

UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO
EUSKAL HERRIKO UNIBERTSITATEA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE BILBAO
BILBOKO INGENIARITZA GOI ESKOLA TEKNIKOA

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN Y
DIMENSIONADO DE UN SSSC PARA EL
CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA
EN LA RED ELÉCTRICA DE
TRANSPORTE**

MEMORIA

QUE PARA OPTAR AL GRADO DE
DOCTOR INGENIERO INDUSTRIAL

PRESENTA

D. Aitor Hernández Sautua

DIRECTORES

Dra. Dña. Esther Torres Iglesias
Dr. D. Miguel Ángel Rodríguez Vidal

AGRADECIMIENTOS

Es inevitable mirar atrás al finalizar la tesis y acordarse de todas las personas que han formado parte de este reto y que desde hace años han estado apoyándome en todo lo posible. En especial quiero mencionar a mis padres, Itziar y Carlos, y a mi hermano Javier, por animarme a seguir cuando el ánimo caía. Deseo agradecer a mis amigos y seres queridos su paciencia, comprensión y apoyo en los momentos más desalentadores.

Ha sido especialmente difícil compaginar la realización de la tesis con el trabajo que desde hace más de 7 años llevo a cabo en Ingeteam y con la puesta en servicio del SSSC de Torres de Segre. Tengo que agradecer los ánimos que he recibido de mis compañeros de trabajo, y en especial a Miguel Ángel Rodríguez. Quiero agradecer también la confianza depositada por Red Eléctrica de España a la hora de afrontar el proyecto del SSSC o Redireccionador de Flujos.

Guardo grandes recuerdos de la Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial y de la Escuela Superior de Ingenieros de Bilbao, donde me decanté por la especialidad de electricidad y comencé el doctorado. Quiero hacer especial mención al Departamento de Ingeniería Eléctrica y a los profesores Esther Torres y Pablo Eguia por su paciencia a la hora de escucharme y su inestimable ayuda en el planteamiento de la metodología.

A todos gracias.

CONTENIDO

CAPÍTULO - 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 MOTIVACIÓN DE LA TESIS.....	2
1.3 OBJETIVO DE LA TESIS.....	3
1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS	3
CAPÍTULO - 2. LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE.....	5
2.1 INTRODUCCIÓN.....	5
2.2 SISTEMA ELÉCTRICO TRADICIONAL.....	10
2.3 ESCENARIO ELÉCTRICO ACTUAL.....	12
2.3.1 Generación variable	12
2.3.2 Control de tensión.....	14
2.3.3 Comportamiento ante huecos de tensión	15
2.3.4 Cargas especiales conectadas a la red de transporte o subtransporte	17
2.3.5 Calidad de onda.....	19
2.4 SOLUCIONES POR PARTE DE LOS OPERADORES DE RED	20
CAPÍTULO - 3. FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS (FACTS).....	23
3.1 FLUJO DE POTENCIA POR UNA LÍNEA DE TRANSPORTE.....	23
3.2 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FACTS	28
3.3 CARACTERÍSTICAS Y PRINCIPALES ELEMENTOS DE LOS FACTS BASADOS EN VSC	30
3.3.1 VSC - Voltage Source Converter	30
3.3.2 Transformador de acoplamiento	33
3.3.3 Elementos pasivos.....	34
3.4 TIPOS DE FACTS BASADOS EN VSC	36
3.4.1 STATCOM.....	36
3.4.2 SSSC	40
3.4.3 UPFC	43
3.4.4 IPFC.....	46
CAPÍTULO - 4. APLICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FACTS.....	51
4.1 INTRODUCCIÓN.....	51
4.2 APLICACIONES DE FACTS EN LA RED DE TRANSPORTE	52
4.2.1 Control de tensión.....	53
4.2.2 Calidad de onda.....	54
4.2.3 Puesta en servicio de líneas	60

4.2.4	Estabilidad	62
4.2.5	Cumplimiento de los requisitos de comportamiento ante huecos de tensión	69
4.2.6	Control del flujo de potencia por las líneas de transmisión	73
4.2.7	Conclusiones sobre la aplicación de FACTS en la red de transporte	79
4.3	LOCALIZACIÓN DE FACTS.....	80
4.3.1	Métodos clásicos de optimización.....	81
4.3.2	Métodos cuantitativos.....	82
4.3.3	Métodos Heurísticos y Meta-heurísticos.....	83
4.4	CONCLUSIONES	84

CAPÍTULO - 5. NUEVA METODOLOGÍA DE SELECCIÓN Y DIMENSIONADO DE UN SSSC PARA EL CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA EN LA RED ELÉCTRICA DE TRANSPORTE 91

5.1	INTRODUCCIÓN	91
5.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA	92
5.3	CARACTERIZACIÓN DE LA RED	93
5.3.1	Problemática de red	93
5.3.2	Modelos de red para el análisis.....	94
5.4	SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN FACTS MÁS ADECUADA	98
5.4.1	Estudio comparativo FACTS serie-paralelo.....	98
5.4.2	Análisis de sensibilidades de la solución propuesta	103
5.4.3	Necesidades de compensación	104
5.5	DISEÑO DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.....	105
5.5.1	Análisis electromagnéticos y transitorios.....	107
5.5.2	Dimensionamiento y especificación de equipos	109
5.5.3	Modos de funcionamiento y control de alto nivel	114
5.6	PROTOTIPO A ESCALA	119

CAPÍTULO - 6. CASO PRÁCTICO – TORRES DE SEGRE..... 121

6.1	INTRODUCCIÓN	121
6.2	CARACTERIZACIÓN DE LA RED	121
6.2.1	Problemática de red	125
6.2.2	Modelos de red para el análisis.....	126
6.3	SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN FACTS MÁS ADECUADA.....	138
6.3.1	Estudio comparativo FACTS serie-paralelo.....	138
6.3.2	Análisis de sensibilidades	150
6.3.3	Necesidades de compensación	151
6.4	DISEÑO DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA.....	154
6.4.1	Análisis electromagnético y transitorio.....	156
6.4.2	Dimensionamiento y especificación de equipos	159
6.4.3	Modos de funcionamiento y control de alto nivel	172
6.5	PROTOTIPO DE ENSAYOS	185
6.6	RESULTADOS DEL SSSC EN TORRES DE SEGRE	189
6.6.1	Validación del SSSC en regulación de potencia	190
6.6.2	Validación del SSSC en regulación de impedancia	193

6.6.3	Modo máxima compensación	195
6.6.4	Conclusiones de la validación en campo.....	196
CAPÍTULO - 7. CONCLUSIONES.....		201
7.1	CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS.....	201
7.2	LÍNEAS DE TRABAJO	205
REFERENCIAS		207

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1.- POTENCIA TOTAL EÓLICA ACUMULADA EN ESPAÑA HASTA 2012	5
FIGURA 2.2.- POTENCIA INSTALADA Y COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL	7
FIGURA 2.3.- RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (PDBF). DESGLOSE POR TECNOLOGÍAS. TOTAL ANUAL 2013.....	9
FIGURA 2.4.- EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE.....	10
FIGURA 2.5.- DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA EN EL PERIODO 1982 A 2011	11
FIGURA 2.6.- VARIABILIDAD DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN ESPAÑA EL 16 DE SEPTIEMBRE DE 2014	13
FIGURA 2.7.- DISTRIBUCIÓN DE TENSIONES ANTE UN CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN EL NOROESTE DE ESPAÑA.....	15
FIGURA 2.8.- GRÁFICA COMPARATIVA DEL HUECO DE TENSIÓN QUE HAN DE SOPORTAR LOS GENERADORES EÓLICOS	17
FIGURA 2.9.- ESQUEMA ELÉCTRICO DE UN HORNO DE ARCO	18
FIGURA 2.10.- CONEXIÓN DE UN TREN DE ALTA VELOCIDAD A LA RED DE TRANSPORTE.....	18
FIGURA 2.11.- INTENSIDAD CONSUMIDA POR UNA CARGA DESEQUILIBRADA Y SU DISTORSIÓN ARMÓNICA	19
FIGURA 2.12.- REPARTO DE CORRIENTES EN CAMINOS PARALELOS.....	21
FIGURA 3.1.- EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE.....	23
FIGURA 3.2.- POTENCIA REACTIVA POR LA LÍNEA	25
FIGURA 3.3.- POTENCIA ACTIVA POR LA LÍNEA	26
FIGURA 3.4.- POTENCIA APARENTE POR LA LÍNEA	27
FIGURA 3.5.- FACTS DE PRIMERA GENERACIÓN.....	29
FIGURA 3.6.- REPRESENTACIÓN Y ESTRUCTURA DE UN INVERSOR BI-NIVEL.....	31
FIGURA 3.7.- PERIODO DE CONDUCCIÓN DE LOS SEMICONDUCTORES	31
FIGURA 3.8.- CONEXIÓN DE CONVERTIDORES VSC MEDIANTE TRANSFORMADORES DE ACOPLAMIENTO. 32	
FIGURA 3.9.- REPRESENTACIÓN VECTORIAL DE LA TENSIÓN COMPUESTA, LA TENSIÓN DE FASE Y LA SUMA DE AMBAS TENSIONES	32
FIGURA 3.10.- TRANSFORMADOR PARALELO Y SERIE PARA LA CONEXIÓN DE FACTS	33
FIGURA 3.11.- ELEMENTOS DE ACOPLAMIENTO PARA EL ACOPLAMIENTO DE 2 INVERSORES	34
FIGURA 3.12.- ACOPLAMIENTO MAGNÉTICO DE INVERSORES CONTENIDOS EN INV1 E INV2 MEDIANTE LOS TRANSFORMADORES SERIE T1 Y T2	35
FIGURA 3.13.- ESCENARIO DEL STATCOM EN REDES DE TRANSPORTE.....	36
FIGURA 3.14.- ESQUEMA BÁSICO DE LOS ELEMENTOS DE UN STATCOM	36
FIGURA 3.15.- INTERCAMBIO DE POTENCIA REACTIVA DEL STATCOM.....	37

FIGURA 3.16.- INTERCAMBIO DE POTENCIA CAPACITIVA E INDUCTIVA. DIAGRAMA VECTORIAL.....	38
FIGURA 3.17.- DISTRIBUCIÓN COMPARATIVA DE UN SVC Y UN STATCOM.....	39
FIGURA 3.18.- EQUIVALENTE DE LA RED ELÉCTRICA CON UN SSSC	40
FIGURA 3.19.- ELEMENTOS DEL SSSC.....	40
FIGURA 3.20.- DIAGRAMA VECTORIAL DE LA INFLUENCIA DEL SSSC EN MODO CAPACITIVO E INDUCTIVO.....	41
FIGURA 3.21.- CURVA CARACTERÍSTICA DE IMPEDANCIA IMPUESTA POR EL SSSC EN FUNCIÓN DE LA INTENSIDAD DE LÍNEA	42
FIGURA 3.22.- ESQUEMA DE UN UPFC COMO COMBINACIÓN DEL SSSC Y EL STATCOM.....	44
FIGURA 3.23.- DIAGRAMAS VECTORIALES DEL UPFC. A) INFLUENCIA DEL VSC PARALELO, B) INFLUENCIA DEL VSC SERIE	45
FIGURA 3.24.- ESQUEMA UNIFILAR DEL GUPFC.	46
FIGURA 3.25.- ESQUEMA UNIFILAR DEL IPFC	47
FIGURA 3.26.- CIRCUITO EQUIVALENTE (A) Y DIAGRAMA VECTORIAL DEL IPFC (B)	48
FIGURA 3.27.- ESQUEMA UNIFILAR DEL HPFC.....	49
FIGURA 4.1.- CONTROL SOBRE LA TENSIÓN EN EL PCC DE UN STATCOM TRAS UNA SUBTENSIÓN	54
FIGURA 4.2.- EFECTO DE UN STATCOM EN EL EQUILIBRADO DE LAS TENSIONES EN EL PUNTO DE CONEXIÓN	55
FIGURA 4.3.- PERFILES DE FLUCTUACIONES DE TENSIÓN	56
FIGURA 4.4.- FLUCTUACIONES DE TENSIÓN PROVOCADAS POR LA OPERACIÓN DE UN HORNO DE ARCO. A) MAGNITUD DEL INDICADOR “Pst” (1 MINUTO), B) MAGNITUD DEL INDICADOR “Pst” (10 MINUTOS).....	57
FIGURA 4.5.- COMPENSACIÓN DEL FLICKER MEDIANTE UN STATCOM.....	57
FIGURA 4.6.- VSC DE 48 PULSOS Y EL ESPECTRO ARMÓNICO	59
FIGURA 4.7.- ESQUEMA Y PERFIL DE TENSIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE	60
FIGURA 4.8.- ESQUEMA Y PERFIL DE TENSIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE CON REACTANCIAS SHUNT EN EL PUNTO INTERMEDIO	61
FIGURA 4.9.- ESQUEMA HIPOTÉTICO Y PERFIL DE TENSIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE CON UN STATCOM.....	61
FIGURA 4.10.- CLASIFICACIÓN DE LOS CONCEPTOS DE ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	62
FIGURA 4.11.- CURVAS PV	64
FIGURA 4.12.- A) CURVA PV DE UNA LÍNEA, B) CURVA PV CON SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA.....	64
FIGURA 4.13.- CURVAS PV DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE PARA DISTINTAS SOLUCIONES MEDIANTE UN STATCOM.....	65
FIGURA 4.14.- GRÁFICA COMPARATIVA DEL MLP DE UN TCSC, SSSC, SVC Y STATCOM	66
FIGURA 4.15.- CURVAS DE OSCILACIÓN DE POTENCIA SOBRE EL PLANO RX.....	67
FIGURA 4.16.- DESVIACIÓN DE LA FRECUENCIA ENTRE EXTREMOS DE UNA LÍNEA (CON Y SIN SSSC)	68
FIGURA 4.17.- CONTRIBUCIÓN A LA ESTABILIDAD DEL ÁNGULO DE UN UPFC, UN SSSC Y UN STATCOM	69
FIGURA 4.18.- PERFIL DE TENSIONES QUE DEBEN SOPORTAR LOS GENERADORES EÓLICOS EN EL PCC	70
FIGURA 4.19.- CURVA DE POTENCIA REACTIVA APORTADA EN EL PCC POR LOS GENERADORES EÓLICOS .	70
FIGURA 4.20.- PROPUESTA DE COMPORTAMIENTO EN TENSIÓN ANTE HUECOS DE LOS GENERADORES CONECTADOS A LA RED.....	71

FIGURA 4.21.- PROPUESTA DE COMPORTAMIENTO EN POTENCIA REACTIVA ANTE HUECOS DE LOS GENERADORES CONECTADOS A LA RED	71
FIGURA 4.22.- ESQUEMA UNIFILAR DE UN DVR APLICADO A UNA MÁQUINA DFIG.....	72
FIGURA 4.23.- SITUACIÓN HIPOTÉTICA DE CARGA DE LA RED DE TRANSPORTE.....	74
FIGURA 4.24.- REDESPACHO DE GENERACIÓN EN LA RED DE TRANSPORTE POR SOBRECARGA.....	75
FIGURA 4.25.- EJEMPLO DE FLUJO DE POTENCIA EN UN SISTEMA DE 10 BUSES	76
FIGURA 4.26.- CONTINGENCIA N-1 EN UNA LÍNEA	77
FIGURA 4.27.- CONTINGENCIA N-1 EN LA LÍNEA 7-5 Y COMPENSACIÓN SERIE EN LA LÍNEA 2-5	77
FIGURA 4.28.- CONTINGENCIA N-1 EN LA LÍNEA 7-5 Y COMPENSACIÓN SERIE EN LA LÍNEA 4-5	78
FIGURA 4.29.- RESUMEN DE TÉCNICAS Y MÉTODOS PARA LA LOCALIZACIÓN DE FACTS.....	81
FIGURA 4.30.- DISTRIBUCIÓN DEL NÚMERO DE REFERENCIAS SOBRE LOS MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN DE FACTS EN LA RED ELÉCTRICA.....	85
FIGURA 4.31.- DISTRIBUCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN DE FACTS	85
FIGURA 4.32.- COMPARATIVA DEL NÚMERO DE VECES QUE SE EMPLEAN LOS FACTS POR CRITERIOS DE RED.	88
FIGURA 5.1.- DIAGRAMA DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	92
FIGURA 5.2.- MODELO DE RED INICIAL	96
FIGURA 5.3.- EQUIVALENTE DEL MODELO DE RED REDUCIDO	97
FIGURA 5.4.- ESQUEMA DEL STATCOM PARA EL CÁLCULO MATEMÁTICO	100
FIGURA 5.5.- ESQUEMA DE UN SSSC PARA EL CÁLCULO MATEMÁTICO	101
FIGURA 5.6.- BLOQUES DEL MODELO DE SIMULACIÓN SOFTWARE	116
FIGURA 6.1.- EMPLAZAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ESPAÑOL	122
FIGURA 6.2.- ÁREA DE INFLUENCIA DEL CASO DE ESTUDIO	122
FIGURA 6.3.- GENERACIÓN EÓLICA EN LA ZONA DE ARAGÓN	124
FIGURA 6.4.- GENERACIÓN EÓLICA EN LA ZONA DE CATALUÑA.....	124
FIGURA 6.5.- MODELO DE RED DE ESTUDIO CON DETALLES SOBRE GENERACIÓN Y CONSUMO	127
FIGURA 6.6.- MODELO DE RED DE ESTUDIO CON ANÁLISIS DE SOBRECARGA DE LÍNEA Y TRANSFORMADORES	128
FIGURA 6.7.- SITUACIÓN DE LA RED DE ESTUDIO EN SOBRECARGA.....	130
FIGURA 6.8.- MODELO DE RED REDUCIDO FINAL	133
FIGURA 6.9.- MODELO DE RED SIMPLIFICADO CON CARGAS	134
FIGURA 6.10.- MODELO DE RED SIMPLIFICADO FINAL	135
FIGURA 6.11.- MODELO ELECTROMAGNÉTICO EQUIVALENTE AL MODELO SIMPLIFICADO	137
FIGURA 6.12.- MEDIDAS P, Q Y S EN EL MODELO ELECTROMAGNÉTICO.....	137
FIGURA 6.13.- STATCOM LIMITADO POR POTENCIA	141
FIGURA 6.14.- STATCOM LIMITADO POR CORRIENTE.....	142
FIGURA 6.15.- VARIACIÓN DE POTENCIA ACTIVA DE UN STATCOM EN EL PCC (A), POTENCIA INYECTADA POR EL STATCOM (B).....	143
FIGURA 6.16.- SSSC LIMITADO POR POTENCIA	144
FIGURA 6.17.- SSSC LIMITADO POR POTENCIA Y POR TENSIÓN SERIE.....	145
FIGURA 6.18.- SSSC LIMITADO POR POTENCIA, POR TENSIÓN SERIE Y CORRIENTE MÁXIMA	146
FIGURA 6.19.- POTENCIA ACTIVA POR LA LÍNEA CON EL SSSC EN INDUCTIVO (A.) E IMPEDANCIA SERIE IMPUESTA EN PU (E).....	147

FIGURA 6.20.- POTENCIA INYECTADA POR EL SSSC.....	148
FIGURA 6.21.- MODELO MATLAB/SIMULINK PARA VALIDAR LAS CURVAS ANALÍTICAS DE INFLUENCIA EN LA POTENCIA TRANSMITIDA EN LA LÍNEA DE ESTUDIO, A) STATCOM, B) SSSC.	149
FIGURA 6.22.- POTENCIA POR LA LÍNEA DE ESTUDIO EN PRESENCIA DE: A) STATCOM, B) SSSC	149
FIGURA 6.23.- COSTE DEL MWH REDESPACHADO EN 2012 Y 2013.....	152
FIGURA 6.24.- RESULTADOS DE LAS NECESIDADES DE COMPENSACIÓN DEL SSSC.....	153
FIGURA 6.25.- MODELO DE ESTUDIO EN CORTOCIRCUITO.....	157
FIGURA 6.26.- TENSIÓN Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO QUE APORTA EL BUS MEQUINENZA	158
FIGURA 6.27.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR SERIE	158
FIGURA 6.28.- TENSIONES MÁXIMAS Y EFICACES DURANTE EL CORTOCIRCUITO	159
FIGURA 6.29.- FLUJO DE CARGA POR EL SSSC EN CONTINGENCIA Y CON LA IMPEDANCIA ESTÁTICA	160
FIGURA 6.30.- ACOPLAMIENTO DE DOS VSC MEDIANTE IPT	161
FIGURA 6.31.- CONFIGURACIÓN FINAL DEL VSC EN DEVANADO ABIERTO	162
FIGURA 6.32.- ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL SSSC - AT Y MT	168
FIGURA 6.33.- ESQUEMA UNIFILAR DEL SSSC DE TORRES DE SEGRE – AT Y MT.....	169
FIGURA 6.34.- CURVA CARACTERÍSTICA X-I DEL SSSC	170
FIGURA 6.35.- VARIACIÓN DEL ÁNGULO PRODUCIDO POR EL SSSC	171
FIGURA 6.36.- MODELO DE CONTROL DE ALTO NIVEL	173
FIGURA 6.37.- CONTROL DE CADA MODO DE COMPENSACIÓN.....	174
FIGURA 6.38.- LIMITACIÓN DE LA SALIDA EN IMPEDANCIA DEL CONTROL DE ALTO NIVEL	174
FIGURA 6.39.- RESULTADO DE REGULACIÓN DE POTENCIA EN MATLAB	175
FIGURA 6.40.- CAMBIO DE MODO DE COMPENSACIÓN DEL SSSC. REGULACIÓN DE IMPEDANCIA A REGULACIÓN DE POTENCIA.....	176
FIGURA 6.41.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 1 – IMPEDANCIAS DEL SSSC	178
FIGURA 6.42.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 1 – POTENCIA POR LAS LÍNEAS.....	179
FIGURA 6.43.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 1 – POTENCIAS DEL SSSC.....	180
FIGURA 6.44.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 1 – TENSIONES DEL SSSC.....	180
FIGURA 6.45.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 1 – TENSIONES DEL VSC	181
FIGURA 6.46.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 2 – POTENCIA POR LAS LÍNEAS.....	182
FIGURA 6.47.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 2 – IMPEDANCIAS DEL SSSC	183
FIGURA 6.48.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 2 – POTENCIAS DEL SSSC.....	183
FIGURA 6.49.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 2 – TENSIONES DEL SSSC.....	184
FIGURA 6.50.- REGULACIÓN SSSC EN PSS/E DINÁMICO - CASO 2 – TENSIONES DEL VSC	185
FIGURA 6.51.- CONEXIÓN DE LAS REACTANCIAS DE LA MAQUETA EN EL LABORATORIO	186
FIGURA 6.52.- ESQUEMA UNIFILAR DEL SSSC EN EL BANCO DE ENSAYOS.....	187
FIGURA 6.53.- COMPARACIÓN ENTRE, A) LA SIMULACIÓN ELECTROMAGNÉTICA Y, B) LOS ENSAYOS REALIZADOS EN EL BANCO DE ENSAYOS DEL LABORATORIO PARA LA MAQUETA DEL SSSC	188
FIGURA 6.54.- RESPUESTA EN TENSIÓN DEL SSSC, A) EN SIMULACIÓN Y, B) EN EL BANCO DE ENSAYOS	189
FIGURA 6.55.- ENSAYO DE REGULACIÓN DE POTENCIA EN CAMPO	191
FIGURA 6.56.- DINÁMICA EN REGULACIÓN DE POTENCIA.....	192
FIGURA 6.57.- ENSAYO DE REGULACIÓN DE IMPEDANCIA	194
FIGURA 6.58.- DINÁMICA DEL SSSC EN REGULACIÓN DE IMPEDANCIA	195
FIGURA 6.59.- ENSAYO DE PASO A MÁXIMA COMPENSACIÓN	196

