”, *World Bank*, Technical Paper, 382, 1-102.
- Bareinstein, J. (1986): *La gestión de empresas públicos en México*, IPD. CIDE, México.
- Battle, C. y Vazquez, C. (2005): “La regulación de libre mercado: Comercialización y mercado minorista”, *Universidad Pontificia de Comillas*.
- Beato, P. y Laffont, J.J. (2000): *Competition Policy in Regulated Industries: Approaches for Emerging Economies*, Inter-American Development Bank, Washington, DC.
- Becker, G. (1983): “A Theory of Competition among Pressure Groups for Political Influence”, *The Quarterly Journal of Economics*, 98, 371–400.
- Beesley, M. (2005): *Privatization, Regulation and Deregulation*, Routledge, London.
- Bel, G. (2001): “Privatización, competencia y electricidad”, *La Vanguardia*, Universidad Barcelona.
- Belyaev, L. (2011): *Electricity Market Reforms, Economics and Policy Challenges*, Springer, New York.
- Berg, E., Gray Cowan, L., Gasparo, E., Rawlings, L. y Snider, P. (1996): “The Economic Impacts of Privatization”, *U.S. Agency for International Development*, PDC 0095-Z-00-9053-00
- Bernstein, J. y Sappington, D. (2000): “How to determine the X in RPI-X regulation: a user’s guide”, *Telecommunications Policy*, Vol. 24, (1), 63-68.
- Bernstein, M. (1955): *Regulating Business by Independent Commission*, Princeton University Press, New York.
- Bilbao Ubillos, J. (1995): “Un análisis de la privatización española: experiencias y perspectivas”, *ICE-Revista de Economía*, 742, 113-126.

- Bilbao Ubillos, J. (1995): “Privatización y política financiera del Sector público”, *Hacienda pública española*, 132, 49-62.
- Bilbao Ubillos, J. (2003): *La privatización: concepto, objetivos y procedimientos*, Editorial Dykinson SL, Madrid, 13-18.
- Bishop, M., Kay, J. y Colin, M. (1995): *The Regulatory Challenge*, Oxford University Press, New York.
- BM (2005): “Program Document for a Proposed “Programmatic Power Sector Reform Loan in the Amount of US\$150 million to Dominican Republic”, *Banco Mundial*, Report No. 31741-DO. 3-100.
- Boes, D. y Schneider, F. (1996): “Private Public Partnership Gemeinschaftsunternehmen zwischen privaten und der oeffentlichen Hand”, *Zeitschrift fuer Unternehmens- und Gesellschaftsrecht*, 519–43.
- Boneo, H. (1980): *Saber ver las empresas públicas*, Editorial Universitaria Centroamericana, Costa Rica.
- Borcherding, T., Pommerehne, W.W. y Schneider, F. (1982): “Comparing the Efficiency of Private and Public Production: The Evidence from 5 Countries”, *Zeitschrift fuer Nationaloekonomie/ Journal of Economics* 89 (Supplement 2), 127–56.
- Bös, D. (1991): *Privatization: A theoretical treatment*, Clarendon Press, Oxford,
- Boycko, M., Shleifer, A. y Vishry, R. (1996): “A theory of privatization”, *The Economic Journal*, 106, 309-319.
- BP (2012): “Statistical Review of World Energy”, *BP*, 10-60.
- Callejón, M., Bel, G., Costa, M.T. y Segarra, A. (2001): *Economía Industrial*, Civitas Ediciones, S.L., Madrid.
- Cashin, P. (1995): “Government spending, taxes and economic growth”, *IMF Staff Papers*, 42, (2), 237-269.
- Carreras, L. (1996): “Privatización y Bienestar”, *Universidad Rovira i Virgili*, V.
- Carstensen, P. y Beth, S. (2008): *Competition Policy and Merger Analysis in Deregulated and Newly Competitive Industries*, Edward Elgar Publishing Ltd, Cheltenham.
- Cave, M., Majumdar, S. y Vogelsang, I. (2002): *Handbook of Telecommunications Economics. Vol. 1: Structure, Regulation and Competition*, Elsevier, Science Publishers, Amsterdam.