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1.- BALANCE DE POTENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL A 2013	6
TABLA 2.2.- COSTE DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS A SUBIR EN PRIMERA FASE.....	8
TABLA 2.3.- REQUISITOS DE CONEXIÓN DE GENERADORES EÓLICOS	16
TABLA 2.4.- NIVELES ARMÓNICOS DE EMISIÓN EN LA RED DE TRANSPORTE	20
TABLA 4.1.- COSTE DEL kVAR INSTALADO CONVENCIONAL Y FACTS.....	51
TABLA 4.2.- FACTS INSTALADOS EN TRANSPORTE O SUBTRANSPORTE	52
TABLA 4.3.- THD SIN STATCOM Y CON 2 STATCOM DE 9 Y 13 NIVELES	59
TABLA 4.4.- COMPARACIÓN EN CUANTO A SU APLICACIÓN DE LOS DISTINTOS FACTS	79
TABLA 4.5.- MÉTODOS Y TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN ESTUDIADOS.....	86
TABLA 5.1.- CARACTERÍSTICAS DE LA FUENTE DE TENSIÓN O VSC	110
TABLA 5.2.- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA ESPECIFICAR EL TRANSFORMADOR SERIE DEL SSSC	113
TABLA 6.1.- GENERACIÓN HIDRÁULICA EN EL EJE DE ESTUDIO Y SUS PROXIMIDADES.....	123
TABLA 6.2.- GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL EN EL ÁREA DE INFLUENCIA.....	123
TABLA 6.3.- DATOS DE LAS LÍNEAS QUE COMPONEN EL CASO DE ESTUDIO.....	125
TABLA 6.4.- CONTINGENCIAS SOBRE TORRES DE SEGRE	131
TABLA 6.5.- DATOS DE LAS LÍNEAS Y EQUIVALENTE DEL SISTEMA ENTRE EXTREMOS EN PU	134
TABLA 6.6.- MÓDULO DE TENSIÓN Y ÁNGULO DE LOS GENERADORES	135
TABLA 6.7.- FLUJO DE POTENCIA POR MEQUINENZA TORRES DE SEGRE PARA CADA MODELO	135
TABLA 6.8.- DATOS DE LAS LÍNEAS Y EQUIVALENTE DEL SISTEMA EN S.I.....	136
TABLA 6.9.- VALORES NECESARIOS PARA EL ESTUDIO MATEMÁTICO COMPARATIVO	139
TABLA 6.10.- RESULTADOS DE COMPENSACIÓN DEL STATCOM Y DEL SSSC	150
TABLA 6.11.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL MODELO REDUCIDO	150
TABLA 6.12.- RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA RED REAL	151
TABLA 6.13.- RESULTADO DEL DIMENSIONAMIENTO DE UNA SOLUCIÓN DE COMPENSACIÓN SERIE.	154
TABLA 6.14.- DATOS DE LA LÍNEA OBJETO DEL SSSC.....	156
TABLA 6.15.- DATOS DEL VSC DE TORRES DE SEGRE	163
TABLA 6.16.- TENSIONES EN PRIMARIO Y SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR SERIE	165
TABLA 6.17.- DATOS NECESARIOS EN LA ESPECIFICACIÓN DE LAS REACTANCIAS ADICIONALES	166
TABLA 6.18.- DATOS DEL TRANSFORMADOR SERIE DE TORRES DE SEGRE	167

Capítulo - 1.

Introducción

1.1 ANTECEDENTES

Los Operadores del Sistema eléctrico de transporte son responsables de la explotación y gestión de las redes eléctricas, debiendo garantizar la seguridad y la calidad en el suministro de la energía eléctrica. Esta labor se ha visto dificultada en los últimos años debido a, entre otros, los cambios legislativos, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, factores medioambientales y factores sociales.

La liberalización del suministro de energía eléctrica es uno de los cambios legislativos más importantes al que tiene que hacer frente el sistema eléctrico y sus operadores. Como consecuencia de la liberalización, el funcionamiento de los grupos de generación es el resultado de la casación realizada por el Operador del Mercado de las ofertas de compra y venta de energía eléctrica. En ocasiones, los Operadores del Sistema se encuentran con dificultades para integrar toda la generación casada en el mercado, debido a restricciones técnicas. Esto provoca la necesidad de redespachar energía retirando unos generadores económicamente más competitivos e introduciendo otros para evitar sobrecargas en líneas y problemas de tensión.

El aumento de la demanda de energía eléctrica, con la salvedad de los últimos años debido a la crisis económica, conlleva un aumento de la cantidad de energía eléctrica a transportar.

Estos dos factores requieren de nuevas inversiones en activos de transporte para ser solventados y garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Sin embargo, la construcción de nuevas líneas de transporte o la repotenciación de las ya existentes conlleva otra serie de inconvenientes.

La planificación de la red y la construcción de nuevas líneas a menudo se ven dificultadas por aspectos medioambientales y por la oposición social a la construcción de nuevas infraestructuras. El proceso de planificación y construcción de nuevas líneas se puede demorar en el tiempo o incluso en ocasiones verse paralizado. En este escenario los Operadores del Sistema eléctrico se ven en la necesidad de buscar nuevas alternativas a la gestión de la red de transporte que pase por optimizar los activos de red ya existentes.

1.2 MOTIVACIÓN DE LA TESIS

La motivación que ha suscitado la realización de esta tesis es la necesidad de optimizar los recursos existentes en la red de transporte para evitar la sobrecarga de forma permanente de ciertas líneas eléctricas, como alternativa a la construcción de nuevas líneas o repotenciación de las ya existentes.

Por otro lado, Red Eléctrica de España (REE), actual Operador del Sistema Eléctrico Español, ha mostrado su interés en investigar las tecnologías actualmente existentes para la optimización de activos de red y aumento de la seguridad de las redes de transporte.

Dado el interés innovador que se quiere aportar para solventar estas situaciones de riesgo excepcionales, se ha determinado estudiar una tecnología en auge y que en la última década ha sido objeto de múltiples aplicaciones como es la tecnología *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) basada en fuentes de tensión controladas.

Durante el periodo 2008-2012 se ha llevado a cabo un proyecto de investigación y desarrollo consistente en el diseño y dimensionamiento de un “Redireccionador de flujo” para la red de 220 kV que evite la desconexión de determinadas líneas de transmisión bajo condiciones de sobrecarga [1]. Las entidades involucradas han sido Red Eléctrica de España e Ingeteam entre otros participantes del consorcio ESPLider (Electrónica de potencia en el Sistema eléctrico Para La Integración De Energías Renovables). El proyecto del “Redireccionador de flujos” o *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC) ha sido financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad del Gobierno de España y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

Tras el diseño del “Redireccionador de flujos” para la red de transporte, se ha visto la necesidad de realizar una metodología que permita seleccionar, localizar y dimensionar equipos de compensación serie, de manera que ayude a determinar la solución más idónea en el control del flujo de potencia por las redes de transporte. Así, en esta tesis se propone una nueva metodología para la selección y dimensionado de dispositivos SSSC para la optimización de redes eléctricas de transporte.

Esta tesis está dirigida a los agentes involucrados en la operación y explotación de la red de transporte y permitirá hacer un dimensionamiento de las necesidades de compensación serie necesarias para evitar sobrecargas en la red de transporte, ubicar el SSSC en la red de transporte y cuantificar económicamente los redespachos de generación que se evitarían con el SSSC.

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

Esta tesis, aun haciendo una retrospectiva de los distintos equipos basados en electrónica de potencia que existen, se va a centrar en aquellos equipos serie y paralelo basados en tecnología *Voltage Source Converter* (VSC).

En concreto, el objetivo de esta tesis es proponer una nueva metodología para la selección y dimensionado de dispositivos SSSC para la optimización de redes eléctricas de transporte que:

- Identifique los problemas y riesgos que más habitualmente se dan en las redes de transporte.
- Determine qué clase de equipos de electrónica de potencia son más adecuados para el control del flujo de potencia.
- Seleccione el emplazamiento idóneo para subsanar la problemática de flujo de potencia a la que se quiere hacer frente.
- Dimensione las necesidades de compensación de la red para subsanar la problemática identificada.
- Evalúe el coste económico de las medidas adoptadas para subsanar las restricciones técnicas que se evitarían con la instalación del equipo de compensación serie.
- Dimensione los parámetros eléctricos más significativos del equipo de compensación necesario para no incurrir en redespachos de generación.

Así, el objetivo de esta tesis es servir como guía de dimensionamiento de equipos de compensación serie que permitan incrementar el aprovechamiento de los activos de la red de transporte de energía eléctrica y reducir el coste final de la energía eléctrica.

1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La memoria de la tesis se estructura en un total de 7 capítulos, incluyendo el primero que es la presente introducción.

En el capítulo 2 se describen las particularidades de la red de transporte, su evolución y la situación actual de la explotación de la red de transporte.

En el tercer capítulo se introduce el concepto de FACTS, clasificándose y describiéndose las características principales de equipos basados en esta tecnología.

En el capítulo 4 se describen las principales aplicaciones de la tecnología FACTS en la red de transporte de energía eléctrica. Así mismo, se presentan los métodos de

localización de FACTS propuestos en la bibliografía actual. En este capítulo se describe también una serie de métodos y técnicas de optimización aplicados en la localización de FACTS.

En el capítulo 5 se desarrolla la metodología objeto de esta tesis. La metodología se realiza de acuerdo a los objetivos descritos anteriormente y abarca de forma genérica los estudios y condicionantes a tener en cuenta a la hora de elegir una solución basada en VSC para solucionar problemas de gestión del flujo de carga por las líneas de transporte.

En el sexto capítulo se aplica la metodología propuesta al caso de estudio correspondiente del “Redireccionador de flujos” instalado en la Subestación de Torres de Segre en Lérida y se validan los resultados de la variación del flujo de potencia real en la red.

En el último capítulo se recogen las conclusiones a las que se ha llegado fruto del estudio del emplazamiento del redireccionador de flujos y de la metodología aplicada y se proponen futuras líneas de investigación que permitan continuar con el trabajo iniciado con esta tesis.

Capítulo - 2.

La red eléctrica de transporte

2.1 INTRODUCCIÓN

La planificación tradicional del transporte de energía eléctrica ha variado sustancialmente en los últimos años. La principal causa de este cambio ha sido la incorporación de generación renovable a la red de forma deslocalizada, propiciada por el cambio en el marco regulatorio.

En España, previamente a la liberalización del mercado eléctrico, la planificación de la generación y de la red de transporte se hacía de forma centralizada, bajo criterios técnicos y de calidad de suministro de energía eléctrica. Sin embargo, con la liberalización del mercado, la planificación de la generación es una decisión individual de cada agente.

La liberalización del mercado, junto con un marco económico incentivador, ha provocado que la generación de origen renovable conectada a la red de transporte, que hasta la década de los noventa era inapreciable, haya aumentado en gran medida.

A modo de ejemplo, en la Figura 2.1 se muestra la evolución de la potencia total eólica instalada en el Sistema Eléctrico Español [2].

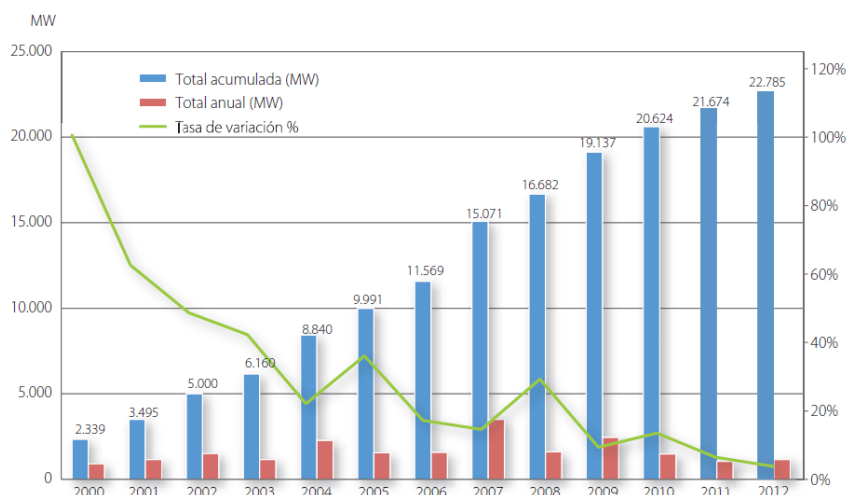


Figura 2.1.- Potencia total eólica acumulada en España hasta 2012

Este nuevo perfil de generación y sus agrupaciones localizadas han tomado cada vez más peso en el sistema eléctrico de potencia, dando lugar a un concepto que se conoce como generación dispersa conectada a la red de transporte.

En la Tabla 2.1 se muestran los datos de potencia instalada en el Sistema Eléctrico Español por tipos de generación [3].

BALANCE DE POTENCIA A 31.12.2013. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	SISTEMA PENINSULAR		SISTEMAS NO PENINSULARES		TOTAL NACIONAL	
	MW	% 13/12	MW	% 13/12	MW	% 13/12
Hidráulica	17.785	0,0	1	0,0	17.786	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón	11.131	0,2	510	0,0	11.641	0,2
Fuel/gas	520	0,0	2.979	2,4	3.498	2,0
Ciclo combinado	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
Total régimen ordinario	62.655	0,0	5.343	1,3	67.998	0,1
Hidráulica	2.102	2,9	0,5	0,0	2.102	2,9
Eólica	22.854	1,0	157	5,0	23.010	1,1
Solar fotovoltaica	4.422	2,4	243	1,3	4.665	2,3
Solar termoeléctrica	2.300	17,9	-	-	2.300	17,9
Térmica renovable	975	0,5	5	0,0	980	0,5
Térmica no renovable	7.089	-1,0	121	0,0	7.210	-1,0
Total régimen especial (1)	39.741	1,7	527	2,1	40.267	1,8
Total	102.395	0,7	5.870	1,4	108.265	0,7

(1) Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Tabla 2.1.- Balance de potencia del Sistema Eléctrico Español a 2013

En el caso del Sistema Eléctrico Español peninsular, la potencia instalada a 31 de diciembre de 2013 y la cobertura anual de energía por sectores se reparten según la Figura 2.2. El 22,3% corresponde con energía eólica, 22.900 MW. Si se tiene en cuenta el resto de instalaciones englobadas dentro del denominado régimen especial de generación, la potencia instalada asciende a 39.741 MW, lo que supone un 38,8% del total de potencia instalada a nivel peninsular. Se considera generación en régimen especial aquella que provenga del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración.

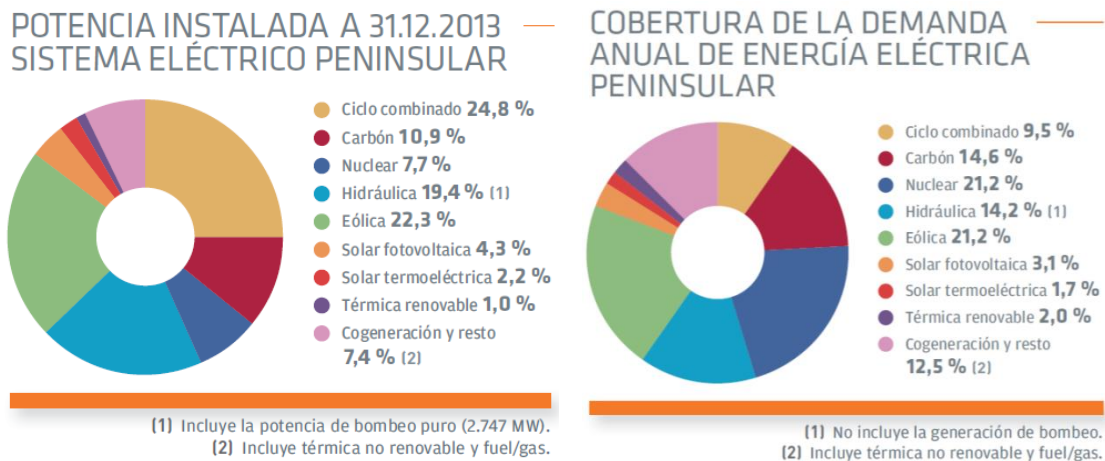


Figura 2.2.- Potencia instalada y cobertura de la demanda anual en el Sistema Eléctrico Español

Durante el año 2013, la demanda máxima horaria, alcanzó 39.963 MW (27 de febrero de 2013). Teniendo en cuenta la máxima potencia instalada en régimen especial, se puede decir que la máxima demanda de energía eléctrica en 2013 se podría haber satisfecho en un 99,4% con energías de dicho régimen. Sin embargo, la realidad es bien distinta, la potencia instalada en el caso de energías en régimen especial no es sinónimo de potencia útil. A pesar de tener una gran cantidad de potencia instalada, toda esta potencia no es controlable, y por lo tanto, no puede estar siempre al servicio de los consumidores. Así, el peso de la energía en régimen especial sobre el total de energía demandada en España en el 2013 fue del 54,7%.

Por otro lado, la generación nuclear que supone solo el 7,7% de la potencia total instalada en España cubrió un 21,2% de la energía total consumida. La generación nuclear constituye una generación de base que en la práctica entra en su totalidad en el reparto de generación diario.

El otro gran grupo de generación, los ciclos combinados, con un 24,8% de la potencia total instalada en el sistema peninsular, contribuyeron con un 9,5% a la cobertura de la demanda anual. Cabe decir que estos generadores no están sujetos a aspectos climatológicos, sino que son centrales térmicas cuyo combustible es el gas, por lo que operan para cubrir puntas de demanda y como centrales de regulación de carga.

Además de los aspectos asociados a la variabilidad de la energía primaria, las restricciones técnicas ocasionan que no toda la potencia procedente del régimen especial se pueda incorporar al sistema eléctrico. Las restricciones técnicas provocan la necesidad de realizar modificaciones en la generación casada que el Operador del Sistema tiene que llevar a cabo para garantizar el suministro de energía eléctrica. Estas modificaciones se toman en base a criterios de seguridad y de continuidad del suministro. Sin embargo, estas restricciones técnicas suponen un coste añadido para el sistema que todos los consumidores tienen que afrontar. En la Tabla 2.2 se muestran las restricciones técnicas a subir y a bajar, el coste medio ponderado y el coste máximo de los redespachos en fase 1 durante el 2013 [3].

RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (PDBF) Fase I

	ENERGÍA A SUBIR			ENERGÍA A BAJAR		
	ENERGÍA (GWh)	PRECIO (€/MWh)		ENERGÍA (GWh)	PRECIO (€/MWh)	
MEDIO PONDERADO		MÁXIMO	MEDIO PONDERADO		MÁXIMO	
Enero	423	166,87	15.200,00	5	63,10	82,09
Febrero	578	124,28	9.980,00	1	49,71	63,00
Marzo	1.035	96,75	147,37	2	42,35	69,00
Abril	1.006	90,72	126,12	0	14,16	50,13
Mayo	944	102,42	157,17	1	49,05	59,10
Junio	763	111,74	191,81	6	47,64	57,25
Julio	202	186,85	2.985,46	28	59,86	68,69
Agosto	199	246,60	6.077,63	57	54,28	62,80
Septiembre	211	257,13	7.868,00	26	49,74	71,55
Octubre	563	156,80	6.151,22	23	54,29	79,99
Noviembre	630	142,72	3.549,48	2	49,88	68,50
Diciembre	685	129,52	9.511,31	42	94,58	110,00
Anual	7.240	127,61	15.200,00	193	62,94	110,00

Tabla 2.2.- Coste de las restricciones técnicas a subir en primera fase

Según [3], y atendiendo únicamente al coste de las restricciones de red a subir, el coste de la energía en el mercado diario resultó ser de 46,2 €/MWh en 2013. En contrapartida, el coste medio ponderado de las restricciones técnicas de red en 2013 fue de 127,61 €/MWh, lo que supone un 276,2% del coste de la energía en el mercado diario.

Según el coste máximo de los redespachos realizados por restricciones técnicas de red en enero de 2013, el precio máximo de las restricciones técnicas de red a subir en primera fase fue de 15.200 €/MWh, lo que supone un coste 329 veces mayor que el coste en el mercado diario. Además, se puede ver como en los meses de marzo, abril, mayo y junio, el coste máximo de los redespachos llevados a cabo tenían un coste similar a la media anual. Sin embargo, en los meses de enero, febrero, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2013, el coste máximo de los redespachos era, como mínimo, un orden de magnitud superior. Esto hace pensar, que bajo determinadas situaciones de generación y demanda, ciertos generadores están generando con un coste sustancialmente mayor. En la medida en la que se puedan evitar redespachos de generación con un coste elevado para el sistema, el coste final de la energía eléctrica se verá disminuido.

Por otro lado, es interesante conocer quienes han sido los principales afectados de estas restricciones técnicas, esto es, quienes han tenido que salir del mercado de generación y quienes han entrado para satisfacer dichas restricciones técnicas. En la Figura 2.3 se muestra cómo han afectado las restricciones técnicas por tecnologías [3].

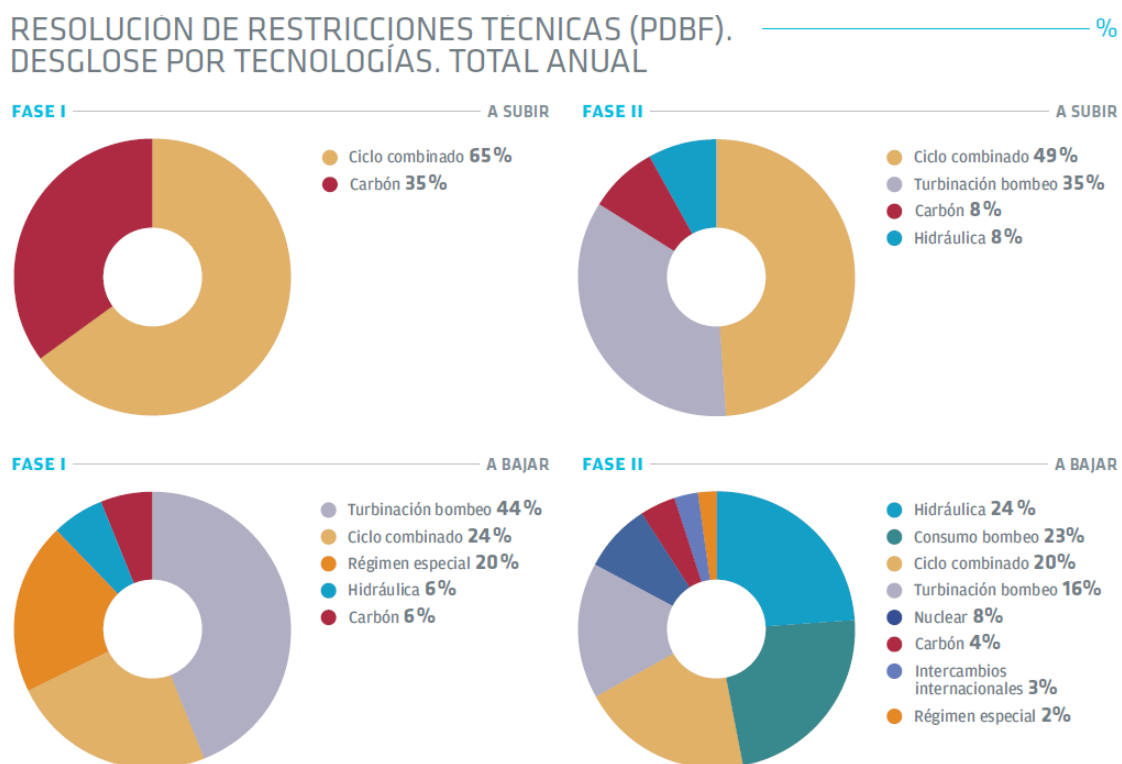


Figura 2.3.- Resolución de restricciones técnicas (PDBF). Desglose por tecnologías. Total anual 2013

En la primera fase de ajuste de la energía eléctrica a bajar, el 70% de la energía redespachada fue energía medioambientalmente más respetuosa, como son las centrales de bombeo, las de régimen especial y las hidráulicas, mientras que sólo el 30% de las restricciones a bajar afectaron a las centrales térmicas clásicas de carbón y ciclos combinados.

A la hora de asignar las centrales a subir en la primera fase, toda la energía a subir se asignó a ciclos combinados y centrales térmicas, estos es, se retiró un 70% de generación medioambientalmente más sostenible para incluir centrales térmicas menos respetuosas con el medioambiente.

A modo de conclusión, en relación a la generación en España en 2013, se puede decir que no toda la demanda de energía eléctrica se puede suplir con energías procedentes de tecnologías en régimen especial, que las restricciones técnicas de red limitan aún más los generadores que tienen que entrar en cada periodo, y que, como mínimo, un 26% de las restricciones técnicas a bajar afectan directamente a centrales de energía renovables a favor de los ciclos combinados y centrales de carbón. También se puede destacar que la alta participación de energía en régimen especial ha desplazado en gran medida a los ciclos combinados de manera que su participación actual en el mercado eléctrico español es relativamente baja.

2.2 SISTEMA ELÉCTRICO TRADICIONAL

En muchas ocasiones, el aprovechamiento de los recursos naturales se encuentra alejado de los núcleos de consumo o, por el contrario, el propio proceso de generación de energía es quien fuerza que la generación esté alejada de los centros de consumo. Esto, asociado a la imposibilidad de almacenar energía eléctrica a gran escala dio lugar a la estructura de los sistemas eléctricos tradicionales, formada por las etapas de generación, transporte, distribución y consumo.

El sistema eléctrico se ha diseñado de forma tradicional para efectuar el transporte de energía eléctrica unidireccionalmente, desde las grandes centrales de generación hasta los centros de consumo. La planificación de nueva generación era decidida por la Administración mediante la realización de los denominados planes energéticos nacionales, determinando qué tipo de generador, de qué potencia y cuál era su ubicación óptima para satisfacer la demanda de energía eléctrica. La planificación de la red de transporte de energía eléctrica se realizaba también de forma centralizada y se basaba en grandes corredores de transporte que conectaban los centros de generación con los centros de consumo. Los criterios en la planificación de la generación y el transporte de energía eléctrica eran los de seguridad, calidad y continuidad del suministro eléctrico.

En el Sistema Eléctrico Español, los valores de tensión normalizados en transporte son 220 kV y 400 kV. En la Figura 2.4 se muestra la evolución en kilómetros de la red de transporte [3].

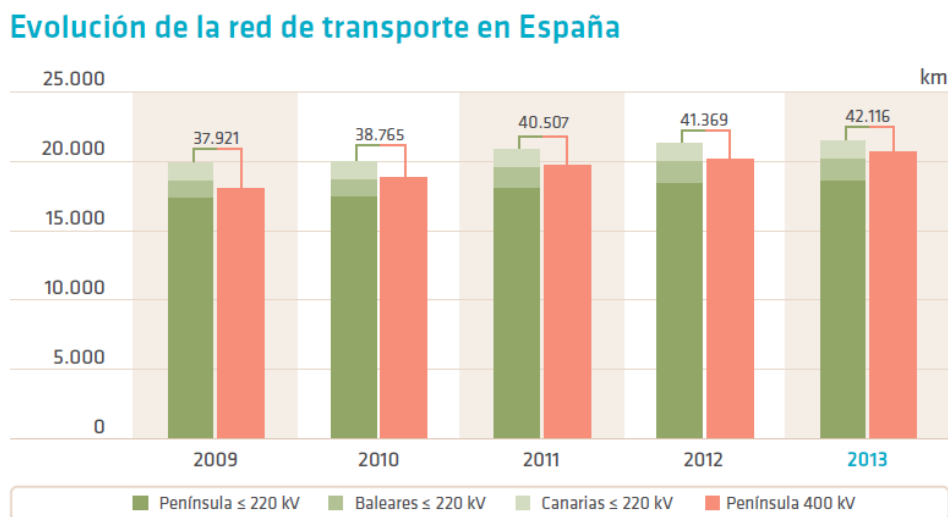


Figura 2.4.- Evolución de la red de transporte

En otros sistemas eléctricos, cuando las distancias son muy elevadas, se recurre a líneas en corriente alterna de muy alta tensión, con valores de tensiones comprendidos entre 500 kV y 1.000 kV, o se emplean líneas en corriente continua de muy alta tensión.

Otra característica de la red de transporte es que se encuentra mallada, de esta forma, al disponer de caminos alternativos se asegura el abastecimiento de energía eléctrica y se garantiza el suministro de energía aun cuando se produzca un fallo en alguna de las líneas.

La red de distribución conecta la red de transporte con los centros de consumo. La función primordial de esta red es la de llevar la energía hasta los centros de consumo y, por último, entregarla al usuario final.

La distribución de energía eléctrica, a diferencia del transporte, envía energía a gran cantidad de puntos. El mallado total de esta red es económicamente inviable por lo que se recurre a combinar anillos, en zonas con densidad de carga elevada, con derivaciones ramificadas, en zonas con baja densidad de carga.

La tensión de la red de distribución puede variar entre 13,8 kV y hasta 132 kV en el caso del Sistema Español. Cuanto mayor es el consumo, el nivel de tensión al que se conecta es mayor, estando la mayoría de consumidores conectados a baja tensión, a través de los centros de transformación que se alimentan de la red de media tensión.

La demanda de energía eléctrica ha ido en aumento históricamente y su tendencia es alcista, si bien en los últimos años y como consecuencia de la crisis económica, la actividad industrial ha disminuido y por consiguiente la demanda de energía eléctrica. En la Figura 2.5 se muestra la evolución de energía eléctrica en España desde 1982 hasta 2011.

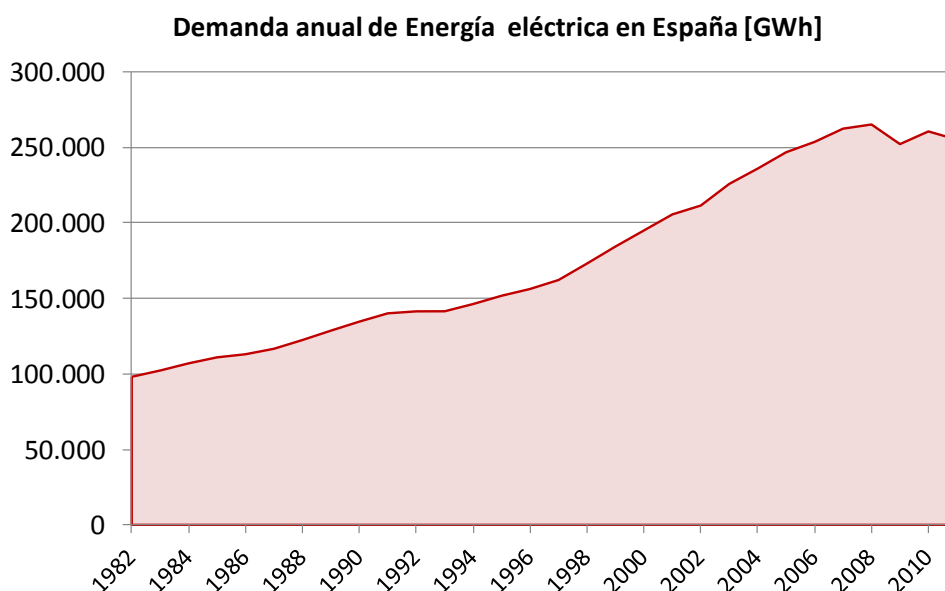


Figura 2.5.- Demanda de energía en España en el periodo 1982 a 2011

2.3 ESCENARIO ELÉCTRICO ACTUAL

En España, el escenario eléctrico actual se caracteriza por un mercado abierto en el que prima la competitividad con el objeto de minimizar el coste de la energía generada. Esto ha propiciado la libre instalación de centrales de generación y la libre comercialización de la energía eléctrica.

El nuevo marco legal ha traído consigo una reestructuración del planteamiento clásico de planificación y gestión de la energía. La red de transporte ha tenido que evolucionar para dar cabida a la generación renovable, y se ha tenido que ir ampliando con nuevas líneas para satisfacer las necesidades de generación y, en ocasiones, con la repotenciación de las ya existentes.

A su vez, otra consecuencia importante, tras la liberalización del mercado eléctrico es que, en función de la energía casada en cada momento y su situación geográfica, los flujos de potencia por las líneas de transporte se han visto alterados.

Por otro lado, la operación del sistema eléctrico actual se ve dificultada por el desarrollo de las centrales en régimen especial. Las centrales del régimen especial, por tratarse de fuentes de generación de un menor impacto ambiental, tienen una retribución bonificada. Estas ayudas han hecho que la presencia y grado de penetración de la energía eólica y solar haya aumentado notoriamente. La dispersión de estas fuentes de generación renovables y su conexión al sistema eléctrico ha hecho que los criterios a la hora de operar el sistema se hayan visto modificados y que se hayan tenido que incluir nuevos procedimientos de operación adaptados a la generación eólica y, posteriormente a la solar.

Así, con el objetivo de mantener la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico, se han ido llevando a cabo una serie de medidas tecnológicas y de operación, que los generadores de origen renovable han tenido que cumplir en cuanto a requerimientos de continuidad de suministro y servicio [4][5]:

- Requisitos de calidad y continuidad de suministro
- Tiempo de conexión mínimo ante perturbaciones en el sistema eléctrico
- Cumplimiento de los Procedimientos de Operación ante huecos de tensión

En los siguientes subapartados, se analizan los aspectos más significativos que deben tenerse en cuenta en la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico.

2.3.1 GENERACIÓN VARIABLE

A menudo las fuentes de energía renovables no son controlables, esto es, dependen de estados atmosféricos y factores medioambientales para poder entregar la potencia al

sistema. A modo de ejemplo en la Figura 2.6 se muestra la variabilidad de la generación eólica en España el 16 de septiembre de 2014 [6].

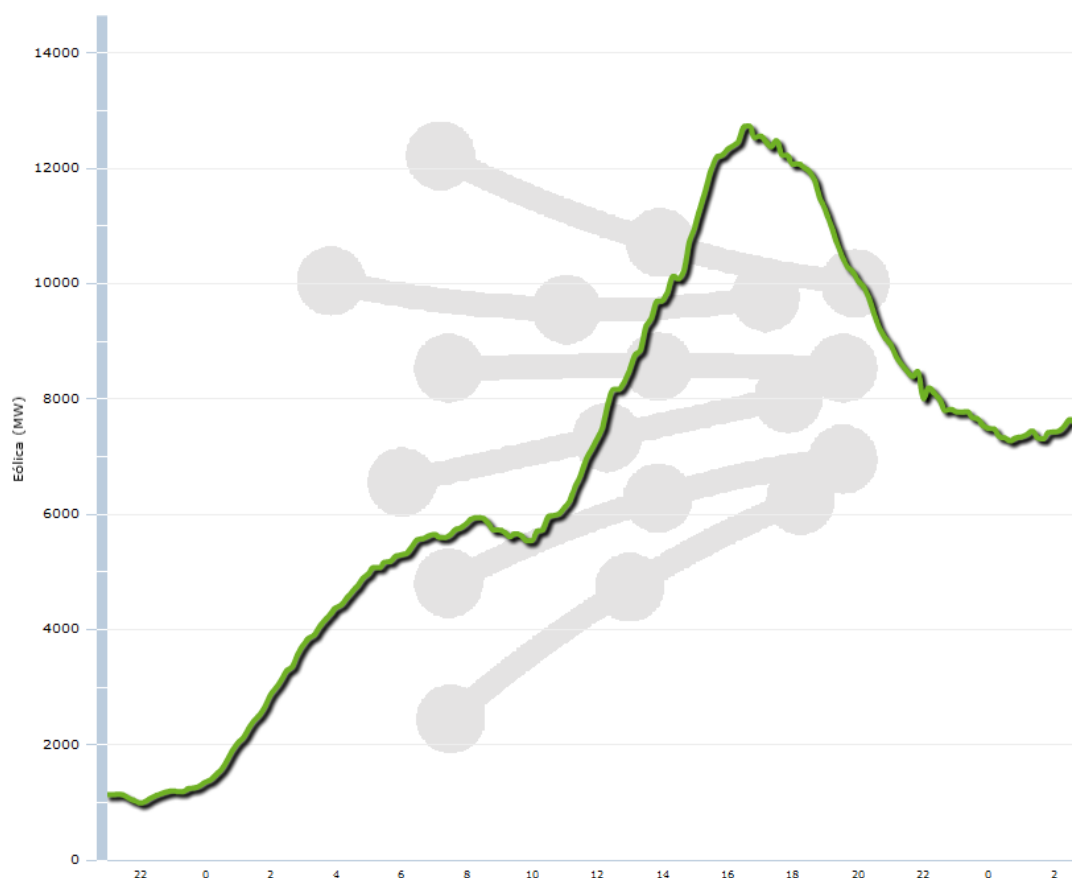


Figura 2.6.- Variabilidad de la generación eólica en España el 16 de septiembre de 2014

Se puede observar como la variación de la potencia generada pasó de 991 MW a 12.738 MW en un rango de tiempo de 17 horas, lo que supuso aproximadamente una variación del 1.200%. Este valor de generación supuso un aprovechamiento del 56,5% de la potencia eólica instalada y una cobertura de la demanda del 32%.

Gestionar esta variabilidad supone un reto para los Operadores del Sistema. Sin embargo, el avance en los métodos predictivos ha permitido estimar estos fenómenos y predecir la potencia generada a corto plazo. Existen estudios en los cuales se han integrado modelos predictivos para la generación variable y se ha cuantificado el beneficio económico resultante y la potencia adicional generada [7]. En esta misma referencia se menciona la posibilidad de integrar equipos de almacenamiento de energía de origen renovable. La óptima integración de energías renovables pasa por combinar métodos predictivos y sistemas de almacenamiento de energía que permita integrar en el sistema energía de origen renovable, en favor de las centrales de generación térmicas clásicas.

2.3.2 CONTROL DE TENSIÓN

La tensión en la red de transporte se tiene que mantener dentro de unos niveles admisibles definidos para España en el PO1.1 [8]. Para ello, el control sobre el módulo de la tensión en la red se hace mediante la gestión de la potencia reactiva. El consumo o aporte de potencia reactiva por bancos de reactancias y condensadores conectados en paralelo, junto con los generadores síncronos convencionales son los principales elementos de compensación de reactiva.

La presencia de líneas de transporte excesivamente largas, subterráneas o bajo condiciones de carga bajas es uno de los orígenes más comunes de la necesidad de compensación de la potencia reactiva. A lo largo del día, la carga de las líneas de transporte varía, y por consiguiente, la potencia reactiva en la red de transporte y el perfil de tensiones de la red.

Las instalaciones de generación conectadas a la red tienen que participar en el control de tensión, controlando la potencia reactiva consumida o entregada en cada momento. La participación en el control de tensión está retribuida mientras que el incumplimiento de los requisitos de control de tensión está sujeto al pago de penalizaciones económicas.

La forma de cuantificar y regular el control de reactiva de una instalación conectada a la red es el factor de potencia, obtenido como el cociente entre la potencia activa consumida o generada y la potencia aparente total.

La solución en cuanto al control de reactiva y control de tensión para las instalaciones conectadas a la red, pasa por controlar el factor de potencia y que este se mantenga en la unidad o contribuir al control primario de tensión.

Para mantener el factor de potencia en la unidad,

- se instalan los bancos de condensadores necesarios para compensar el consumo de reactiva. Normalmente, los condensadores se instalan en varios módulos para poder regular, de alguna forma, la potencia reactiva total y aproximar el factor de potencia a la unidad.
- se instala un equipo de compensación activo o FACTS que regule en todo momento la potencia reactiva de la instalación. Este FACTS se dimensiona de acuerdo a la potencia reactiva consumida por la instalación.

Para contribuir al control primario de tensión es necesario que la instalación disponga de equipos de compensación suficientes como para contribuir activamente en el consumo o aporte de reactiva. El margen de regulación de reactiva oscila entre un factor de potencia 0,85 inductivo y 0,85 capacitivo. Un valor menor que la unidad e inductivo contribuye a disminuir el módulo de la tensión en la red y es normalmente necesario en situaciones de baja carga en la red. Por el contrario, un valor menor que la unidad y capacitivo contribuye a aumentar el módulo de la tensión y es normalmente necesario

en situaciones de carga elevada en la red. Para contribuir activamente al control primario de tensión se pueden:

- instalar equipos de compensación estáticos o dinámicos (FACTS) que permitan controlar la tensión del nudo mediante el aporte o consumo de potencia reactiva en el PCC.
- primar a los generadores conectados a la red de transporte para que realicen un aporte extraordinario de potencia reactiva en el nudo de conexión y así controlar el módulo de tensión.

2.3.3 COMPORTAMIENTO ANTE HUECOS DE TENSIÓN

Un hueco de tensión es una reducción brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90 y el 1% de la tensión declarada, seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto periodo de tiempo. De forma típica, un hueco de tensión tiene una duración de entre 10 ms (medio ciclo a 50 Hz) y 1 minuto [9].

Las faltas en la red de transporte son la causa principal de los huecos de tensión. Cuando se produce una falta franca a tierra la tensión en el punto de falta es nula, mientras que en otros puntos de la red está determinada por la impedancia existente hasta el punto de falta. Así, las instalaciones muy próximas al punto de falta verán un valor de tensión menor que aquellas más alejadas.

La aparición de faltas en la red de transporte da lugar a huecos de tensión que se notan en una amplia zona de la red. En la Figura 2.7 se muestra el perfil de tensiones en el Sistema Eléctrico Español durante un cortocircuito en el noroeste del país.

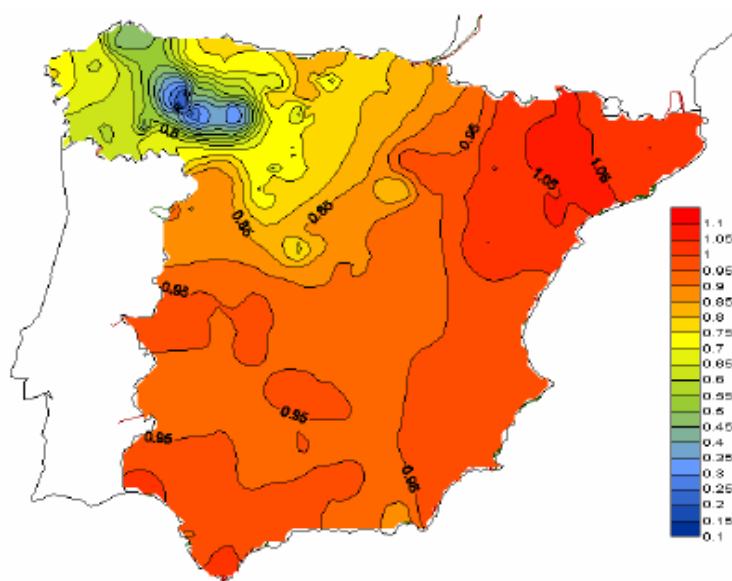


Figura 2.7.- Distribución de tensiones ante un cortocircuito trifásico en el noroeste de España

Las regiones en color azul son aquellas donde los valores de tensión son más bajos, y aquellas en naranja son donde las tensiones se mantienen dentro de márgenes admisibles. Las líneas equipotenciales se distribuyen radialmente entorno al punto de falta. Según se observa, la aparición de la falta da lugar a la presencia de tensiones reducidas ($V < 0,7pu$) en una amplia parte del noroeste del sistema [10].

Por este motivo, han aumentado las exigencias a los generadores de origen eólico y fotovoltaico conectados a la red de transporte mediante los procedimientos de operación 12.2 [11] y 12.3 [4], que definen los requerimientos mínimos a cumplir por los generadores ante huecos de tensión.

De igual forma, en otros países se están implementando normas similares para caracterizar el comportamiento de los generadores conectados a la red durante los huecos de tensión. En la Tabla 2.3 se muestra algunos de los países y sus correspondientes normas para el cumplimiento de la respuesta ante huecos, y en la Figura 2.8 se muestran las curvas del perfil del hueco de dichas normativas [12].

País	Código de red correspondiente
Estados Unidos	Interconnection for Wind Energy” 18 CFR Part 35 (Docket No. RM05-4-001; Order No. 661-A), Issued December 12, 2005 and “Interconnection Requirements for a Wind Generating Plant”, Appendix G to the LGIA
Alemania	E.ON Netz GmbH: “Grid Code - High and extra high voltage”, Status: 1.April 2006.
China	CEPRI: “Technical Rule for Connecting Wind Farm to Power System”, December, 2005.
España	REE – P.O. 12.3: Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”. Publicación en BOE núm. 254 de fecha 24 Octubre 2006.
India	ISTS: “Indian Electricity Grid Code (IEGC)”, April, 2006 and “Draft Report on Indian Wind Grid Code”, July, 2009.
Francia	“Décret no 2008-386 du 23 Avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d’installations de production aux réseaux publics d’électricité”, April, 2008.
Italia	“CEI 11-32; V1 Impianti di produzione eolica”, December, 2006.
Reino Unido	National Grid Electricity Transmission plc: “The Grid Code”, Issue 4 Revision 3, 6th September 2010.
Dinamarca	ELKRAFT SYSTEM and ELTRA: “Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100 kV - Technical regulations for the properties and the regulation of wind turbines”, Regulation TF 3.2.5, December 3, 2004. Wind Farms and Grid Codes
Portugal	REN: Portaria nº 596/2010 de 30 de Julho.
Canadá	AESO: “Wind Power Facility - Technical Requirements”, Revision 0, November, 15 2004.
Australia	AEMC: “National Electricity Rules (NER)”, Version 39, 16 September 2010.
Irlanda	EIRGRID: “WFPS1- Controllable Wind Farm Power Station Grid Code Provisions”, EirGrid Grid Code, Version 3.4, October 16th 2009.