- Caves, D. y Christensen, L. R. (1980): “The relative Efficiency of Public and Private Firms in a Competitive Environment: The Case of Canadian Railroads”, *Journal of Political Economy*, Vol. 88, 5-79.
- CEAC (2009): “Plan Indicativo Regional de Expansión de Generación 2009-2023”, *Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR)*, 3-57.
- CEPAL (2001): “El mercado eléctrico regional: Contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua”, *CEPAL Subregional en México*, 493, 3-76.
- CEPAL (2002) “Istmo centroamericano: la regulación de la distribución eléctrica en los países con empresas privadas. Los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá”, *CEPAL Subregional en México*, 536, 3-50.
- CEPAL (2005): “Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe”, *Cuadernos de la CEPAL No. 89*, Capítulo III, 73-104.
- CEPAL (2011) “Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico”, *CEPAL Subregional México*, No. 961, 3-89.
- Chirwa, E. (2001a): “Privatization and Technical Efficiency: Evidence from the Manufacturing Sector in Malawi”, *African Development Review*, 13 (2), 276-307.
- Chirwa, E. (2001b): “Market Structure, Liberalisation and Performance in the Malawian Banking Industry”, *African Economic Research Consortium*, Research Paper No. 108.
- Chong, A. y López-de-Silanes, F. (2003): “The Truth about Privatization in Latin America”, *Research Network Working papers*, No. R-486.
- Coase, R. (1937) “The natural of the firm”, *Economica*, New Series, Vol. 4 (16), 386-405.
- Coase, R. (1960): "The Problem of Social Cost," *Journal of Law and Economics*, 3, 1-44.
- Coloma, G. (1999): “Empresa pública, privatización, regulación y competencia: su papel en la provisión de servicios de infraestructura” *Universidad CEMA*, Documento de trabajo No. 268, 1-21.
- Coloma, G. (2002): “Prácticas horizontales exclusorias y defensa de la competencia”, *Universidad del CEMA*, Documento de trabajo No.228, 1-23.
- Correa, P. (2001): *Merger Control in Infrastructure Industries*, Inter-American Development Bank (IDB), Washington, DC.

- Coviello, F. Gollan, J. y Pérez M. (2012): “Las alianzas público-privadas en energías renovables en América Latina y el Caribe”, *CEPAL*, W478, 5-61.
- Cuervo, A. (1995): “El proceso de privatización de las empresas públicas españolas”, *Economistas*, Vol. 63, 6-13.
- Cuervo, A. (1997): *La privatización de la empresa pública*, Ediciones Encuentro, Madrid.
- Cuervo, A. (2004): “Empresa pública y privatización”, *Papeles de Economía Española*, No. 100, 147-161.
- Cuervo, A. y Villalonga, B. (1999): “Privatización y eficiencia empresarial: Hacia un modelo explicativo a nivel de empresa”, *Revista de Economía Industrial*, Vol. 4, (328), 29-42.
- Cuervo, A. y Villalonga, B. (2000). “Explaining the variance in the performance effects of privatization”, *Academy of Management Review*, Vol. 25 (3), 581-590.
- Cuevas, F. (2006): “Coordinación entre agencias de regulación y agencias de competencia”, *CEPAL-IDRC-CIDA-CFC*, 3-10.
- Cura, E. (1998): “Tarificación de sistemas de transmisión eléctrica: Evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios”, Tesis de Maestría en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Davies, D. (1981): “Property Rights and Economic Behaviour in Private and Government Enterprises: The Case of Australia's Banking System”, *Research in Law and Economics*, 3, 50-72.
- De Alessi, L. (1974): “An economic analysis of government ownership and regulation: theory and the evidence from the electric power industry”, *Public Choice*, Vol. 19, 1-42.
- De Alessi, L. (1980): “The economics of property rights: a review of the evidence”, *Research in Law and Economics*, Vol. 2, 1-47.
- De la Cruz J. (2002): *Principios de Regulación Económica en la Unión Europea*, Instituto de Estudios Económicos, Madrid.
- De la Dehesa, G. (2009): “Once fallos de mercado y de Estado en la crisis financiera”, *Papeles de Economía Española*, 122, 26-37.