Tabla 2.3.- Requisitos de conexión de generadores eólicos

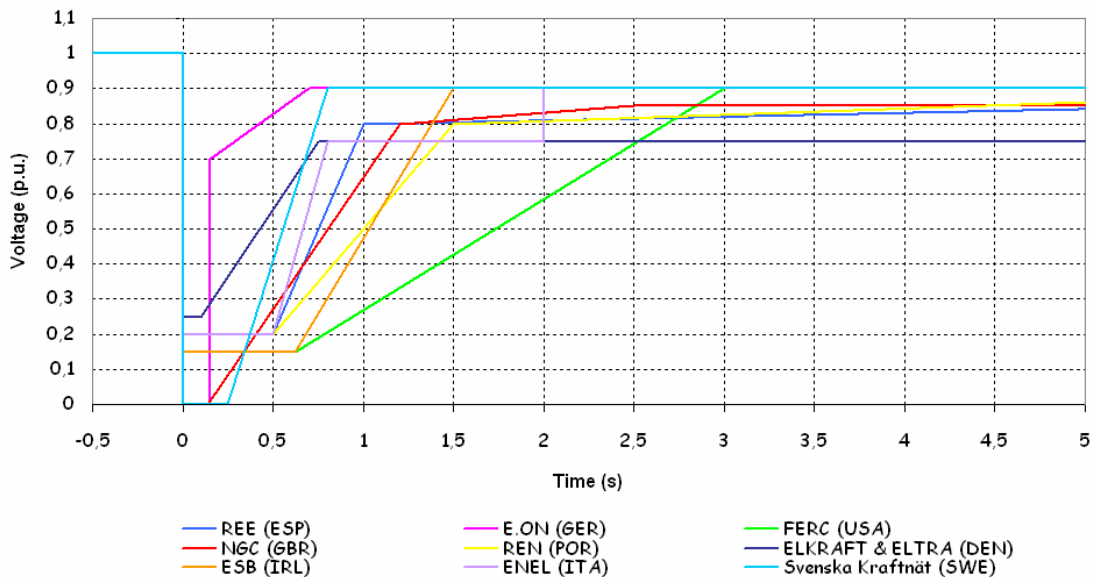


Figura 2.8.- Gráfica comparativa del hueco de tensión que han de soportar los generadores eólicos

2.3.4 CARGAS ESPECIALES CONECTADAS A LA RED DE TRANSPORTE O SUBTRANSPORTE

Existen ciertas cargas conectadas a la red de transporte que, de una forma u otra, consumen energía eléctrica de forma desequilibrada o que, aun conectándose en redes de distribución, por su proximidad a la red de transporte, repercuten en un desequilibrio en las magnitudes de la tensión e intensidad de la red.

Entre este tipo de cargas se encuentran los hornos de arco, que se caracterizan por demandar una gran cantidad de potencia eléctrica introduciendo gran cantidad de distorsión armónica. En la Figura 2.9 se muestra un esquema eléctrico típico de un horno de arco [13], donde cada uno de los devanados secundarios del transformador tiene un rectificador a base de tiristores que controlan la tensión que finalmente llega al horno de arco. Debido al comportamiento altamente no lineal del arco eléctrico, este tipo de consumidores representan una carga no equilibrada y altamente perturbadora de la red en el punto de conexión.

Otro tipo de carga de naturaleza desequilibrada son las cargas de tracción eléctrica utilizadas en trenes de alta velocidad, como la mostrada en la Figura 2.10.

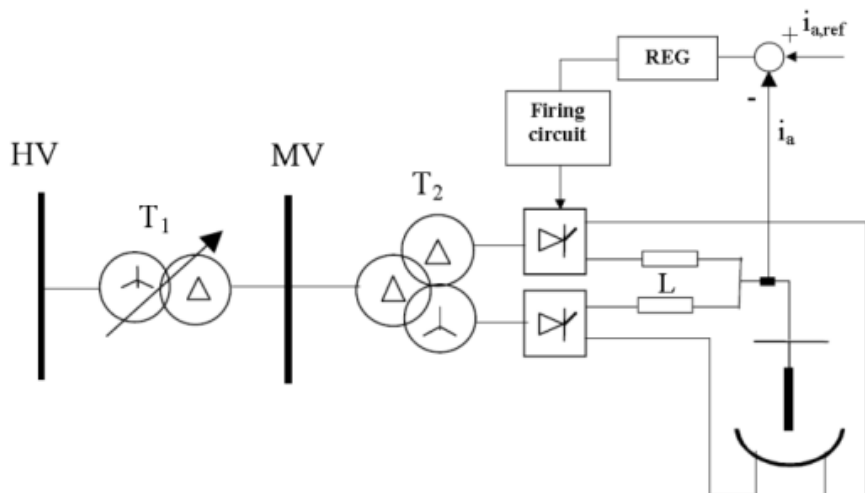


Figura 2.9.- Esquema eléctrico de un horno de arco

Este tipo de cargas se conectan entre dos fases de la red de transporte, dando lugar a la aparición de corrientes de secuencia inversa por las líneas de transporte, lo que genera un desequilibrio que puede afectar a otros equipos conectados a la red.

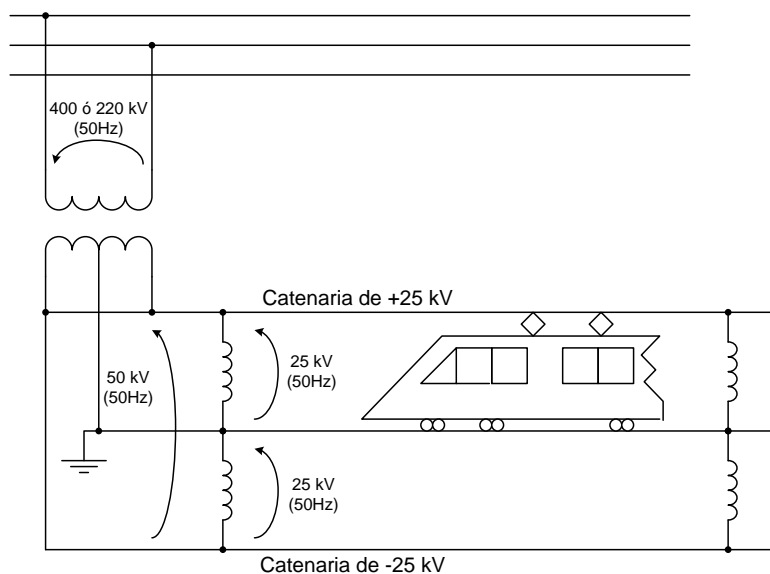


Figura 2.10.- Conexión de un tren de alta velocidad a la red de transporte

En la Figura 2.11 se muestra la corriente por una línea donde se encuentra conectado un tren de alta velocidad. En la Figura 2.11a se muestra la corriente por una de las líneas y en la Figura 2.11b el resultado del análisis armónico de dicha intensidad.

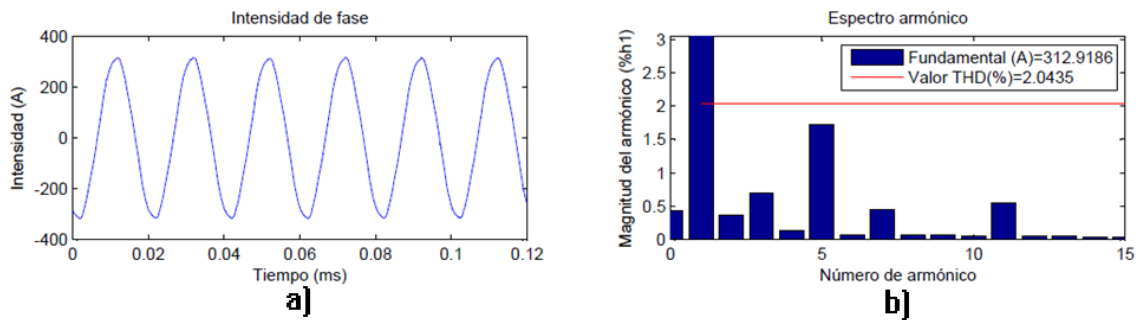


Figura 2.11.- Intensidad consumida por una carga desequilibrada y su distorsión armónica

La aparición de armónicos en este tipo de cargas está ocasionada por equipos de electrónica de potencia con un rectificador de 6 pulsos. En el ejemplo de la Figura 2.11 la distorsión armónica total es del 2,0435%, resultando evidentes por otro lado, los armónicos 3, 5, 7 y 11 como resultado de la electrónica de potencia empleada.

2.3.5 CALIDAD DE ONDA

La calidad de la tensión de la generación no convencional conectada a la red de transporte se puede cuantificar en cuanto a su nivel de emisión armónica. Los niveles de emisión se definen como las magnitudes máximas de perturbación electromagnética que puede emitir la suma de los equipos conectados a un nudo de la red de transporte. Este valor se expresa en porcentaje respecto de la tensión fundamental.

La Tabla 2.4 contiene los niveles de emisión máximos correspondientes a perturbaciones armónicas para la red de transporte española [5].

Los equipos que contienen electrónica de potencia son susceptibles de emitir armónicos, que están íntimamente ligados con la frecuencia de conmutación de los semiconductores y la topología de la electrónica de potencia.

Los generadores eólicos con máquinas doblemente alimentadas (DFIG), con conexión directa mediante convertidor, los generadores fotovoltaicos y, en general, los FACTS que contienen electrónica de potencia son fuentes potenciales de armónicos en la red de transporte.

Por ello, estos equipos precisan de un diseño cuidadoso para garantizar que no se superan los niveles de emisión permitidos en el punto de conexión.

Niveles de emisión en 400 kV y 220 kV			
Orden Armónico (n)	Tasa Armónico (%)	Orden Armónico (n)	Tasa Armónico (%)
3	1.80	2	1.00
5	1.80	4	0.90
7	1.80	6	0.40
9	0.90	8	0.20
11	1.30	10	0.20
13	1.30	12	0.20
15	0.30	14	0.20
17	0.90	16	0.20
19	0.90	18	0.20
21	0.20	20	0.20
23	0.60	22	0.20
25	0.60	>22	0.20
>25	0.20		
TASA TOTAL DE DISTORSIÓN ARMÓNICA (THD) 3.00%			

Tabla 2.4.- Niveles armónicos de emisión en la red de transporte

2.4 SOLUCIONES POR PARTE DE LOS OPERADORES DE RED

Como se ha expuesto en el apartado anterior, una de las características del mencionado escenario eléctrico actual es la alta penetración de generación eólica y su variabilidad asociada en cuanto a la energía primaria.

Esta variabilidad altera la distribución de potencia por las líneas de transporte. La sobrecarga de las líneas durante un periodo de tiempo elevado lleva a los Operadores a tomar medidas para controlar el flujo de potencia por las líneas.

De forma general, los Operadores del Sistema disponen de varias soluciones:

- Planificar y construir líneas y subestaciones que puedan soportar la nueva generación.
- Hacer un redespacho de generación para evitar las sobrecargas de las instalaciones y los estados de excepción que ponen en peligro la integridad del sistema eléctrico de potencia.
- Modificar la topología de red mediante la maniobra de líneas y transformadores de la red de transporte con el fin de redireccionar los flujos de potencia.

Normalmente, la mejor solución es llevar a cabo nuevas líneas que distribuyan de una forma más equitativa la potencia, pero esta solución ha de pasar estudios de impacto medioambiental que, en ocasiones, supone un retraso muy grande o la imposibilidad de llevar a cabo la construcción de la línea. Además, la expansión de la red de transporte supone una fuerte inversión.

Llevar a cabo redespachos de generación encarece sustancialmente el coste de la energía eléctrica. Además, este tipo de actuaciones van en contra del concepto de liberalización

del mercado eléctrico, ya que bajo determinadas situaciones se recurrirá a generadores menos competitivos para abastecer la demanda.

La tercera medida, consistente en la modificación de la red de transporte. Abriendo o cerrando líneas de transporte se modifica la matriz de impedancias del sistema y, como consecuencia, la distribución de potencias por las líneas. No obstante, esta actuación no es para nada deseable desde el punto de vista del operador, ya que implica:

- un aumento del número de maniobras de interruptores y seccionadores de alta tensión y, con ello, un mayor deterioro y un mayor gasto de mantenimiento.
- en el caso de apertura de líneas, la disminución del grado de seguridad del sistema. La apertura de una línea para redistribuir el flujo de potencia puede solucionar el problema de sobrecarga transitorio de esa línea, pero debilita el sistema ante posibles contingencias.
- mayores pérdidas para el sistema y mayores caídas de tensión al transportar la corriente por caminos de mayor impedancia.
- la apertura de una línea de transporte, cuando por esta circula gran cantidad de potencia, puede hacer que se sobrecarguen caminos paralelos y producir una sobrecarga en cadena.

Sin embargo, la existencia de una red mallada con dos niveles de tensión hace que, mientras unas líneas y transformadores de la red de transporte se encuentran muy cargados, otros se encuentran muy por debajo de sus valores nominales. Esto hace pensar que un aprovechamiento óptimo de los recursos existentes en la red garantizaría un transporte más seguro por el sistema eléctrico de potencia. Así, la potencia eléctrica, para llegar al consumidor final, siempre sigue los caminos de menor impedancia. En ocasiones, dada la diferencia de impedancias entre caminos paralelos para alimentar un nudo de consumo, la potencia total circula en mayor medida por el camino paralelo de menor impedancia, sobrecargando la línea en cuestión, según se muestra en la Figura 2.12 [14].

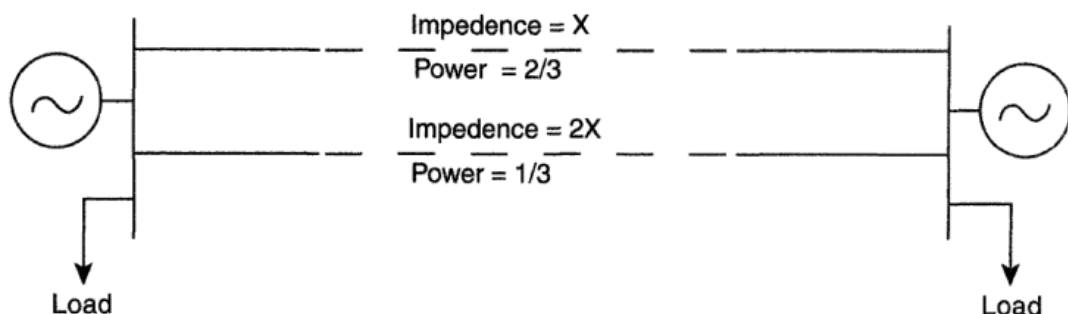


Figura 2.12.- Reparto de corrientes en caminos paralelos

Por tanto, la solución deseable consiste en poder controlar el flujo de potencia por las líneas susceptibles de ser sobrecargadas, actuando sobre la topología y características de la red pero sin necesidad de desmallar la red. Este control se puede realizar haciendo uso de equipos de compensación, que pueden ser pasivos o activos.

Los elementos de compensación pasiva habituales son los bancos de condensadores y las reactancias. Estos se pueden instalar en serie en la línea a compensar o en paralelo. A su vez, pueden ser únicos o estar escalonados en rangos de compensación, de modo que se acoplen o desacoplen el número necesario de elementos de la red en función de la cantidad de potencia reactiva a compensar que se requiera.

Como alternativa, se han comenzado a instalar equipos activos de control de reactiva en las redes de transporte y distribución que optimizan los recursos existentes sin necesidad de proyectar una ampliación de los activos.

Los dispositivos de compensación activa están constituidos por los denominados FACTS. Estos equipos permiten variar las principales magnitudes de la red de transporte de corriente alterna de forma flexible con el objetivo de solucionar una problemática de red dada. El nivel de complejidad de estos equipos es mucho mayor que en el caso de los elementos de compensación pasivos y su coste es igualmente mayor. En contraprestación, dotan a la red de transporte de mayor flexibilidad y un mayor grado de control. El estudio de estos equipos se aborda en el siguiente capítulo.

Capítulo - 3.

Flexible AC Transmission Systems (FACTS)

3.1 FLUJO DE POTENCIA POR UNA LÍNEA DE TRANSPORTE

Los equipos FACTS se caracterizan dotar al sistema eléctrico de transporte de un grado de flexibilidad adicional que permite tener un mayor control sobre el sistema. Para poder entender cómo influyen los FACTS en la red de transporte es necesario presentar las ecuaciones que rigen el intercambio de potencia activa y reactiva en una línea. En este apartado se obtienen dichas ecuaciones.

En la Figura 3.1 se muestra el equivalente de una línea, que conecta dos sistemas A y B representados por su equivalente Thevenin. En base a este circuito se van a obtener las ecuaciones de la potencia activa y reactiva intercambiada a través de la línea de transporte. La línea se ha representado mediante el modelo de línea corta, despreciando la resistencia de los conductores y la capacidad a tierra de los cables.

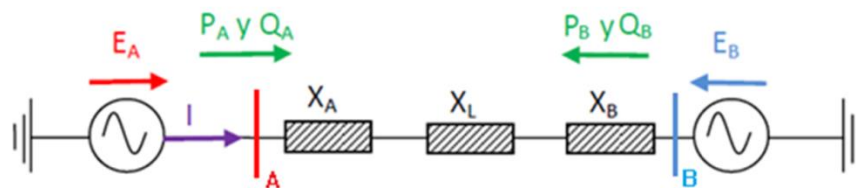


Figura 3.1.- Equivalente de una línea de transporte

Donde,

- E_A y E_B es la tensión de los nudos emisor y receptor respectivamente
- X_A y X_B es la impedancia equivalente Thevenin en el nudo emisor y receptor respectivamente.
- P_A y Q_A es la potencia activa y la potencia reactiva en el nudo emisor A

- P_B y Q_B es la potencia activa y la potencia reactiva en el nudo receptor B
- X_L es la reactancia de la línea

La impedancia total entre los extremos emisor y receptor es:

$$X_T = X_A + X_L + X_B \quad (3.1)$$

Las expresiones de potencia activa y potencia reactiva transportada se deducen de:

$$\overline{S}_A = \overline{E}_A \cdot \overline{I}^* = P_A + j \cdot Q_A \quad (3.2)$$

$$\overline{I}^* = \frac{(\overline{E}_B - \overline{E}_A)}{j \cdot X_T} \quad (3.3)$$

$$P_A + j \cdot Q_A = \frac{\overline{E}_A \cdot (\overline{E}_B - \overline{E}_A)}{j \cdot X_T} \quad (3.4)$$

Si se fija el argumento de \overline{E}_A a 0° , se tiene que:

$$\overline{E}_A = E_A (\cos(0) + j \cdot \sin(0)) = E_A (1 + j \cdot 0) = E_A \quad (3.5)$$

$$\overline{E}_B = E_B (\cos(\delta) + j \cdot \sin(\delta)) = E_B \cdot \cos(\delta) + j \cdot E_B \cdot \sin(\delta) \quad (3.6)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$P_A + j \cdot Q_A = \frac{E_A \cdot (E_B \cdot \cos(\delta) + j \cdot E_B \cdot \sin(\delta) - E_A)}{j \cdot X_T} \quad (3.7)$$

Agrupando por términos real e imaginario:

$$P_A = \frac{E_A \cdot E_B \cdot \sin(\delta)}{X_T} \quad (3.8)$$

$$Q_A = \frac{-E_A \cdot (E_B \cdot \cos(\delta) - E_A)}{X_T} = \frac{E_A^2 - E_B \cdot E_A \cdot \cos(\delta)}{X_T} \quad (3.9)$$

Análogamente, para el cálculo de la potencia en B resulta:

$$P_B = \frac{-E_A \cdot E_B \cdot \sin(\delta)}{X_T} \quad (3.10)$$

$$Q_B = \frac{E_B \cdot (E_B - E_A \cdot \cos(\delta))}{X_T} = \frac{E_B^2 - E_B \cdot E_A \cdot \cos(\delta)}{X_T} \quad (3.11)$$

Según las expresiones anteriores, se pueden representar las curvas de potencia activa, reactiva y aparente a través de la línea en función de la diferencia de argumento entre las tensiones de las fuentes.

En la Figura 3.2 se ha representado la potencia reactiva en la línea en función de la diferencia de argumentos entre la fuente local y la fuente remota y, en función de la tensión de la fuente remota en valores por unidad, para el caso en el que la tensión de la fuente local es 1 pu.

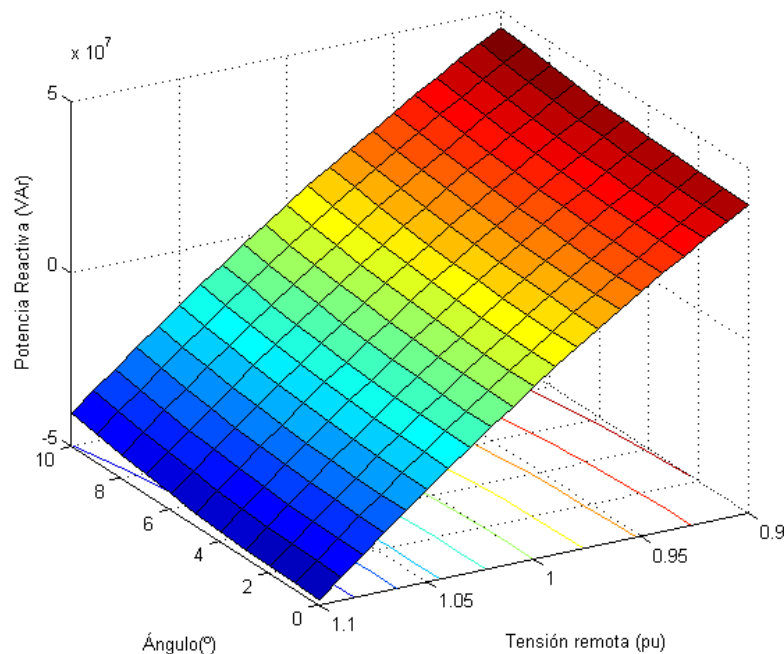


Figura 3.2.- Potencia reactiva por la línea

Según se observa, las líneas equipotenciales son paralelas y varían al aumentar o disminuir el módulo de la tensión remota respecto de la local, permaneciendo constantes en función del ángulo.

Un caso particular es cuando $\delta=0$. La variación del módulo de una de las fuentes respecto de la otra hace que aparezca una intensidad adelantada o retrasada 90° respecto de las tensiones E_A y E_B . En esta situación, a través de la línea, únicamente se transporta potencia reactiva, la potencia activa transportada es cero, y toda la potencia transportada se debe a la diferencia entre los módulos de las tensiones del emisor y receptor.

En la Figura 3.3 se representa la potencia activa transportada en la línea en función de la diferencia entre argumentos emisor y receptor y el módulo de la tensión remota, para el

caso de la tensión en el emisor igual a 1 pu. La potencia activa transportada es claramente dependiente del ángulo de desfase entre las fuentes, ya que las líneas equipotenciales son paralelas unas a otras en función del ángulo.

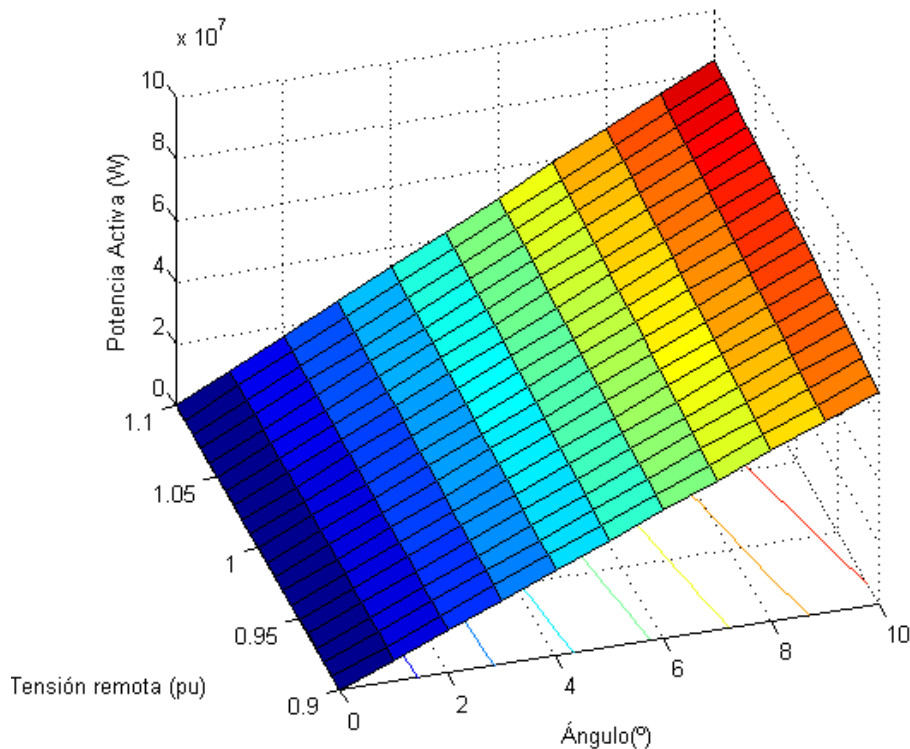


Figura 3.3.- Potencia activa por la línea

En definitiva, se puede decir que la influencia sobre la potencia activa transportada en la línea es función de la diferencia entre los ángulos de fase de las fuentes, mientras que la influencia sobre la potencia reactiva transportada por la línea depende de la diferencia entre los módulos de las tensiones.

En la Figura 3.4 se muestra la potencia aparente transportada en la línea en función del ángulo y de la tensión en el extremo remoto, para el caso de la tensión en el emisor igual a 1 pu. En esta figura se puede observar la acción conjunta de variar el ángulo entre las fuentes local y remota y el efecto del módulo de las tensiones sobre la potencia total transportada en la línea.

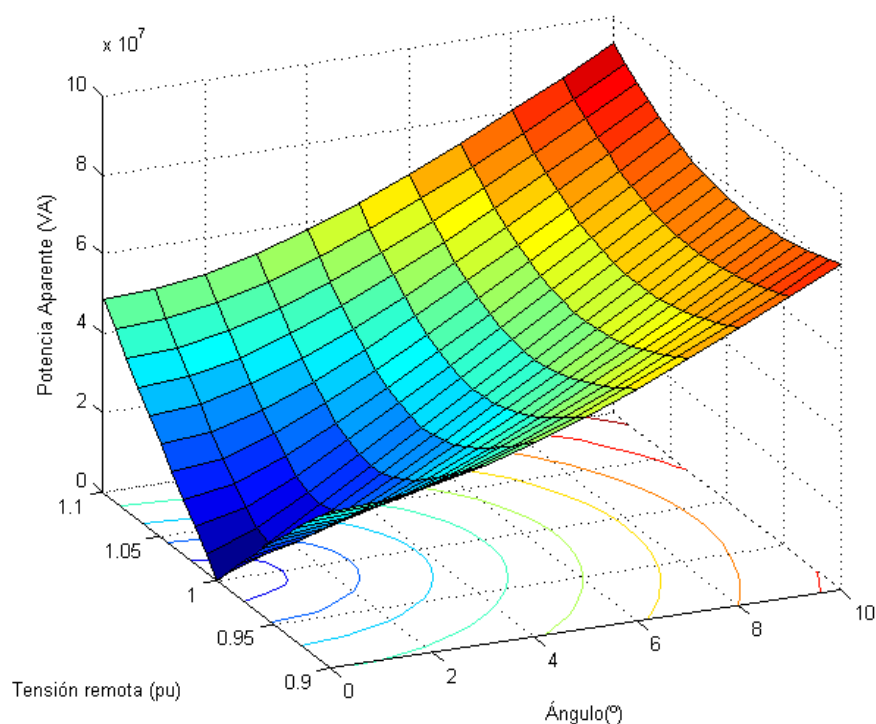


Figura 3.4.- Potencia aparente por la línea

En esta figura se muestra la máxima tensión esperada en el extremo receptor, normalmente se admiten sobretensión o subtensiones de un 10 %. La potencia aparente transmitida por una línea cuando el ángulo entre las fuentes emisor y receptor es cero coincide con la potencia reactiva, esto es, no hay intercambio de potencia activa. La diferencia entre el módulo de las tensiones emisor y receptor da lugar a un intercambio de potencia reactiva.

Así mismo, se muestra también la variación del ángulo entre las tensiones emisor y receptor y cómo afecta éste sobre la potencia aparente transmitida por la línea. La potencia aparente es muy dependiente de la variación del ángulo y como se observa en la figura, pequeñas variaciones del ángulo dan lugar a grandes variaciones de potencia aparente por la línea.

Así, tal y como se ha demostrado, la potencia activa intercambiada entre extremos de una línea, sin contar las pérdidas en el transporte, depende de los módulos de las tensiones de los nudos emisor y receptor, del ángulo entre los módulos de las tensiones y de la impedancia de la línea de transporte.

Para poder controlar el flujo de potencia aparente se ha de actuar sobre una o varias de las variables mencionadas anteriormente, es decir, variar el ángulo entre extremos, alterar el módulo de la tensión en los extremos de la línea o modificar la impedancia equivalente de la línea.

Los FACTS son dispositivos que dotan a la línea de un mayor grado de libertad al permitir modificar una o varias de las variables que influyen en el intercambio de potencia activa y reactiva a través de la misma.

3.2 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FACTS

Los dispositivos FACTS se definen como “Sistemas de corriente alterna basados en electrónica de potencia y otros elementos estáticos que permiten aumentar la controlabilidad y aumentar la potencia transferida” [14].

Los sistemas de corriente alterna flexibles o FACTS se pueden agrupar, según la tecnología del semiconductor utilizado, en los basados en la conmutación de elementos pasivos (R, L y C) y en los basados en VSC; según el tipo de conexión, en serie y/o paralelo a la red de transporte, o en función de tener o no un transformador de acoplamiento para su conexión a la red.

En este caso, y atendiendo a las necesidades de esta tesis, se ha hecho una distinción de los FACTS más habituales en función de si están basados en fuentes de tensión controladas (VSC) o en elementos pasivos conmutados.

Los FACTS de primera generación conmutan mediante interruptores estáticos o mecánicos elementos de compensación pasivos como reactancias y condensadores, con el fin de introducir en la red la compensación de potencia reactiva necesaria. Dentro de esta familia de FACTS se encuentran [15]:

- SVC (StaticVar Compensator)
- TCBR (Thyristor Controlled Breaking Resistor)
- TCR (Thyristor Controlled Reactor)
- TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)
- TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)
- TCPST (Thyristor-Controlled Phase Shifting Transformer)
- TCPAR (Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator)
- TCVL (Thyristor-Controlled Voltage Limiter)
- TCVR(Thyristor-Controlled Voltage Regulator)
- TSSR (Thyristor Switched Series Reactor)
- TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)

- TSC (Thyristor Switched Capacitor)
- TSR (Thyristor Switched Reactor)
- PST (Phase Shift Transformers)

De forma simplificada, en la Figura 3.15 se muestran los FACTS de primera generación, su conexión a la red de transporte y sobre qué términos de la ecuación de transferencia de potencia activa en una red actúan.

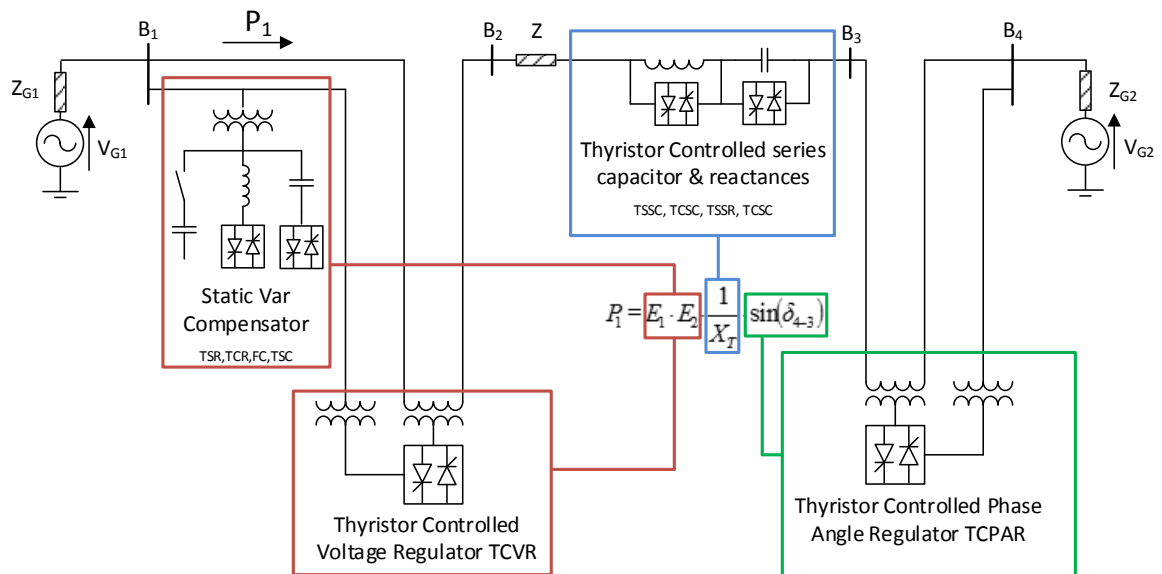


Figura 3.5.- FACTS de primera generación

Dentro de la primera generación de estos equipos destaca el SVC, utilizado para el control de tensión, siendo instalado el primer demostrador en Nebraska en 1974 por General Electric y en 1975 por Westinghouse en Minnesota. Otra de las primeras aplicaciones fue también el primer equipo de compensación serie NGH-SSR, instalado en 1984 en California [16].

Los FACTS de segunda generación están compuestos por elementos de electrónica de potencia que actúan como fuentes de tensión controladas. Los principales tipos son [15]:

- STATCOM (Static Synchronous Compensator)
- SSSC (Static Series Synchronous Compensator)
- UPFC (Unified Power Flow Controller)
- GUPFC (Generalized Unified Power Flow Controller)
- IPFC (Interline Power Flow Controller)

- HPFP (Hybrid Power Flow Controller)
- CSC (Convertible Static Compensator)

La metodología desarrollada en esta tesis se centra en los FACTS basados en VSC, por su mayor flexibilidad y por su capacidad de controlar de forma directa y continua los parámetros de la red de transporte de energía eléctrica. De esta forma, los FACTS que se van a tratar en esta tesis serán aquellos que contengan fuentes de tensión controlada como elementos de compensación.

3.3 CARACTERÍSTICAS Y PRINCIPALES ELEMENTOS DE LOS FACTS BASADOS EN VSC

El elemento más importante de los FACTS basados en VSC es la fuente de tensión controlada. Sin embargo, en la constitución del FACTS intervienen también otros elementos como el transformador de acoplamiento, elementos pasivos (inductancias y condensadores), interruptores, seccionadores, alimentaciones de servicios auxiliares, etc. A continuación, se describen los tres elementos principales que constituyen los FACTS de segunda generación: el VSC, el transformador de acoplamiento y los elementos pasivos.

3.3.1 VSC - VOLTAGE SOURCE CONVERTER

El VSC, o fuente de tensión controlada, constituye el elemento principal de los FACTS de segunda generación. Este elemento está compuesto por semiconductores controlados, un bus de tensión de corriente continua, equipos auxiliares de precarga, alimentación auxiliar y equipos de control y medida. El VSC se encarga de proporcionar una tensión alterna a la salida conmutando de forma controlada los semiconductores. Al modo en el que produce la conmutación de cada uno de los semiconductores que componen el VSC se le denomina modulación.

Existen diferentes topologías de VSC, a modo de ejemplo, en la Figura 3.6 se muestra el esquema de un VSC trifásico bi-nivel, que es una de las topologías más comunes.

El tiempo de disparo y conmutación a menudo se expresa en radianes, siendo 2π radianes el equivalente a la duración de un ciclo de la tensión de red. En la Figura 3.7 se muestra el tiempo (o ángulo) durante el cual el semiconductor Q_i está conduciendo.

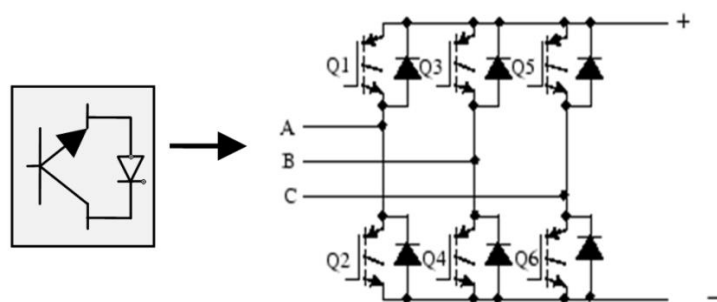


Figura 3.6.- Representación y estructura de un inversor bi-nivel

La conmutación sincronizada de cada uno de los semiconductores permite obtener una onda de tensión alterna a la salida del convertidor. Al número de valores de tensión que puede adoptar la salida en tensión de un inversor se le denominan niveles. Así un equipo de electrónica de potencia puede ser bi-nivel (dos valores de tensión), tri-nivel (tres valores de tensión), etc.

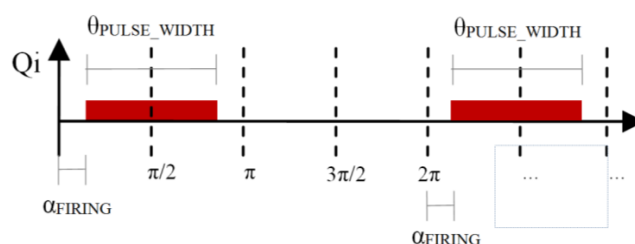


Figura 3.7.- Periodo de conducción de los semiconductores

En ocasiones, los convertidores se acoplan mediante transformadores especiales. La configuración en serie de inversores permite aumentar el nivel de tensión máximo que se obtiene en la salida. Por su parte, la combinación de inversores en paralelo permite alcanzar niveles de corriente mayores. En ambos casos, el objetivo final es aumentar la potencia total del FACTS, ya que la potencia del VSC está limitada por las características eléctricas de los semiconductores, tanto en corriente como en tensión.

En la Figura 3.8 se muestra un esquema tipo para el acoplamiento y control de dos inversores bi-nivel acoplados mediante dos transformadores, uno de ellos en estrella y otro en triángulo de manera que la tensión de salida de la fase "A" del equipo, es la suma de las tensiones del devanado "A" de ambos secundarios. En cada uno de los devanados la tensión aplicada es distinta, siendo en un caso la tensión simple y en otro la tensión compuesta.

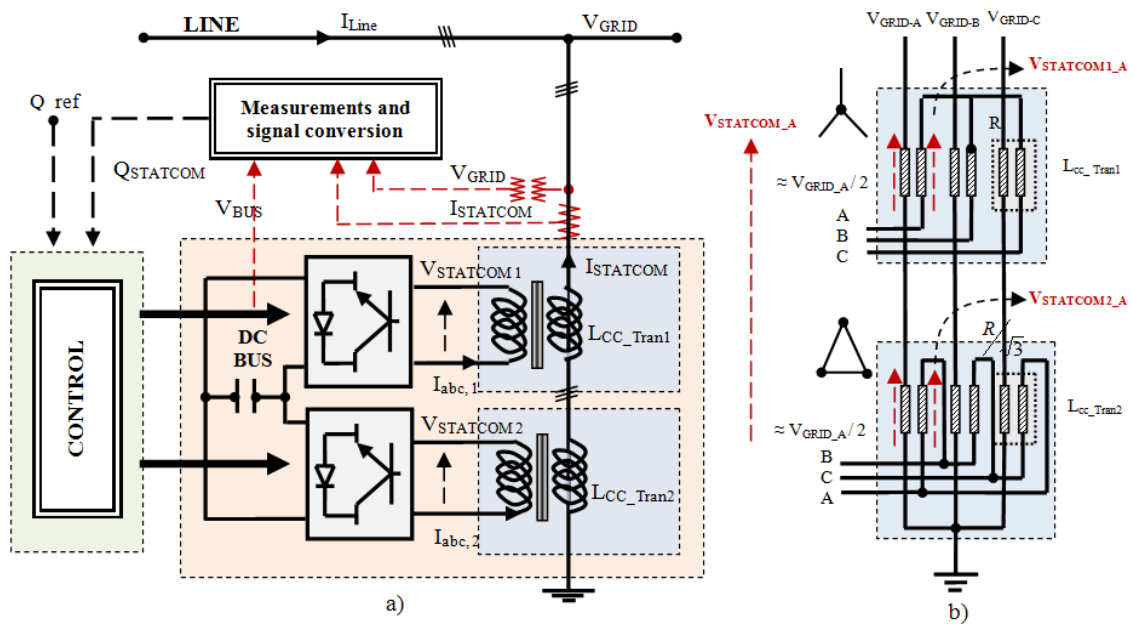


Figura 3.8.- Conexión de convertidores VSC mediante transformadores de acoplamiento

En la Figura 3.9 se muestra la combinación de la tensión proporcionada por los dos inversores bi-nivel mostrados anteriormente y la tensión de salida resultante, que da lugar a un mayor valor de tensión y una mejor respuesta armónica.

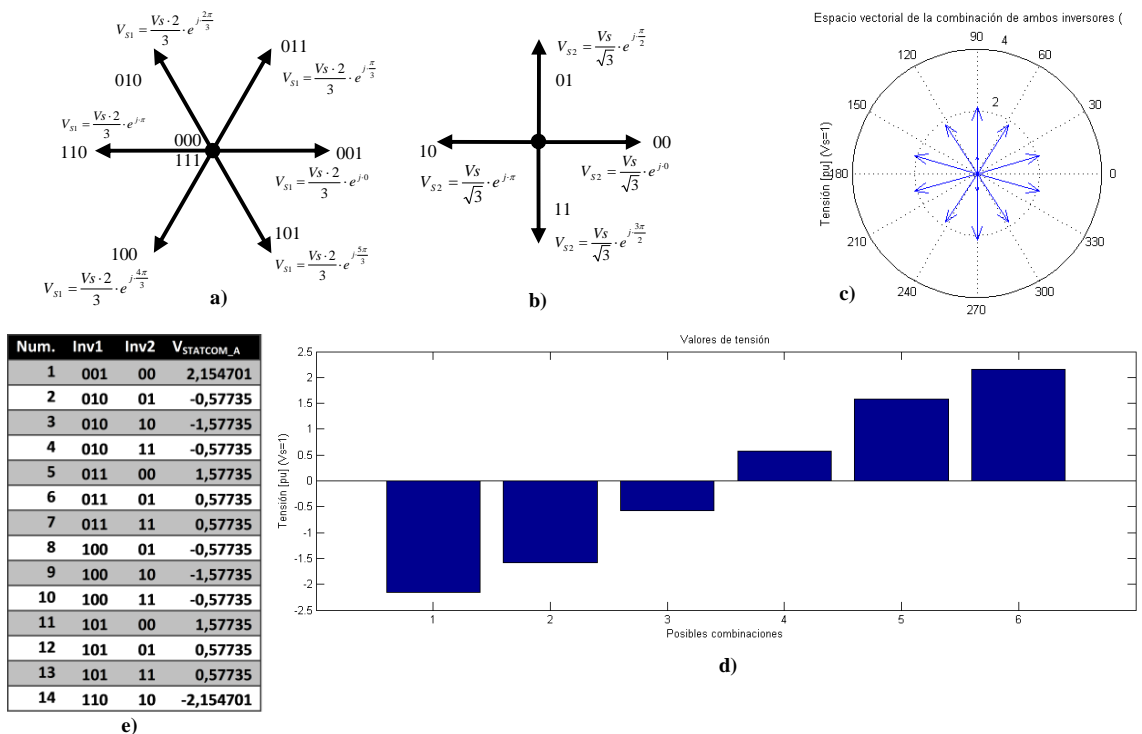


Figura 3.9.- Representación vectorial de la tensión compuesta, la tensión de fase y la suma de ambas tensiones

En la Figura 3.9a se tienen los valores de tensión que puede adoptar el primer inversor y en la Figura 3.9b se han representado los vectores de tensión de salida del segundo de los inversores. La proyección sobre el eje de abscisas de los vectores que se ven en la Figura 3.9a y Figura 3.9b da lugar a los niveles de tensión que se pueden obtener de la combinación de ambos inversores. La combinación de ambos espacios vectoriales daría lugar a la Figura 3.9c. El control de la tensión de salida del inversor permite recrear la tensión alterna que se muestra en la Figura 3.9d.

3.3.2 TRANSFORMADOR DE ACOPLAMIENTO

El VSC se encarga de generar una tensión AC pero esta tensión se tiene que imponer en serie / paralelo en la línea para que interactúe con la red de transporte. En muchas de las aplicaciones es necesario incorporar un elemento intermedio que adecúe la tensión o intensidad proporcionados por el VSC a los valores de la red de transporte. Este elemento es generalmente un transformador de acoplamiento.

En la Figura 3.10 se muestra la conexión de un transformador serie y otro paralelo. Cada uno de los transformadores con dos secundarios, estrella y triángulo, para la conexión de dos VSC. El hecho de incorporar múltiples secundarios en los transformadores de acoplamiento permite acoplar las tensiones de salida de los convertidores y aumentar el módulo, como se ha explicado en el apartado anterior.

La configuración del transformador, relación de espiras, curva de saturación, inducción nominal, entrehierro, número de secundarios y primarios, impedancia de cortocircuito, corriente de cortocircuito máxima, tensión de aislamiento del devanado primario y secundario, etc., son parámetros de diseño que en ocasiones vendrán establecidos por el FACTS y, en otras, vendrán determinados por las características de la red donde se conecten.