- De la Fuente, A., y Vives, X. (1995): "Regional policy and Spain: Infrastructure and Education as Instruments of Regional Policy: Evidence from Spain", *Economic Policy*, 20, 11-54.
- De Leon, I. (2001): "The Role of Competition Policy in the Regulation of Infrastructure Industries", *Inter-American Development Bank*, ID,57-72.
- Demsetz, H. (1966): "Some Aspects of Property Rights", *Journal of Law and Economics*, 9, 61-70.
- Demsetz, H. (1967): "Toward a Theory of Property Rights", *American Economic Review*, 57 (2), 347-359.
- Dewenter, K. y Malatesta, P. (2001): "State-Owned and Privately-Owned Firms: An Empirical Analysis of Profitability, Leverage and Labour Intensity." *American Economic Review*, 91, 320-334.
- Díaz A. (2005): *Experiencias internacionales de la desregulación eléctrica y el sector eléctrico en México*, Plaza y Valdez, México.
- Domberger, S. y Piggott, J. (1994): "Privatization Policies and Public Enterprise: A Survey," En: Matthew Bishop, John Kay and Colin Mayer (editors), *Privatization and Economic Performance*. Oxford University Press.
- Dossena, G. (1990): *La privatizzazione delle imprese: modalità, problemi e prospettive*, EGEA, Milano.
- D'Souza, J. y Megginson, W. (1999): "The Financial and Operating Performance of Newly Privatized Firms in the 1990s", *Journal of Finance* 54, 1397-1438.
- Dussan, M. (2003): "Diagnostico del sector eléctrico y elementos para una estrategia del BID", *BID*, Informe final, 3-100.
- Dussan, M. (2008): "Diagnóstico y definición de líneas estratégicas del sub-sector eléctrico", *Comisión Nacional Energía (CNE)*, Informe Final, 3-90.
- EDF (1989): Electricité de France "Estudio tarifario", *Corporación Dominicana de Electricidad (CDE)*, 3-100.
- Escaith, H. (2001): "Las economías pequeñas de América Latina y el Caribe", *Revista de la CEPAL*, 74, 72-85.
- Estache, A., Foster, V. y Wodon, Q. (2002): "Cómo hacer que la reforma de la infraestructura en América Latina favorezca a los pobres", *Revista de la CEPAL* 78, 105-124.
- Estache, A. y Trujillo, L. (2004): "La privatización en América Latina en la década de

- los años 90: Aciertos y Errores”, *Revista Asturiana de Economía*, RAE, 31.
- Fletcher, A. (2010): “Conjectural Variations and Competition Policy: Theory and Empirical Techniques”, *OFT by RBB Economics*, OFT 1379.
- Friedmann, W. (1971): *The State and Rule of Law in a Mixed Economy*, Stevens & Sons, London.
- Furubotn, E. y Pejovich, S. (1972): “Property Rights and Economic Theory: A Survey of Recent Literature”, *Journal of Economic Literature* 10, 1137-1162.
- Gal, Michal S. (2003): *Competition Policy for Small Market Economies*, Harvard University, Press, Cambridge MA.
- Galal, A., Jones, L., Tandon, P. y Vogelsang, I. (1994): *Welfare consequences of selling public enterprises*, The World Bank, Washington, D.C.
- Galetovic, A. (2003): “Integración vertical en el sector eléctrico: una guía para el usuario”, *Centro de Economía Aplicada*.
- Gámir, L. (1999): *Las privatizaciones en la España actual*, Pirámide, Madrid.
- García, F. (2005): “Las privatizaciones: Economía política de la Subasta de América Latina”, *Centro de Estudios Miguel Enríquez, CEME*, 27.
- Gentzoglani, A. (1998): “Privatization, Investment and Efficiency in the Telecommunications Industry: Theory and empirical evidence from MENA Countries”, *Economic Research Forum*, Working Paper 0230.
- Ghosh, A. y Sen, P. (2008): “Privatization in a Small open Economy with imperfect competition”, *School of Economics, Australian School of Business*, Paper 2008/21, 1-10.
- Ghosh, J. (2007): “Macroeconomía y políticas de crecimiento”, *Naciones Unidas DAES*, Documento Introductorio, 1-45.
- Gil Sanz, A. (1988): “La Empresa Pública en un Mercado Oligopolístico: Análisis Comparativo de las Reglas de precio igual a Coste Marginal y precio igual a Coste Medio”, *Investigaciones Económicas (Segunda Época)*, Vol. XII (3), 401-424.
- Godínez, V. y Máttar, J. (2008): “La República Dominicana en 2030, Hacia una Nación Cohesionada”, *CEPAL*, DOM-05-002.
- Gómez, De Pablo, M. (1992): “Una revisión de la literatura reciente sobre privatizaciones”, *Boletín de Información Comercial Española*, 2319.

- González Aguirre, J. (2008): *Desarrollo de Inversiones en Mercados Eléctrico Oligopólicos*, Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- González de la Fe, P. y Martín-Cejas, R. (2003): *Políticas de privatización*, Editorial Dykinson SL., Madrid.
- Grossman, S. y Hart, O. (1986): “The costs and benefits of ownership: a theory of vertical and lateral integration”, *Journal of Political Economy*, Vol. 94, 691-719.
- Habib, I. (1993): “The Marxian Theory of Socialism and Experience of Socialist Societies”, *P.C. Joshi Memorial*, Lecture 1, 1-10.
- Hanke, S. ed. (1987): *Prospects for Privatization*, Academy of Political Science, New York.
- Hanke, S. (1989): “Lecciones de Privatización para América del Sur”, *Centro de Estudios Públicos*, No.37, 147-164.
- Hartley, K. y Parker, D. (1991): “Privatization: a Conceptual Framework. Privatization and Economic Efficiency: A Comparative Analysis of Developed and Developing Countries”, Hartley and Ott (eds), Edward Elgar Publishing Limited.
- Hernández, D. (2005): “El sector eléctrico en México: evaluación y alternativas de privatización”, *Carta Económica Regional*, Año 17, Vol. 92, 55-64.
- Hernández de Cos, P. (2004): “Empresa Pública, Privatización y Eficiencia”, *Banco de España - Servicio de Estudios*, Estudios Económicos, 75.
- Hernández, R. (2001): *Globalización y Privatización: El Sector Público en México, 1982-1999*, Instituto Nacional de Administración Pública, AC, México.
- Hernández, R. y Schatan, C. (2002): “Políticas de competencia y de regulación en el Istmo Centroamericano”, *Sub-Regional de la CEPAL en México*, Serie 11, 1-50.
- Herz, R., Kappen, J. y Monari L. (2005): “Study on Investment and Private Sector Participation in Power Distribution in Latin America and the Caribbean Region” *ESMA*, Technical paper, 089, 1-51.
- Hotelling, H. (1938): “The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and of Railway and Utility Rates”, *The Econometric Society*, Vol. 6, No. 3, 242-269.
- Hunt, S. y Shuttleworth, G. (1996): *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, Chichester.
- Jackson, P. y Price, C. (1994): *Privatization and regulation: A review of the issues*, Longman, Londres.

- Jamasb, R. et al (2001): “Electricity Sector Reform in Developing Countries”, *Work Bank Policy Research*, Working Paper 3549.
- Jamasb, T. y Pollitt, M. (2001): “Benchmarking and regulation: international electricity Experience”, *Utilities Policy*, 9(3), 107-130.
- Jiménez, R. (2009): “¿Cuáles son las consecuencias de una reforma del sector eléctrico de Costa Rica?”, *Rev. Ciencias Sociales Universidad de Costa Rica*, 123-124.
- Johnson, G., Smith, S. y Codling, B. (2000): “Microprocesses of Institutional Change in the Context of Privatization”, *Academy of Management Review*, 25, 572-580.
- Jones, L.P., Tandon, P. y Vogelsang, I. (1990): *Selling Public Enterprises*, MIT Press, Cambridge, MA.
- Kahn, A. (1988): *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, MIT Press, Cambridge, MA.
- Kay, J. A. (1987): “Introduction: Public ownership, public regulation or public subsidy?”, *European Economic Review*, Vol. 31, 343-345.
- Kay, J.A. y Thompson, D.J. (1986): “Privatisation: A policy in search of a rationale”, *Economic Journal*, Vol. 96, 18-32.
- Knight, M., Loayza, N., y Villanueva, D. (1993): “Testing the neoclassical theory of economic growth. A panel data approach”, *FMI Staff Papers*, Vol. 40.
- Krueger, A. (1990): “Government Failures in Development”, *Journal of Economic Perspectives*, 4, 9-23.
- Krugman, P. (1999): *De vuelta a la economía de la Gran Depresión*, Grupo editorial norma, Santa Fe de Bogotá.
- Kwoka, J. (2005): “Electric Power Distribution: Economies of Scale, Mergers, and Restructuring”, *Applied Economics*, Vol. 37, (20), 2373-2386.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1993): *A theory of incentives in procurement and regulation*, MIT Press, Cambridge, MA.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (2000): *Competition in Telecommunications*, MIT Press., Cambridge, MA.
- Lange, O. (1936) “On the Economic Theory of Socialism.” *Review of Economic Studies* 4, 53–71.
- La Porta, R. y López-de-Silanes, F. (1997): “Legal Determinants of External Finance”, *Journal of Finance*, Vol. 52 (3), 1131-1150.