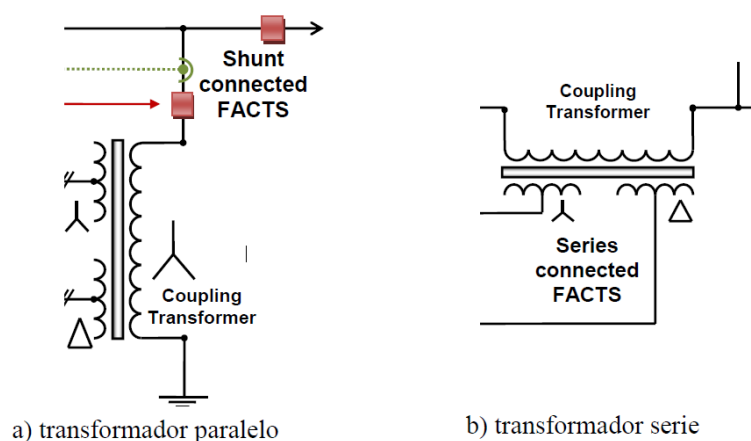


Figura 3.10.- Transformador paralelo y serie para la conexión de FACTS

De entre los parámetros mencionados anteriormente, la impedancia de cortocircuito del transformador es un parámetro que tiene relevancia tanto en conexiones serie del transformador como en conexiones en paralelo. Debido a esta reactancia, el transformador consume cierta potencia reactiva y a su vez aporta parte de la tensión compensada (inductiva). Esta compensación de reactiva del transformador de acoplamiento hay que tenerla en cuenta a la hora de dimensionar el FACTS, ya que puede ser significativa y afectar al dimensionamiento final del equipo de electrónica de potencia.

3.3.3 ELEMENTOS PASIVOS

Algunas configuraciones de FACTS utilizan elementos de acoplamiento para la conexión de los distintos inversores y realizar, en parte, un filtrado y eliminación armónica de la tensión impuesta en el secundario del transformador de acoplamiento.

El dimensionamiento de estos elementos de acoplamiento viene determinado, entre otros aspectos, por la tensión proporcionada por el VSC, por la corriente nominal del equipo y por las restricciones de planificación de la red donde se conecta el FACTS, como pueden ser: corrientes de cortocircuito máximas admisibles, niveles de aislamiento, etc.

En la Figura 3.11 se muestra un ejemplo en el cuál se utilizan una serie de elementos para el acoplamiento de 2 inversores con un bus de corriente continua común. Estos elementos se encargan de acoplar dos a dos los inversores y pueden ser reactancias que se conectan en serie o transformadores especiales del tipo IPT (InterPhase Transformer) o ZSBT (Zero Sequence Blocking Transformer), dependiendo de las necesidades.

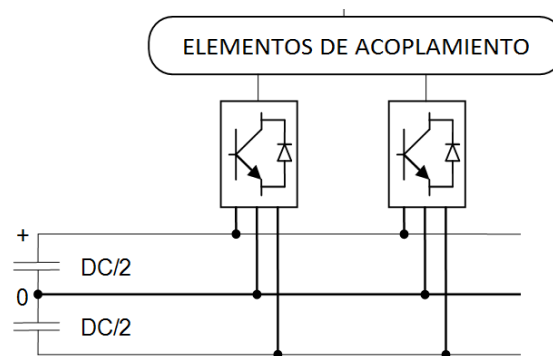


Figura 3.11.- Elementos de acoplamiento para el acoplamiento de 2 inversores

El hecho de utilizar IPTs permite acoplar en paralelo los convertidores y hacer un reparto natural de las corrientes por cada uno de los convertidores. Sin embargo, usar reactancias normales implicaría tener que hacer un control de corriente en cada convertidor para que el reparto fuera el adecuado. Por otro lado, los ZSBT son transformadores que presentan una alta impedancia a la tensión de secuencia homopolar.

En ocasiones es necesario recurrir al acoplamiento de los inversores para alcanzar los niveles deseados de dimensionamiento del FACTS, el acoplamiento se puede llevar a cabo mediante transformadores cuya potencia puede llegar a alcanzar la mitad de la potencia nominal del FACTS. Un ejemplo de ello es el incluido en la referencia [17] y presentado en la Figura 3.12, donde se muestra el caso del acoplamiento de los inversores del CSC instalado en la subestación de Marcy, en Estados Unidos. En esta instalación, los bloques INV1 e INV2, son semejantes entre sí y cada uno contiene 4 inversores, lo que supone, en total 8 fuentes de tensión (V1 a V8) que pueden compartir el bus de corriente continua a través del SWDC1. El transformador T1 permite acoplar los inversores V3 y V4 a V1 y V2. Lo mismo ocurre para el bloque INV2, donde los inversores V7 y V8 se acoplan mediante T2 a la salida final del equipo en serie con V5 y V6.

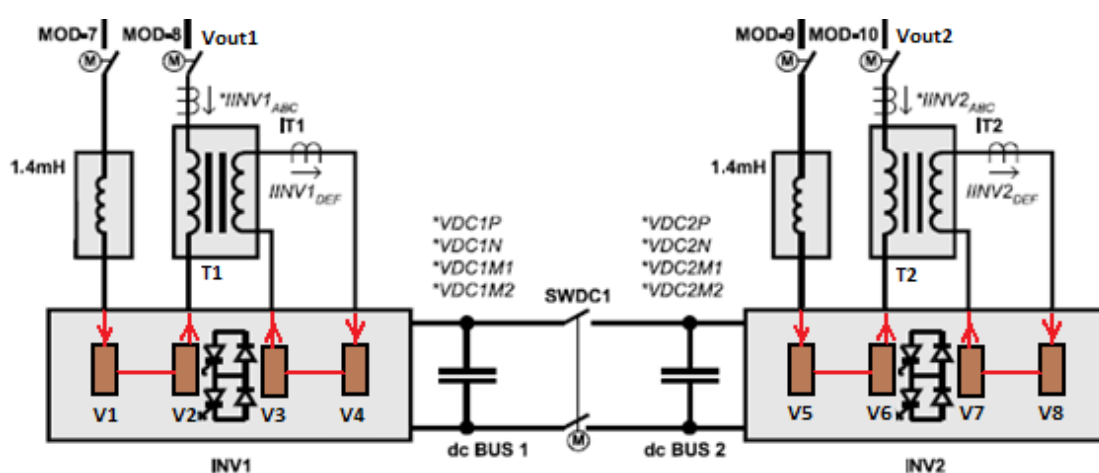


Figura 3.12.- Acoplamiento magnético de inversores contenidos en INV1 e INV2 mediante los transformadores serie T1 y T2

Los inversores V3 y V4, contenidos en INV1, se acoplan entre sí en el secundario del transformador de acoplamiento T1. La tensión de salida de V3-V4 se inyecta en serie en el circuito formado por V1-V2 y entre los cuatro inversores crean la tensión de salida Vout1. En este caso, se ha introducido un transformador para sumar las tensiones de V1-V2 con V3-V4 y así tener el doble de tensión en la salida. El mismo procedimiento se aplica para obtener la tensión de salida Vout2.

La intensidad que circula por V1 es igual a la de V2, y por estar unidos ambos sistemas por un transformador serie de relación de espiras la unidad, la intensidad por el primario del transformador es igual a la del secundario. Consecuentemente, la intensidad por cada uno de los 4 inversores V1, V2, V3 y V4 es de igual magnitud.

3.4 TIPOS DE FACTS BASADOS EN VSC

Una vez que se han introducido los principales elementos que componen un FACTS, el siguiente paso es definir las configuraciones de FACTS tipo VSC más habituales como son el STATCOM, el SSSC, el UPFC y el IPFC.

3.4.1 STATCOM

El STATCOM es una fuente de potencia reactiva que se conecta en paralelo en un nudo de la red de transporte e intercambia potencia reactiva con el sistema eléctrico. En la Figura 3.13 se muestra el ejemplo de una línea de transporte, con un STATCOM conectado en el punto medio.

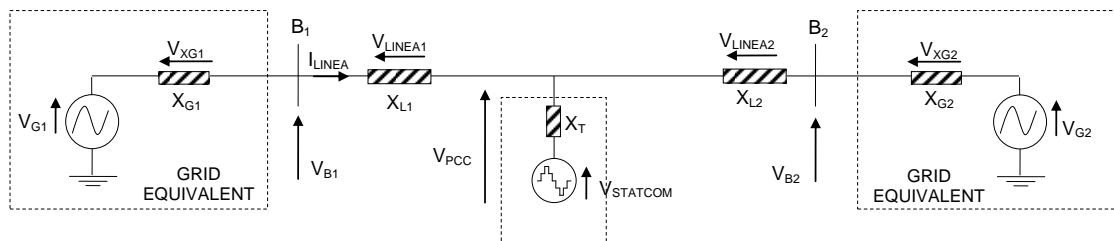


Figura 3.13.- Escenario del STATCOM en redes de transporte

El STATCOM se conecta a la red mediante un transformador de acoplamiento que, a su vez, hace las veces de impedancia de acoplamiento para el intercambio de potencia reactiva con la red. En la Figura 3.14 se puede ver un ejemplo típico de un STATCOM compuesto por un transformador de acoplamiento, el inversor AC/DC y el bus de corriente continua [18].

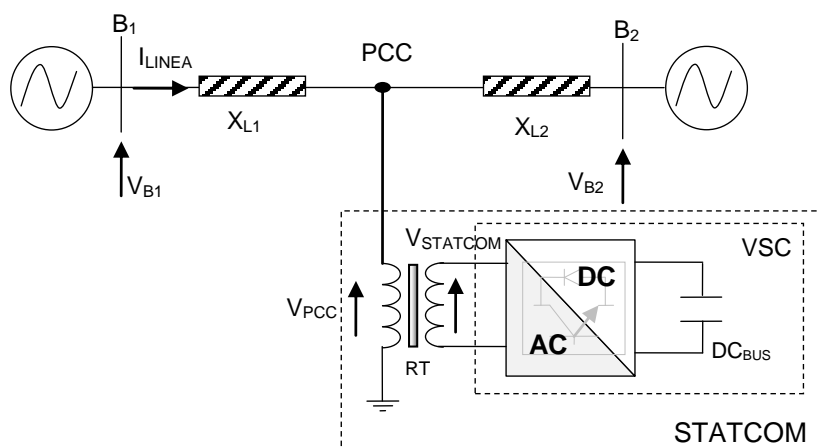


Figura 3.14.- Esquema básico de los elementos de un STATCOM

Las tensiones en el punto de conexión y a la salida del VSC se encuentran en fase, de modo que la diferencia de módulo de las tensiones da lugar a una intensidad 90 grados retrasada o adelantada respecto de la tensión de red a través de la reactancia de fugas del transformador. De esta forma, esta variación de tensión y la corriente asociada, da lugar a un intercambio de potencia reactiva entre la red y el convertidor.

El convertidor se encarga de imponer a la salida del STATCOM una tensión alterna controlada. En función del ángulo de disparo de la electrónica de potencia, la potencia intercambiada con el sistema varía de un valor máximo inductivo a un valor máximo capacitivo. La tensión impuesta se sincroniza en fase con la tensión de red, de manera que la diferencia entre el módulo de la tensión del STATCOM y el punto de conexión con la red determinan el intercambio de potencia reactiva tal y como se indica en la ecuación (3.9) para el intercambio de potencia reactiva en una línea.

A modo de ejemplo, en la Figura 3.15 se muestra el intercambio de potencia del STATCOM con la red en el PCC, donde,

- V_G es la tensión de la red de transporte
- $V_{STATCOM}$ es la componente fundamental de la tensión impuesta por el VSC del STATCOM
- X_{CC} es la impedancia de cortocircuito en el nudo de conexión
- X_T es la impedancia del transformador de acoplamiento
- $I_{STATCOM}$ es la intensidad que intercambia el STATCOM

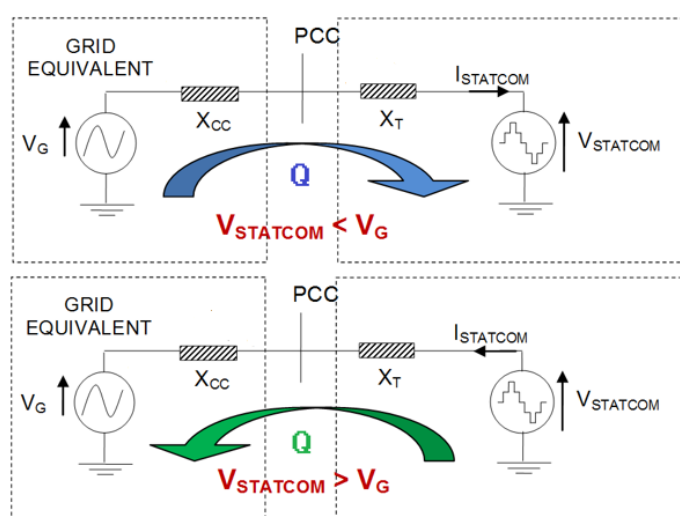


Figura 3.15.- Intercambio de potencia reactiva del STATCOM

La potencia intercambiada por el STATCOM está limitada por la máxima intensidad capaz de conducir la electrónica de potencia del VSC aguas abajo. Así, en la Figura 3.16 se muestra el comportamiento del STATCOM en función de la tensión de salida y de la tensión de red en el punto de conexión. El área de funcionamiento del STATCOM está definida entre un valor máximo y mínimo de corriente.

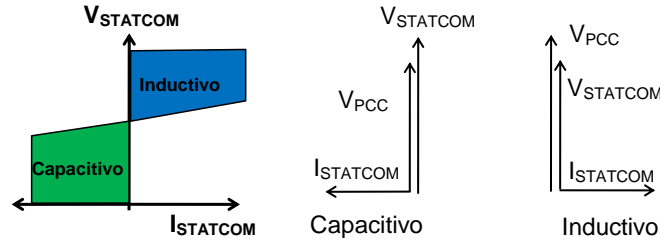


Figura 3.16.- Intercambio de potencia capacitiva e inductiva. Diagrama vectorial.

Partiendo de la ecuación (3.9) de intercambio de potencia reactiva en una línea eléctrica se obtienen las ecuaciones para el intercambio de potencia reactiva entre un STATCOM y el punto de conexión.

$$Q_{STATCOM} = \frac{V_{STATCOM}^2 - V_{STATCOM} \cdot V_{PCC} \cdot \cos(\delta_{STATCOM} - \delta_{PCC})}{X_T} \Big|_{(\delta_{STATCOM} - \delta_{PCC})=0} \quad (3.12)$$

Donde,

- $Q_{STATCOM}$ es la potencia inyectada por el STATCOM en el PCC.
- V_{PCC} es el valor de la tensión en el PCC.

Como se muestra en la Figura 3.16, la tensión impuesta por el STATCOM y la tensión del punto de conexión están prácticamente en fase. Lo que hace que el término asociado al coseno entre los ángulos sea prácticamente la unidad. Así, la ecuación del intercambio de potencia reactiva de un STATCOM se define como:

$$Q_{STATCOM} = \frac{V_{STATCOM}^2 - V_{STATCOM} \cdot V_{PCC}}{X_T} = \frac{V_{STATCOM}}{X_T} \cdot (V_{STATCOM} - V_{PCC}) \quad (3.13)$$

Mediante el intercambio de potencia reactiva, el STATCOM modifica el perfil de tensiones del punto de la red al que se conecta y, por tanto, la potencia activa intercambiada entre los extremos de la línea eléctrica a la que se conecta.

En función de las características de la red y del dimensionamiento del STATCOM, éste se puede utilizar para:

- el control de potencia activa transportada por una línea.

- la compensación dinámica de potencia reactiva en la red, tanto inductiva como capacitiva.
- el control del módulo de la tensión.
- mejora de aspectos de calidad de suministro, como por ejemplo, la reducción de la tasa de distorsión armónica de tensiones y/o corrientes.
- el intercambio de potencia activa con la red, para ello, es necesario equipar al STATCOM con elementos para el almacenamiento de energía.

Otro de los aspectos a tener en cuenta sobre el STATCOM es su reducido tamaño, en comparación con otros equipos de compensación dinámicos mediante elementos pasivos, de manera que el STATCOM precisa de menos espacio en la subestación, para una misma potencia compensada. A modo de ejemplo, en la Figura 3.17 se muestra la comparación de espacio necesario para la instalación de un STATCOM y un SVC de iguales características [19].

El espacio disponible en la subestación es un factor a tener en cuenta a la hora de elegir una solución de compensación de reactiva. En general, el instalar un equipo de compensación de reactiva requerirá la ampliación de la subestación, si bien el objetivo ha de ser encontrar una solución de compromiso en la que se cumpla con las necesidades de regulación y el espacio/coste de implantar el equipo sea asumible.

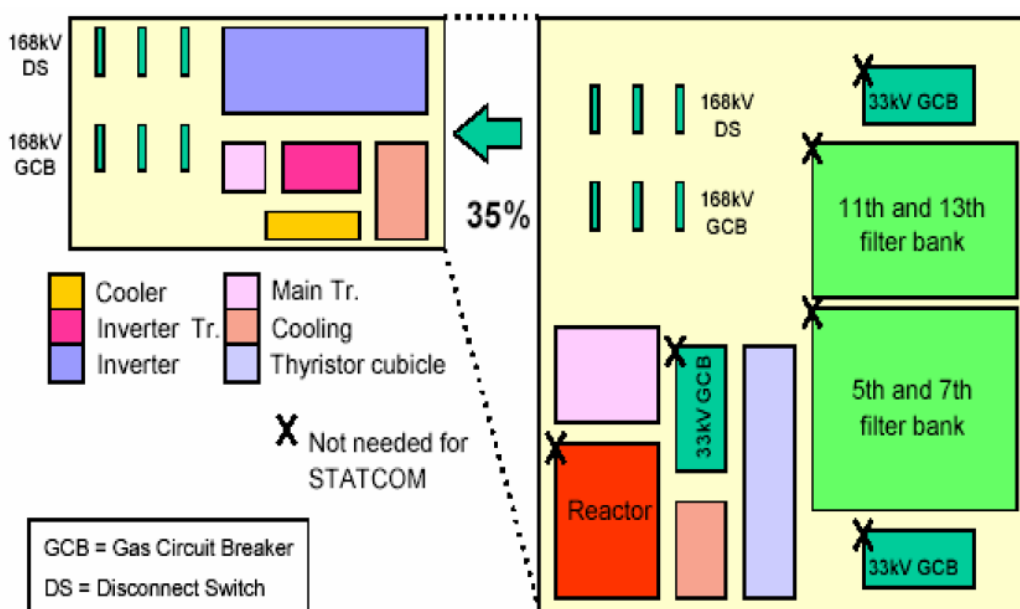


Figura 3.17.- Distribución comparativa de un SVC y un STATCOM

3.4.2 SSSC

El SSSC es un equipo de compensación de potencia reactiva que se conecta en serie en la línea de transporte de energía eléctrica. La electrónica de potencia actúa como una fuente de tensión que inyecta en serie en la línea una tensión 90° retrasada o adelantada respecto de la intensidad de línea. De esta forma, el SSSC se comporta como una impedancia variable en serie (inductiva o capacitiva) cuando se varía la tensión compensada.

En la Figura 3.18 se muestra, de forma simplificada, una línea eléctrica en la que se ha conectado un SSSC en su extremo emisor [18].

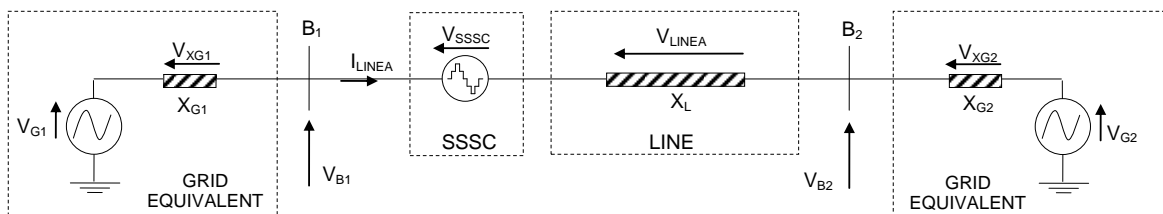


Figura 3.18.- Equivalente de la red eléctrica con un SSSC

El SSSC está compuesto por una fuente de tensión controlada, un bus de continua y un transformador de acoplamiento. En la Figura 3.19 se muestran estos dos elementos y como se integran en la red de transporte.

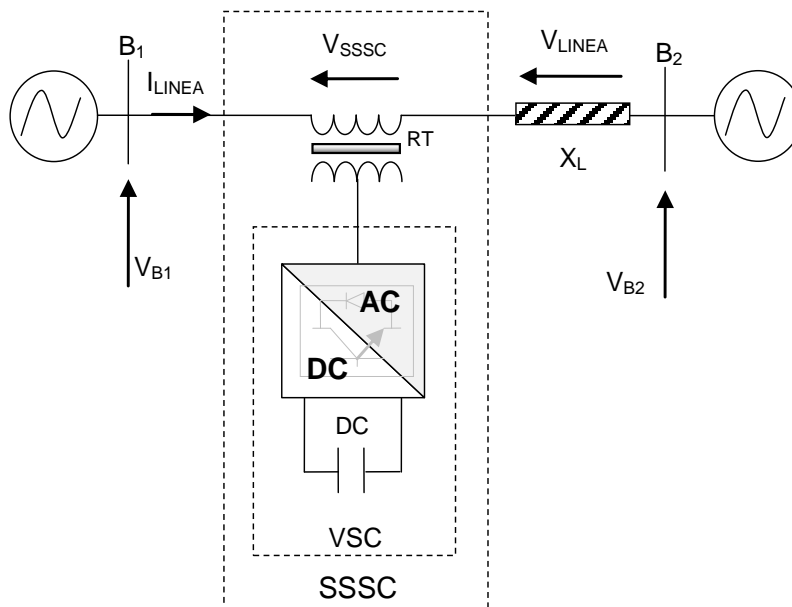


Figura 3.19.- Elementos del SSSC

El efecto del SSSC es el de modificar la impedancia total entre dos nudos del sistema eléctrico de potencia. Así, en la Figura 3.19 la impedancia total entre los buses B_1 y B_2

está constituida por la impedancia de la línea más la impedancia impuesta por el SSSC (capacitiva o inductiva), reduciendo o aumentando la reactancia total con respecto a la de la línea individual. El único intercambio de potencia activa con la red de transporte es el correspondiente a las pérdidas y al intercambio durante la carga y descarga del bus DC.