- Lasheras, M. (1999): *La regulación económica de los servicios públicos*, Ariel Económica, Barcelona.
- Legisa, J. y Bohórquez, C. (2005): “Apuntes sobre la institucionalidad de la regulación energética”, *CEPAL*, 115, 150-174.
- Lieberman, M. (1990): “Determinants of vertical integration: an empirical test”, *Economics*, working paper, E, 90-21.
- Lindblom, C. (1977): *Politics and Markets: The World's Political Economic Systems*, Basic Books, New York.
- Littlechild, S. (2001): “Electricity: Regulatory Developments around the world”, *The Beesly Lectures on Regulation*, Serie XI.
- Lutz, W. (2001): “Reformas sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina”, *CEPAL*, Serie 26, 105-142.
- Maldonado, P. y Palma, R. (2004): “La seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur”, *CEPAL*, Serie Recursos naturales e infraestructuras 72, 5-81.
- Manibog, F., Dominguez, R. y Wegner, S. (2003): “Power for Development, A Review of the World Bank Group's Experience with Private Participation in the Electricity Sector”, *World Bank Group*, dc22, 5-45.
- Mankiw Gregory, N. (2000): *Macroeconomics*, Worth Publishers, New York.
- Martin, S. y Parker, D. (1995): “Privatization and economic performance throughout the UK business cycle”, *Managerial and Decision Economics*, Vol. 16, 225-237.
- Martin, S. y Parker, D. (1997): *The impact of privatisation. Ownership and corporate performance in the UK*. Routledge, Londres.
- Martín, J. (1996): “Mercado y Regulación de los sectores de Infraestructura”, *ILPES/CEPAL*, 169, 3-35.
- Martinez, J. y Cordero, M. (2009): “La integración económica centroamericana y sus perspectivas a la crisis internacional”, *CEPAL*, 954, 108-130.
- Méndez, F. (2000): *La Capitalización: Datos, Cifras y Conceptos*, Editora Centenario, Santo Domingo.
- Millán, J. (2006): *Entre el mercado y el Estado, Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), New York.

- Millán, J. y Vives, A. (1999): “El Sector energético en el umbral del Siglo XXI: Tendencias y Retos”, *BID*, No 50198, 6-20.
- Millward, R. (1982): “The comparative performance of public and private ownership”, En E. Roll (ed.), *The mixed Economy*, Macmillan, London.
- Millward, R. y Parker, D. (1983): “Public and Private Enterprise: Comparative Behaviour and Relative Efficiency”, *Public Sector Economics*, 199-274
- Minsburg, N. (2001): “Política privatizadora en Iberoamérica”, *BICE*, 2341.
- Morales, F. (1998): “La Empresa pública en América Latina, Origen, Desarrollo y Crisis: El caso de Chile”, *Administración Pública*, Colegio de México, 119-130.
- Murray, B. (1998): *Electricity Markets investment, performance and analysis*, John Wiley & Sons Ltd, Chichester.
- Mur Sangrá, M. (2001): “Privatización y Eficiencia: El caso de Endesa” *Departamento de Estructura e Historia Económica y Economía Pública*, Universidad de Zaragoza.
- Newbery, D. (2000): *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, The MIT Press, Cambridge, MA.
- Newman, K.L. (2000): “Organizational transformation during institutional upheaval”, *Academy of Management Review*, Vol. 35 (3), 602-619.
- Ocaña, C. (2001): “Regulatory Institution in Liberalized Electricity Markets”, *IEA and OCDE*.
- Oriolo, M. (2004): “La desregulación del Mercado de energía y la nueva regulación: El caso Europeo”, *Universidad Argentina de la Empresa*.
- Owen, B. (2003): “Competition Policy in Latin America”, *Stanford Institute for Economic Policy Research*.
- Pampillón, R. (1997): “Los procesos de privatización en América Latina (de la sustitución de importaciones a la eficiencia productiva)”, *Universidad de San Pablo*.
- Pantanalí, C. y Benavides, J. (2006): “Subsidios eléctricos en América Latina y el Caribe: Análisis comparativo y recomendaciones de política”, *Publicaciones IFM, Parada W-0508*, Banco Interamericano de Desarrollo.
- Paredes, R. (1997): “Integración vertical: Teoría e implicancias de política pública”, *Estudios Públicos*, 66, 190-213.
- Parker, D. y Saal, D. (2003): *International Handbook on Privatization*, Edward Elgar, Cheltenham.