En la Figura 3.20 se muestra el diagrama vectorial de la influencia de la impedancia impuesta por el SSSC en la línea cuando éste se conecta en uno de sus extremos, donde,

- V_1 y V_2 representan las tensiones de los buses B_1 y B_2
- V_{LIN_EQ} es la caída de tensión en la línea
- V_{SSSC} es la tensión impuesta en serie por el SSSC
- X_{EQ} es la reactancia total equivalente, es decir, la suma de las reactancias de línea (X_L) y del SSSC (Z_{SSSC})

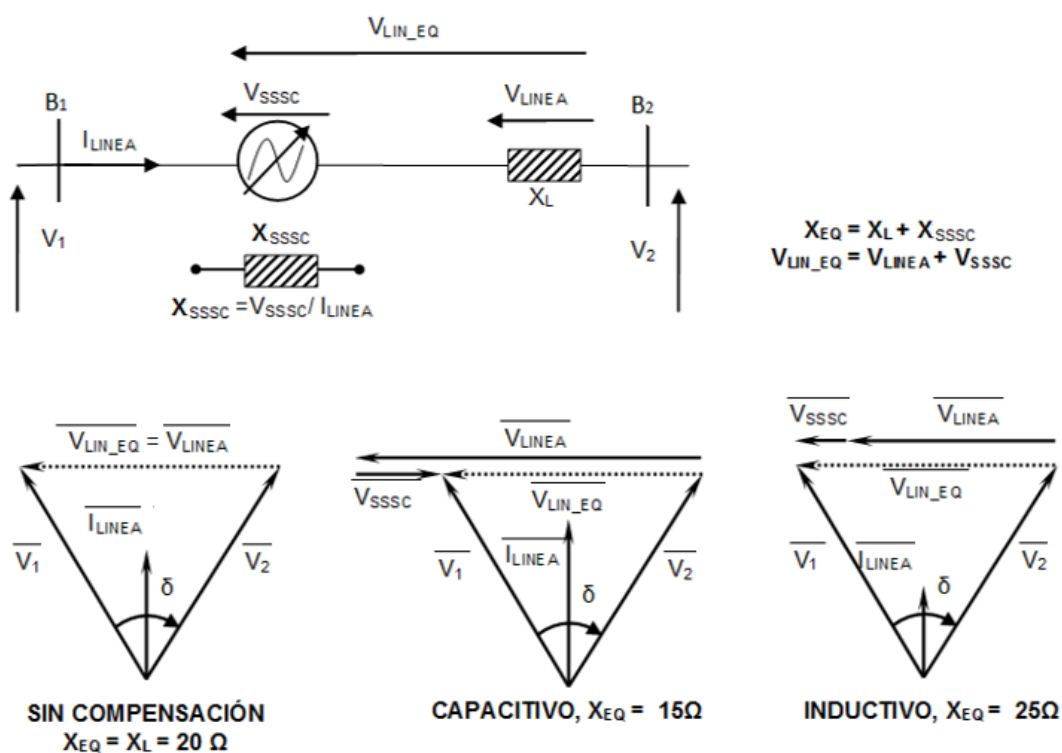


Figura 3.20.- Diagrama vectorial de la influencia del SSSC en modo capacitivo e inductivo

En el ejemplo mostrado, la línea tiene una impedancia de 20Ω y la impedancia equivalente impuesta por el SSSC en la línea es de $\pm 5 \Omega$. El ángulo entre las tensiones permanece constante y al variar la impedancia en serie en la línea, la carga o intensidad que circula por esta disminuye o aumenta.

Es importante destacar que la impedancia que es capaz de imponer el SSSC no es una característica del equipo, sino que es una magnitud que puede variar en función de la intensidad que en cada momento circule por la línea. Así, la impedancia que es capaz de imponer el SSSC está determinada por:

- la máxima intensidad que puede pasar por el SSSC, que a su vez, está determinada por la intensidad para la que se dimensiona el equipo de electrónica de potencia aguas abajo del transformador de acoplamiento
- la intensidad que circula por la línea donde está ubicado el SSSC
- la tensión máxima que puede imponer el SSSC

Así, cuanto menor es la intensidad de línea, como la tensión serie introducida se mantiene prácticamente invariable, la impedancia total impuesta por el equipo aumenta.

A modo de ejemplo, en la Figura 3.21 se muestra la curva característica de la impedancia impuesta por un SSSC en función de la intensidad de línea.

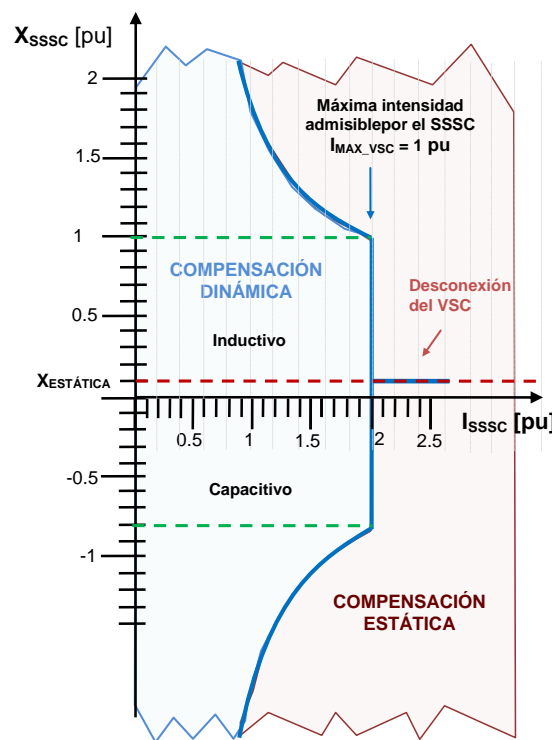


Figura 3.21.- Curva característica de impedancia impuesta por el SSSC en función de la intensidad de línea

Se puede observar cómo se ha añadido un desplazamiento positivo a la curva de trazo azul que delimita la operación del SSSC. Este desplazamiento, se debe a la reactancia inductiva del transformador de acoplamiento que proporciona al SSSC una característica ligeramente más inductiva.

La electrónica de potencia del SSSC es muy sensible a la corriente. Cuando la intensidad de línea alcanza la máxima intensidad admisible por el SSSC, la electrónica de potencia, por seguridad, se desconecta. De este modo, a partir de 1 pu de corriente, o del valor para el cuál se haya dimensionado el VSC, la reactancia serie total impuesta pasa a ser únicamente la del transformador de acoplamiento. En esta situación también debe proporcionarse un camino alternativo a la corriente en el secundario del transformador serie.

Desde el punto de vista de su aplicación, el SSSC puede tener diferentes funcionalidades:

- Se puede utilizar como equipo de compensación serie, bien sea en su modo inductivo o capacitivo, bajo una consigna de compensación de potencia reactiva. Su equivalente clásico sería la introducción de reactancias y condensadores en serie en la línea de una potencia nominal determinada.
- Se puede utilizar para regular el flujo de potencia activa por las líneas, permitiendo un aprovechamiento óptimo de los activos de red existentes. En este caso, el SSSC se regula bajo una consigna de potencia, siendo ésta en todo momento el objetivo de regulación.
- Se puede utilizar para limitar la sobrecarga de las líneas. En este caso, el SSSC opera bajo una consigna de máxima potencia admisible en la línea. Cuando la potencia se encuentra por debajo del nivel objetivo el SSSC permanece en espera, y cuando ésta supera el valor de potencia aparente ajustado, el SSSC introducirá la impedancia inductiva equivalente para mantenerla en el nivel de potencia objetivo.
- Por último, se puede utilizar para controlar ciertos estados transitorios en la red de transporte, como limitar las corrientes de cortocircuito o amortiguar las oscilaciones de potencia. Esto evita la actuación intempestiva de equipos de protección y facilita la apertura de los interruptores, minimizando su deterioro y evitando su sustitución por otros con mayor poder de corte.

3.4.3 UPFC

El UPFC consiste en un FACTS serie-paralelo, esto es, se conecta mediante dos transformadores independientes dispuestos en serie y en paralelo con la línea, respectivamente. Se puede decir que se trata de un STATCOM (equipo paralelo) y un SSSC (equipo serie) que comparten un mismo bus de corriente continua.

Para analizar el principio de funcionamiento de este equipo, se puede considerar el UPFC como dos equipos independientes cuya configuración mediante un bus de corriente continua común le permite una mayor flexibilidad en la gestión de la potencia activa, como se muestra en la Figura 3.22 [20].

Analizando la parte paralela del UPFC, ésta se puede asemejar a un STATCOM. Desde el punto de vista del intercambio de potencias que se ponen en juego, el STATCOM se puede comportar absorbiendo o entregando potencia reactiva. Sin embargo, el consumo o entrega de potencia activa está íntimamente ligado al nivel de tensión del bus de corriente continua, despreciando el consumo de potencia activa debido a las pérdidas. La carga o descarga del valor de tensión del bus de corriente continua supone un intercambio de potencia activa entre la parte STATCOM del UPFC y la red.

A su vez, desde el punto de vista de las potencias puestas en juego, el SSSC inyecta o absorbe una potencia reactiva en serie en la línea como si de un condensador serie o reactancia serie se tratase.

El aumento de la tensión del bus de corriente continua, supone un consumo de potencia activa de la red. Esto es, para cargar el bus de corriente continua a la tensión nominal es necesario absorber potencia activa de la red, y por el contrario, para descargar el bus de corriente continua se entrega potencia activa a la red.

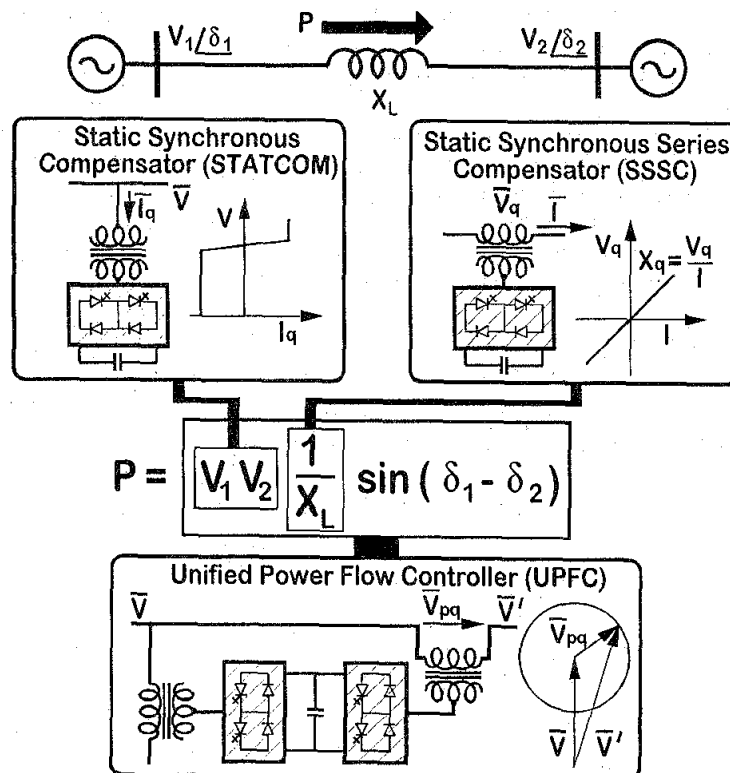


Figura 3.22.- Esquema de un UPFC como combinación del SSSC y el STATCOM

Sin embargo, cuando se habla del UPFC, la funcionalidad típica del VSC serie es el control del flujo de potencia, mientras que el VSC en paralelo se encarga de la regulación de tensión del bus de corriente continua y del control de tensión en el nudo de conexión.

Adicionalmente, a diferencia del STATCOM o el SSSC, en el UPFC se puede dar un intercambio de potencia activa entre ambos VSC. El SSSC opera siguiendo unas consignas de potencia activa y reactiva a inyectar en serie en la línea. La entrega de potencia activa por el transformador serie conllevaría un decremento del nivel de tensión del bus de corriente continua, sin embargo, la rama paralela del UPFC se encarga de controlar el nivel de tensión del bus de continua, con lo que éste se encargaría de consumir la potencia activa oportuna del nudo de conexión paralelo para suplir la demanda de potencia activa y regular el bus de corriente continua.

Por otro lado, a diferencia del STATCOM o SSSC, cuya influencia sobre la potencia activa o reactiva en una línea de transporte en una situación determinada de demanda se puede representar mediante un vector, en el caso de equipos multi-convertidor como es el UPFC, la influencia del mismo se puede representar como un área. Así, en la Figura 3.23, se muestran los diagramas vectoriales relativos a la operación de la rama paralela y serie del UPFC [21].

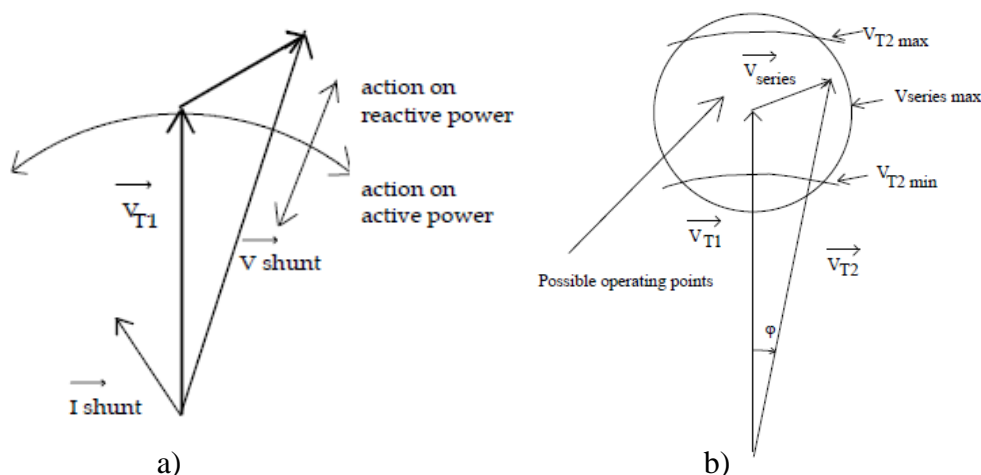


Figura 3.23.- Diagramas vectoriales del UPFC. a) Influencia del VSC paralelo, b) Influencia del VSC serie

El mayor o menor ángulo ϕ (en la Figura 3.23 b) es consecuencia de la influencia de la rama serie, mientras que V_{T2MAX} y V_{T2MIN} son los límites de compensación relativos a la rama paralela. Así, el área total de influencia del UPFC está limitada por las curvas V_{T2MAX} , V_{T2MIN} y por la circunferencia V_{SERIES_MAX} .

Desde el punto de vista de sus aplicaciones, el UPFC tiene tanto las funcionalidades anteriormente comentadas del STATCOM como las del SSSC. Además de utilizarse para el control de potencia activa y reactiva en la red, amortiguación de oscilaciones de potencia y limitar las corrientes cortocircuito, el UPFC permite hacer un intercambio de potencia activa con la línea de transporte.

Una variante del UPFC es el GUPFC que dispone de un VSC adicional que se conecta mediante un segundo transformador serie con la línea de transporte (como si de otro SSSC se tratase), tal y como se muestra en la Figura 3.24.

En este caso, el convertidor conectado en paralelo en la red de transporte se encarga de realizar el control de tensión en el nudo y de controlar la tensión del bus de corriente continua. Ambos equipos serie se comportan como si de dos SSSC se tratase, imponiendo una impedancia equivalente en serie en la línea. Pero además, por el hecho de estar los dos equipos serie compartiendo un mismo bus de continua, pueden intercambiar potencia activa de una línea a otra [22]. En definitiva el GUPFC es un UPFC con un mayor grado de control sobre el flujo de potencia de las líneas que concurren a una misma subestación.

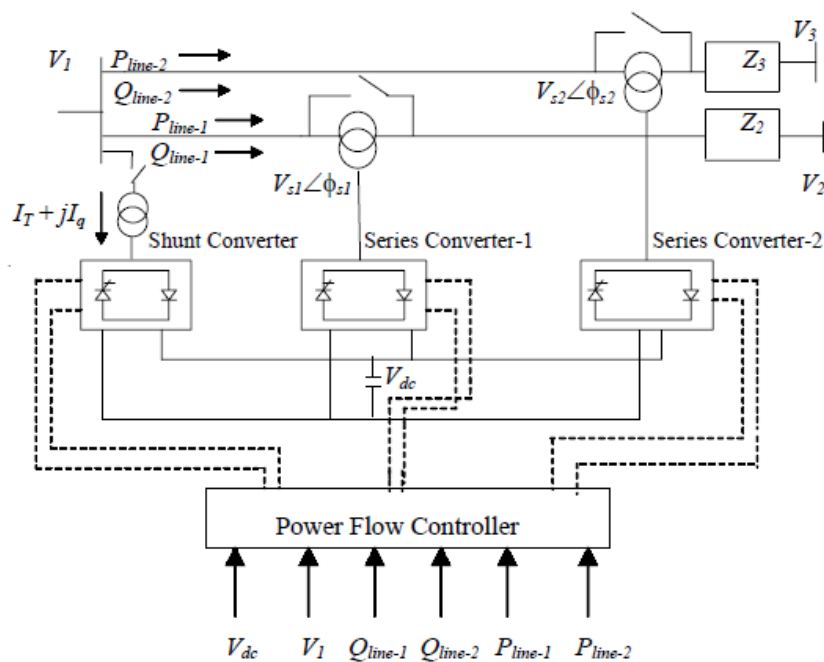


Figura 3.24.- Esquema unifilar del GUPFC.

3.4.4 IPFC

El IPFC es un equipo mixto compuesto por dos FACTS serie que se conectan en dos líneas que comparten un extremo común, como se muestra en la Figura 3.25. Estos equipos son individualmente dos SSSC, en los que el VSC se conecta al secundario del transformador serie y el primario de éste en serie con la línea de transporte. Los dos equipos comparten un mismo bus de corriente continua, como en el caso del UPFC, lo que aporta un grado de libertad adicional respecto de dos SSSC individuales y les permite hacer un intercambio de potencia activa entre una línea y otra.

El control de potencia reactiva se realiza controlando que la tensión impuesta esté en cuadratura con la intensidad de línea. Por su parte, el intercambio de potencia activa se

realiza desfasando el vector de la tensión ligeramente en adelante o en retraso respecto de la corriente. Un desequilibrio entre la potencia activa absorbida y entregada supone un desequilibrio en el bus de corriente continua.

Durante la operación del equipo, uno de los equipos serie actúa como maestro, operando bajo unas consignas de potencia activa y reactiva en la línea, mientras que el otro se encarga de controlar la potencia reactiva inyectada en la línea y regular la tensión del bus de corriente continua.

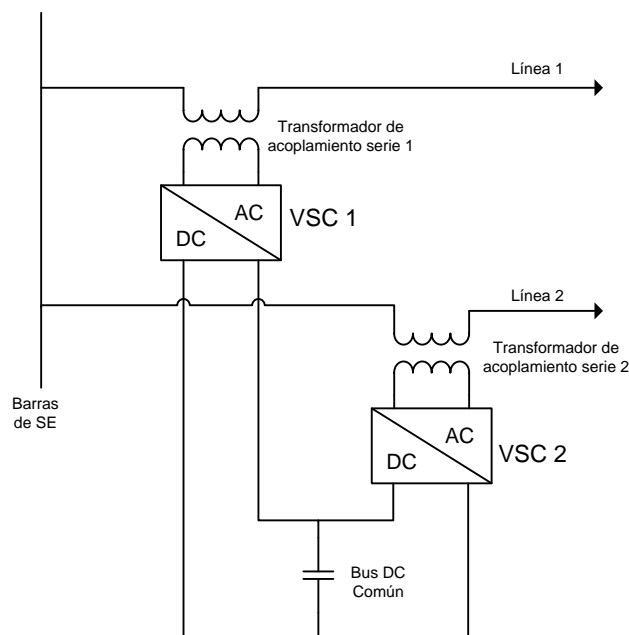


Figura 3.25.- Esquema unifilar del IPFC

En la Figura 3.26 se muestra el circuito equivalente y el diagrama vectorial del IPFC. Donde,

- V_{1PQ} y V_{2PQ} es la tensión impuesta en serie en la línea 1 y la línea 2, respectivamente
- V_{1S} y V_{2S} es la tensión del bus común entre los dos VSC serie
- V_{1r} y V_{2r} son las tensiones receptoras correspondientes a la línea 1 y la línea 2, respectivamente
- R_1 y R_2 son las resistencias de las líneas 1 y 2, respectivamente
- L_1 y L_2 son las inductancias de las líneas 1 y 2, respectivamente
- P_{ex} es la potencia intercambia entre los dos VSC

- P_{1r} y P_{2r} son las potencias activas entregadas a los nudos receptores 1 y 2
- Q_{1r} y Q_{2r} son las potencias reactivas entregadas a los nudos receptores 1 y 2

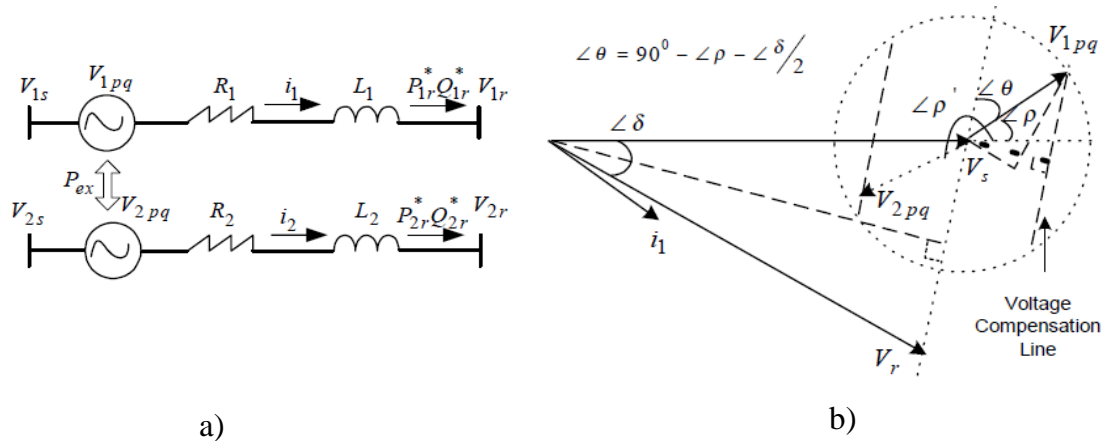


Figura 3.26.- Circuito equivalente (a) y diagrama vectorial del IPFC (b)

Las tensiones V_{1PQ} y V_{2PQ} parten sobre el vector de tensiones V_s . Estas tensiones se pueden descomponer en una tensión en fase con la corriente de línea y otra a 90° . La circunferencia con centro en V_s representa el área de tensiones posibles a imponer por el IPFC.

Las funcionalidades del IPFC son las mismas que las del SSSC, con la singularidad de que en este caso se puede hacer un control de la potencia activa entregada o absorbida en la línea por el FACTS.

Finalmente, existe otro tipo de FACTS híbrido denominado HPFC. En la Figura 3.27 se muestra un esquema de la conexión de la electrónica de potencia y de los condensadores para confeccionar el denominado HPFC [23].

El HPFC se puede considerar una variante del IPFC al que se añade compensación reactiva capacitiva shunt en el nudo de la red dónde se conectan los dos transformadores serie. Esta compensación de reactiva mediante condensadores se encarga de regular la tensión de red.

Además de lo expuesto para el IPFC, el HPFC permite regular, en cierta forma, la tensión del extremo común entre ambos VSC conectados en serie. Este elemento adicional permite realizar un mejor control sobre el módulo de la tensión en el punto de conexión.

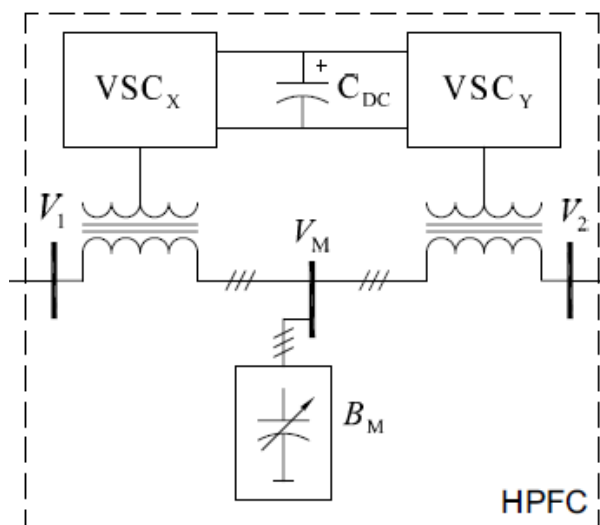


Figura 3.27.- Esquema unifilar del HPFC

Capítulo - 4.