- Paz Antolín, M.J. (2002): “Los enfoques microeconómicos sobre la expansión de empresas transnacionales”, *Boletín de Información Económica*, 2732, Ministerio de Economía y Hacienda, Madrid, 37-44.
- Peltzman, S. (1989): “The Economic Theory of Regulation after a Decade of Deregulation”, *Brookings Papers: Microeconomics*, University of Chicago
- Pérez, Y. y Ramos-Real, F. (2007): “Desintegración vertical y regulación del subsistema eléctrico canario”, *Revista de Estudios Regionales*, Vol. 80, 171-192.
- Perry, M. (1989): “Vertical Integration”, *Handbook of Industrial Organization*, Vol. 1 (4), 185-250.
- Porter, M.E. (1990): *The Competitive Advantage Of Nations*, Free Press, New York.
- Posner, R. (1975): “The Social Costs of Monopoly and Regulation”, *The Journal of Political Economy*, Vol. 83, (4), 807-828.
- Ramales, M. (2000): “Mercado y Estado: economía neoclásica vs economía keynesiana”, *TEMAS*, 35-50.
- Ramanadham, V.V. (1993a): *Privatization a global perspective*, Routledge, Londres.
- Ramanadham, V.V. (1993b): *Constraints and impacts of Privatization*, Routledge, Londres.
- Ramamurti, R. (1992): “Why are developing countries privatizing?”, *Journal of International Business Studies*, Vol. 23, 225-249.
- Ramamurti, R. (2000): “A multilevel model of privatization in emerging economies”, *Academy of Management Review*, Vol. 25 (3), 525-550.
- Ramírez, D. (2008): *Señales para la liberalización de los usuarios en un mercado eléctrico*, Tesis de Máster, Universidad Pontificia de Comillas.
- Rees, R. (1988): “Inefficiency, public enterprise and privatisation”, *European Economic Review*, Vol. 32, 422-431.
- Rees, R. (1979): *Teoría económica de la empresa pública*, Instituto de Estudios Fiscales, Madrid.
- Rivera, E. (2007): “Modelos de privatización y desarrollo de la competencia en las telecomunicaciones de Centroamérica y México”, *CEPAL*, Serie Estudios y perspectivas- Sede Subregional de la CEPAL en México No. 66.

- Romero, M. (2006): *La privatización del sector eléctrico en Colombia y sus incidencias en la prestación del servicio de energía eléctrica*, Tesis de Especialista, Escuela Superior de Administración Pública.
- Rozas Balbontín, P. (2009): “Crisis económicas y energéticas en América Latina: su impacto en las operadoras españolas”, *CEPAL*, Serie Recursos naturales e infraestructuras 143, 5-50.
- Ruiz, J. (1980): *La empresa pública: Un estudio de derecho administrativo sobre la experiencia mexicana*, Ediciones del Instituto Nacional de Administración Pública, México.
- Sánchez Carreira, M. (2008): “Una visión crítica del proceso de privatizaciones en la economía española” *Departamento de Economía Aplicada*, Universidad de Santiago de Compostela, 1-25.
- Sánchez, J. y Sanhueza R. (2000): “Autonomía y regulación en el sector sanitario chileno”, *Estudios públicos*, 77, 165-185.
- Samuelson, P. y Nordhus W. (2006): *Economía*, Decimoctava edición, McGraw Hill/Interamericana Editores, S.A. México.
- Serra Ramoneda, A. (1993): *La empresa. Análisis Económico*, Editorial Labor, S.A. Barcelona.
- Schmalensee, R. y Willig, R. (1990): *Handbook of Industrial Organization*, North-Holland, Amsterdam.
- Shamsulhaque, M. (1996): “Public Service under Challenge in the Age of Privatization”, *Governance: An International Journal of Policy and Administration*, Vol. 9 (2), 186-216.
- Schwartz, P. (2002): “Competencia y bienestar”, *Pasquines del Instituto Español de Estudios de Libre Comercio*, Vol. 4, 3-24.
- Shapiro, C. y Willing, R.D. (1990): “Economic rationales for the scope of privatization”, en E. Suleiman y J. Waterbury (Eds.): *The political economy of public sector reform and privatization*, Boulder, Colorado.
- Shleifer, A. (1998): “State versus Private Ownership”, *Journal of Economic Perspective* Vol. 12 (4), 133-150.
- Soto, G. (2009): “Regulación por precio tope”, *Economía*, Vol. XXXII, (63), 79-102.
- Spuelber, D. (1989): *Regulation and markets*, MIT Press, Cambridge.

- Stigler, G. (1990): “Teoría Económica de la Regulación”, *CIRIEC-España, Revista de Economía Pública, Social y Cooperativa*, Extraordinario, 81-115.
- Stiglitz J. (2000): *La economía del sector público*, Antoni Bosch, Barcelona, *Economic of the public sector*, 2000.
- Stiglitz J. (2002): *El Malestar en la Globalización*, Taurus, Ediciones Antillanas, México, *Globalization and its discontents*, 2002.
- Tenenbaum, B. (1995): “The Real World of Power Sector Regulation”, *Public policy for the private sector*, *The World Bank*, Note No. 50.
- Tirole, J. (1988): *The Theory of Industrial Organization*, The MIT Press, Cambridge, MA.
- Vargas, G. (1999): “Reestructuración y privatización del sector eléctrico mexicano”, *Iztapalapa*, 46, 167-194.
- Vergara J. (2003): “Mitos de las privatizaciones en Chile”, *Zeitschrift TU INTERNACIONAL*, *Universidad Técnica de Berlín*, 56-57.
- Vickers, J. y Yarrow, G. (1988): *Privatization: An Economic Analysis*, MIT Press, London.
- Vickers, J. y Yarrow, G. (1991): “Economic perspectives on privatization”, *Journal of Economic Perspectives*, Vol. 5 (2), 111-132.
- Villalonga, B. (2000a): *Privatización y eficiencia en España: Un análisis empírico y un modelo teórico a nivel de empresa*, Tesis Doctoral, Departamento de Organización de Empresas, Universidad Complutense de Madrid.
- Villalonga, B. (2000b): “Privatization and efficiency: differentiating ownership effects from political, organizational, and dynamic effects”, *Journal of Economic Behavior & Organization*, Vol. 42 (1), 43-74.
- Vining, A. y Boardman, A. (1992): “Ownership versus Competition: Efficiency in Public Enterprise”, *Public Choice*, 73, 205–39.
- Viscusi, W., Vernon, J. y Harrington, J. (1995): *Economics of Regulation and Antitrust*, MIT Press, New York.
- Vives, X. (2006): “El reto de la competencia en el sector eléctrico”, *IESE Business School –Universidad de Navarra*, Occasional Paper, OP 6/13.
- Vives, X. y Federico, G. (2008): “Competencia y Regulación en los Mercados Españoles de Gas y Electricidad”, *IESE, ORKESTRA*, Informe Sector Público – Sector Privado, Vol. 1, 105-150.

- Weber, M. (1977): *Economía y Sociedad*, V1, Fondo de cultura económica, México.
- Weyman-Jones, T.G. (1991): “Productive efficiency in a regulated industry. The area electricity boards of England and Wales”, *Energy Economics*, Vol. 13(2), 116-122.
- Williamson, O. (1987): *The Economic Institutions of Capitalism*, Free Press, New York
- Yarrow, G. (1986): “Privatization in Theory and Practices.” *Economic Policy*, Vol. 2, 319-378.
- Zahra, S.A., Ireland, R.D., Gutierrez, I. y Hitt, M.A. (2000): “Privatization and entrepreneurial transformation: emerging issues and a future research agenda”, *Academy of Management Review*, Vol. 25 (3), 509-524.
- Zahra, S.A. y Hansen, C.D. (2000): “Privatization, entrepreneurship, and global competitiveness in the 21st century”, *Competitiveness Review*, Vol. 10 (1), 83-103.
- Zank, N. (1991): *In privatization and economic efficiency*, Brookfield, New York.
- Zhang, Y.-F., Kirkpatrick, C. y Parker, D. (2002): “Electricity Sector Reform in Developing countries: an econometric assessment of effects of Privatization and Competition and Regulation”, *Centre on Regulation and Competition, University of Manchester*, Paper 31, 39-40.