Aplicación y localización de FACTS

4.1 INTRODUCCIÓN

La utilización de dispositivos FACTS en la red de transporte se inició en los años 70-80 con la instalación de equipos demostradores cuyo objeto era validar las bondades de esta tecnología. No obstante, el elevado coste de los primeros FACTS impidió que llegara a generalizarse su utilización en el sistema eléctrico.

El coste de los semiconductores que componen la mayoría de los FACTS de segunda generación basados en VSC aún sigue siendo elevado, pero están empezando a ser lo suficientemente competitivos como para que la utilización de estos equipos comience a ser una alternativa viable económicamente, en comparación con otras posibles soluciones. Este empuje ha sido, en parte, gracias al desarrollo de convertidores para los sectores de generación eólica, tracción ferroviaria e industrial, que ha reducido los costes de fabricación de los semiconductores.

En la Tabla 4.1 se muestra una comparativa del coste por unidad de reactiva a compensar entre los FACTS y los métodos de compensación de reactiva clásica [24].

Tecnología	Coste \$/kVAr
Condensadores paralelos	8
Condensadores serie	20
SVC	40
TCSC	40
STATCOM	50
Parte serie del UPFC	50
Parte paralelo del UPFC	50

Tabla 4.1.- Coste del kVAr instalado convencional y FACTS

En general, la mayor flexibilidad en la regulación de la potencia reactiva conlleva un incremento del coste del equipo. Así, los FACTS basados en VSC, resultan más caros en comparación con el resto de soluciones. A pesar de todo, en las últimas décadas se han instalado varios equipos basados en VSC. Algunos de estos FACTS, basados en fuente de tensión controlada, se recogen en la Tabla 4.2 [24]–[28].

Año	Potencia MVA	FACTS	Tensión [kV]	Lugar
1991	± 80	STATCOM	154	Inumaya substation. Japón
1992	±50	STATCOM	500	Shin Shinano Substation Nagona. Japón
1995	± 100	STATCOM	161	Sullivan Substation. U.S.A.
1998	± 320	UPFC	138	Subestación de AEP Inez. U.S.A.
2001	±225	STATCOM	400	East Claydon Substation. U.K.
2001	-41/+133	STATCOM	115	VELCO Essex substation
2001	±200	CSC	345	Marcy Substation. U.S.A.
2003	± 100	STATCOM	138	SDG&E Talega substation
2003	± 80	UPFC	154	Subestación Gangijin. South Korea
2005	-80/+110	STATCOM	138	Holly, Texas. U.S.A.
2006	-30/33	STATCOM	13,2/100	Gerdau plant in Charlotte, US
2006	-164	STATCOM	35/220	Zhangjiagang plant, China
2009	± 70	STATCOM	11/220	Kikiwa. New Zealand
2009	± 70	STATCOM	11/132	Thanet. U.K.
2009	± 100	STATCOM	345	Migum substation. South Korea
2010	± 35	STATCOM	33	Mocuba, Mozambique
2011	± 150	STATCOM	13,9/132	Greater Gabbard, United Kingdom
2011	-65/+140	STATCOM	220	Cerro Navia Chile
2011	±200	STATCOM	500	Dongguan substation. China
2011	± 640	STATCOM	500	Guangdong Dongguan Substation. China
2012	± 100	STATCOM	132	Queensland. Australia
2012	± 100	STATCOM	132	Alabama. USA
2014	± 200	STATCOM	500	Subestación de Bacatá. Colombia

Tabla 4.2.- FACTS instalados en transporte o subtransporte

Se puede observar como el FACTS basado en VSC más común es el STATCOM. De forma minoritaria se han instalado otro tipo de equipos diferentes del STATCOM como el CSC de la subestación de Marcy y los UPFC de Inez y Gangijin, que además de la parte STATCOM, tienen un convertidor en serie en la línea.

El CSC (Convertible Static Compensator) instalado por NYPA (New York Power Authority), se puede configurar mediante interruptores en media tensión como un UPFC, IPFC, doble STATCOM y doble SSSC [17].

No obstante, no se han encontrado referencias en las cuales se haya implementado únicamente un SSSC, o un IPFC con el objeto de controlar el flujo de potencia de una línea de transporte.

4.2 APLICACIONES DE FACTS EN LA RED DE TRANSPORTE

Atendiendo a las problemáticas expuestas en capítulos anteriores, a continuación se van a describir las principales aplicaciones para las cuales se han empleado los FACTS basados en VSC, o bien, aquellas para las que son susceptibles de ser utilizados en la red de transporte. Estas aplicaciones se han agrupado en: control de tensión, calidad de

onda, puesta en servicio de líneas, estabilidad, cumplimiento de requisitos de comportamiento ante huecos de tensión y control del flujo de potencia.

4.2.1 CONTROL DE TENSIÓN

El control de tensión está asociado al control de los flujos de potencia reactiva en la red. De forma general, la aparición de desequilibrios entre la generación y el consumo de potencia reactiva provoca variaciones de tensión. Si en una determinada área el consumo de potencia reactiva es muy elevado, el módulo de tensión cae y, por el contrario, si la generación de reactiva en una determinada área de la red es más elevada, el módulo de la tensión aumenta.

Por lo tanto, una mala gestión de la potencia reactiva en la red puede provocar problemas en el módulo de la tensión. Por otro lado, incorporar equipos de compensación de reactiva puede resolver desviaciones en el valor de la tensión.

Los elementos típicos de compensación de reactiva en la red de transporte son los bancos de condensadores y las reactancias, que se conectan en las subestaciones de la red. Estos equipos se comportan como cargas capacitivas o inductivas permitiendo realizar un control sobre la potencia reactiva y, en consecuencia, de la tensión. No obstante, la regulación que realizan es bastante limitada al tratarse de una regulación discreta, ya que las reactancias y condensadores normalmente se dividen en grupos que se conectan en función de las necesidades de la red, lo que provoca una regulación escalonada. Una alternativa a los sistemas de compensación clásicos es la utilización de FACTS. Estos equipos de compensación de reactiva permiten una regulación continua de la potencia reactiva consumida o aportada, y con ello, un control continuo de la tensión en las redes de transporte.

En concreto, dentro de los equipos FACTS basados en VSC, el STATCOM es el equipo más extendido para el control del módulo de tensión. Éste se comporta como una carga inductiva o una carga capacitiva. En función de una consigna de regulación y un modo de funcionamiento deseado, se puede utilizar no solo para el control de la tensión de un determinado punto de la red sino también para el control de la potencia reactiva o el factor de potencia [29].

En la Figura 4.1 se muestra la influencia y dinámica sobre el control de tensión realizado por un STATCOM en el PCC [30]. En la Figura 4.1a se muestra la tensión del bus cuando en éste se produce una subtensión, mientras que en la Figura 4.1b se muestra la tensión de ese mismo bus cuando se conecta un STATCOM y éste regula la tensión del bus tratando de que llegue a 1 pu. Según se observa, en $t=0s$ se produce la subtensión, y la tensión que se alcanza es aproximadamente 0.915 pu, Figura 4.1a. Sin embargo, el STATCOM permite llevar la tensión hasta 0.945 pu en aproximadamente $t = 0.08s$, tal y como se muestra en la Figura 4.1b.

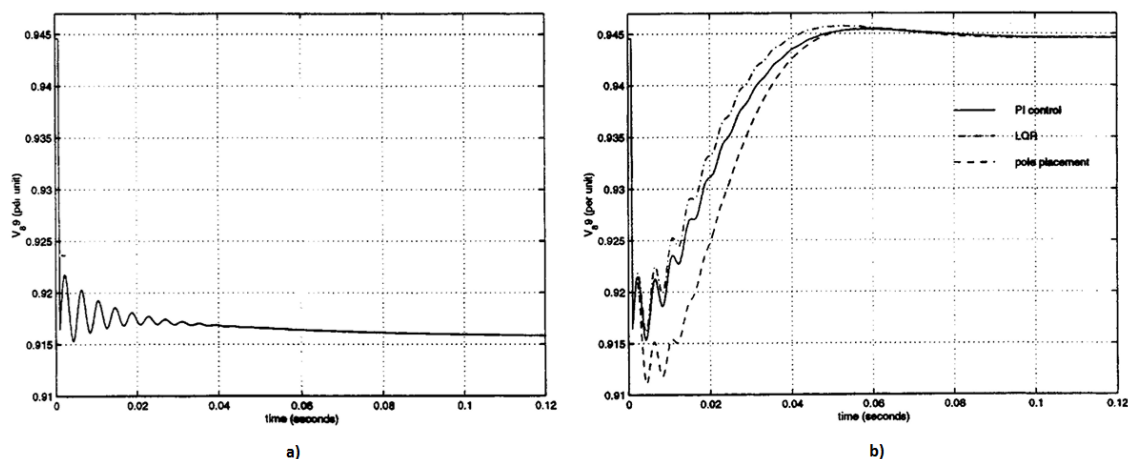


Figura 4.1.- Control sobre la tensión en el PCC de un STATCOM tras una subtensión

Los equipos de compensación de reactiva paralelos, son especialmente adecuados para aquellos lugares donde la potencia de cortocircuito del sistema es muy baja, ya que en estas situaciones, su influencia sobre la tensión de red es muy elevada y aumenta su efectividad.

4.2.2 CALIDAD DE ONDA

En la red de transporte existen determinados generadores y cargas que, por sus características inyectan a la red potencia con determinadas perturbaciones. Estas perturbaciones, por normativa de conexión, deben estar limitadas a fin de no perjudicar a otros usuarios de la red.

Por ello, es necesario controlar la calidad de la onda de tensión en los puntos de conexión de los usuarios. De los diferentes aspectos que influyen en la calidad de onda, los FACTS se han propuesto para la disminución de los desequilibrios, el flicker, y la distorsión armónica. A continuación se analiza cada uno de estos aspectos.

4.2.2.1 Disminución de desequilibrios de tensión

En una red de transporte, la fuente principal de desequilibrios de tensión se debe a la conexión de grandes cargas monofásicas o bifásicas. La conexión de estas cargas produce la circulación de corrientes desequilibradas que pueden provocar desequilibrios en las tensiones de la red. El grado de desequilibrio se caracteriza mediante la relación de las componentes de secuencia inversa y secuencia directa en tanto por ciento.

En el caso de la red de transporte española, según los requisitos establecidos en [11], los máximos niveles de desequilibrio en tensión (μ) son:

- $\mu < 1\%$ para desequilibrios cuya duración sea superior a 10 minutos.

- $\mu < 2\%$ para desequilibrios que fluctúen en periodos de hasta 10 minutos.

Para asegurar que estos niveles se cumplen, se establecen límites para la emisión de este tipo de perturbaciones. Así en cuanto a los emisores se establece para la emisión de secuencia inversa respecto de la secuencia directa:

- $\mu < 0,7\%$ para valoraciones medias en el rango de minutos
- $\mu < 1\%$ para valoraciones medias en el rango de segundos

En los casos en los que el desequilibrio incumple la normativa de conexión a la red de transporte será necesario realizar un control sobre el nivel de tensión de red, aportando potencia reactiva a la línea donde se encuentra el exceso de carga desequilibrada para equilibrar las tensiones en la red.

El STATCOM, con topología y control independientes por fase permite regular de forma independiente la potencia reactiva intercambiada por cada una de las fases en el PCC y, así, equilibrar los módulos de las tensiones.

Normalmente este tipo de cargas se conectan a la red de distribución pero se sitúan muy cerca de líneas de transporte, pudiendo afectar a los niveles de planificación de la red de transporte. Los STATCOM para mitigar los efectos de los desequilibrios de tensiones que se ubican en la subestaciones de distribución, de ahí que, a menudo, se haga referencia a ellos como “D-STATCOM”.

En [31] se recoge un estudio sobre la utilización de un STATCOM para mitigar el desequilibrio de tensiones en cada una de las fases. En la Figura 4.2a se muestra el valor eficaz de las tensiones de las fases a, b y c producido por una carga desequilibrada. En la Figura 4.2b se muestra cómo el STATCOM es capaz de reducir el desequilibrio de las tensiones de fase.

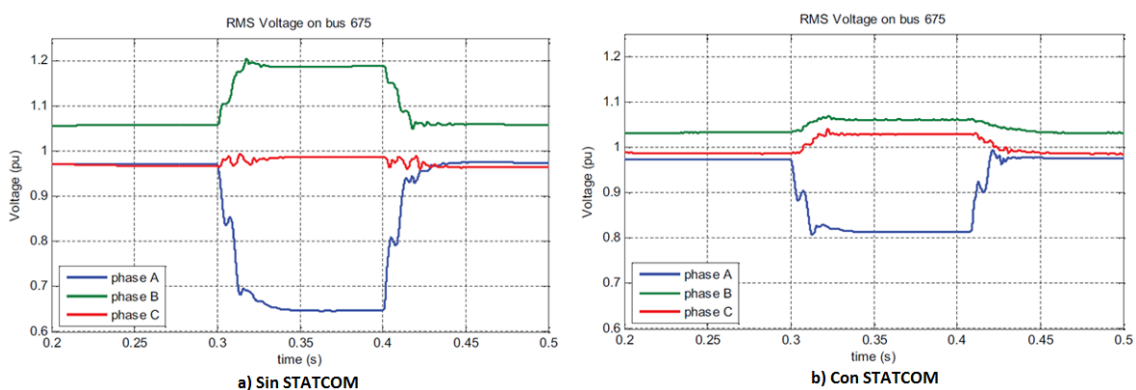


Figura 4.2.- Efecto de un STATCOM en el equilibrado de las tensiones en el punto de conexión

4.2.2.2 Reducción de fluctuaciones de tensión y flicker

Las fluctuaciones de tensión son variaciones periódicas o series de cambios repetitivos que se dan en la amplitud de la tensión y cuyo origen son ciertos procesos productivos cuya demanda de potencia no es constante en el tiempo. A nivel de la red de transporte están asociados a la conexión de grandes cargas fluctuantes como: hornos de arco, motores con cargas alternativas, ciertos generadores renovables, cargas de carácter no resistivo, intercambiadores de tomas o equipos de regulación de tensión [9].

A modo de ejemplo, en la Figura 4.3 se muestra la variación de tensión debida a la conexión de un motor (a) y la correspondiente a la conexión y desconexión de un equipo de compensación de reactiva clásico (b) [33]. La conexión y desconexión repetitiva de este tipo de cargas producen las denominadas fluctuaciones de tensión.

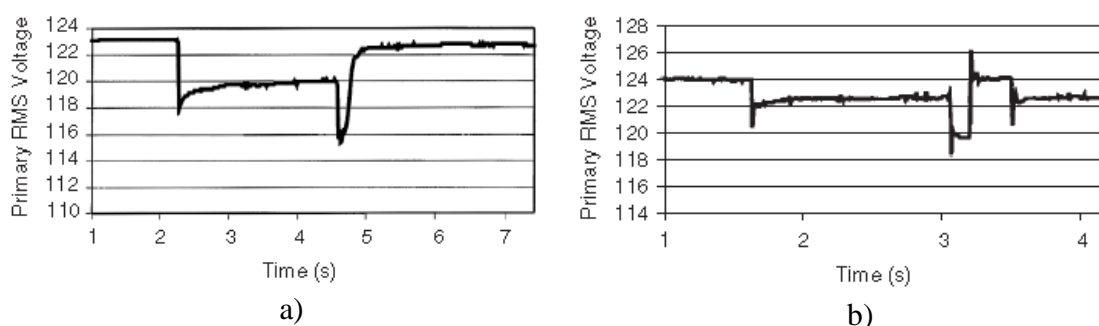


Figura 4.3.- Perfiles de fluctuaciones de tensión

Una de las consecuencias de las fluctuaciones de tensión es el conocido flicker. El flicker se define como la percepción de la variación de la luminosidad de una lámpara ocasionada por fluctuaciones de tensión en la red de alimentación eléctrica, y que origina en quien lo percibe una sensación desagradable [32].

Debido a la rapidez de las variaciones de la tensión, los elementos de compensación clásicos no pueden utilizarse para su mitigación, ya que presentan una dinámica muy lenta. Sin embargo, un STATCOM, posee una dinámica más rápida por lo que se puede usar para amortiguar las oscilaciones de tensión tomando como referencia la tensión nominal de la red, e inyectando la potencia reactiva necesaria para corregir las fluctuaciones y perturbaciones.

El fenómeno del flicker se caracteriza mediante los parámetros Pst y Plt. El Pst cuantifica la influencia del flicker a corto plazo (10 minutos), mientras que el Plt cuantifica la intensidad del flicker a largo plazo (2 horas). De acuerdo con la CEI 61000-3-7: “Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems”, en la red de transporte se establecen los siguientes niveles de planificación [5]:

- $Pst \leq 1.0$ (Severidad del flicker a corto plazo)

- $Plt \leq 0.8$ (Severidad del flicker a largo plazo)

En [33] se estudia un D-STATCOM de 5 MVA para la mitigación del fenómeno de flicker provocado por la operación de una acería. En [34] se recoge otro ejemplo sobre el uso de un STATCOM para mitigar las fluctuaciones de tensión de un horno de arco. En la Figura 4.4a se muestra la variación del Pst cuando se comienza la secuencia de la colada de un horno, por otro lado, en la Figura 4.4b se muestra el nivel máximo de Pst medido a lo largo de una semana. En este caso, se supera varias veces por semana el nivel máximo de Pst.

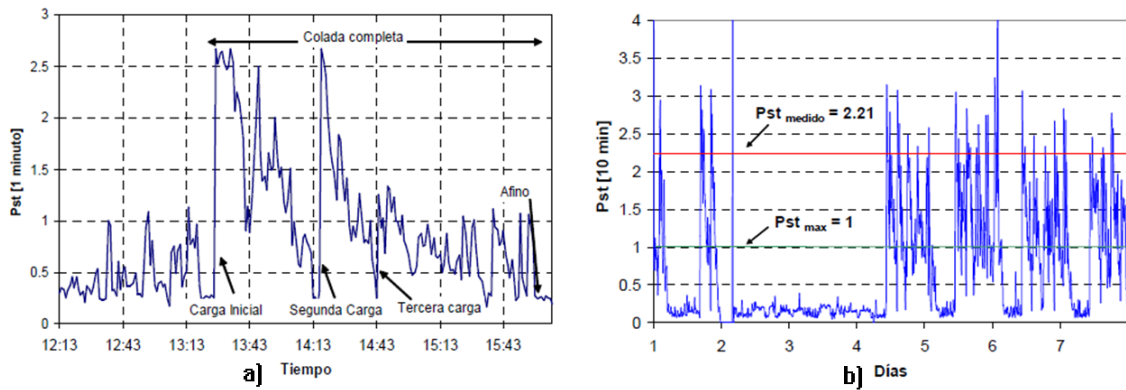


Figura 4.4.- Fluctuaciones de tensión provocadas por la operación de un horno de arco. a) Magnitud del indicador “Pst” (1 minuto), b) Magnitud del indicador “Pst” (10 minutos)

El STATCOM permite mitigar las fluctuaciones que provoca el proceso industrial y consigue minimizar las fluctuaciones de tensión de baja frecuencia. Así, en la Figura 4.5a se muestra la tensión en valores por unidad en el punto de conexión del horno antes y después de incorporar el STATCOM en una ventana de tiempo de 5 segundos.

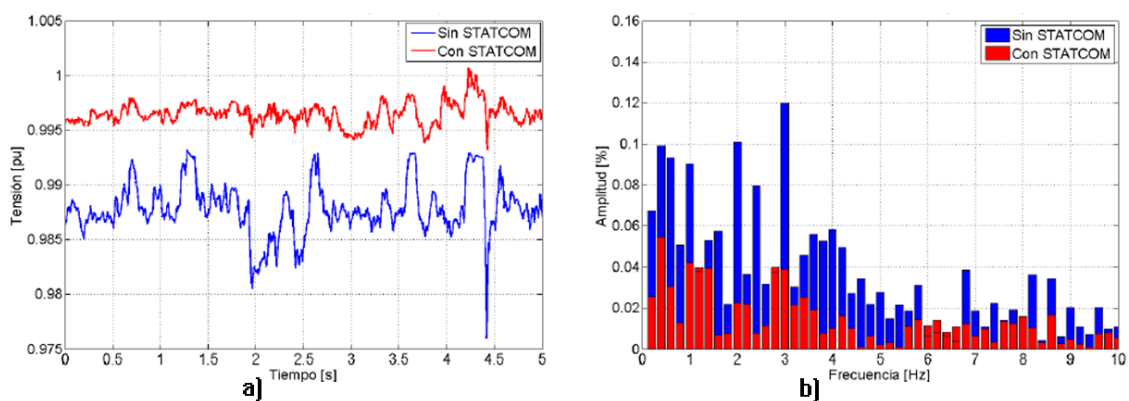


Figura 4.5.- Compensación del Flicker mediante un STATCOM

En la Figura 4.5b se muestran las medidas de la amplitud del espectro armónico con y sin STATCOM. Tras incorporar el STATCOM se ha conseguido minimizar la amplitud

de las fluctuaciones de baja frecuencia y se ha conseguido un valor de la tensión en el punto de conexión más próximo al nominal.

4.2.2.3 Mejora del THD de tensión y compensación armónica

El nivel de distorsión armónica en el sistema eléctrico se cuantifica mediante el THD (Total Harmonic Distorsion), que representa la distorsión armónica total en el sistema a partir de la magnitud de cada armónico.

El origen de la distorsión armónica en la red de transporte es, a menudo, la conexión de máquinas no rotativas o conmutadas. Un ejemplo típico es la conexión de convertidores eléctricos o rectificadores. De forma individual pueden no suponer una distorsión armónica significativa, pero su agrupación localizada puede dar lugar a problemas de calidad de tensión. Entre ellos, se pueden encontrar grandes centros de procesamiento de datos con ordenadores, fuentes de tensión conmutadas, rectificadores y convertidores, sistemas de alimentación ininterrumpida, hornos de arco eléctrico, tracción ferroviaria o generación renovable.

En el caso de generadores o cargas conectadas mediante inversor, el nivel armónico o THD total de una planta depende en gran medida de la topología del inversor, del número de niveles de la tensión de salida, del número de pulsos del inversor y de los filtros pasivos que tenga la planta [35], [36].

Por un lado, los organismos responsables de la operación de la red de transporte han de verificar que el nivel de cada armónico y el THD de la señal de tensión se encuentren por debajo de los niveles de planificación. Por otro lado, a la hora de conectar nuevas instalaciones, debe verificarse que el nivel de armónicos emitidos y el THD total no superen los niveles máximos admisibles.

Los FACTS son equipos que por estar conectados a la red de transporte, han de cumplir con los niveles de emisión de contenido armónico. Además, pueden ser de gran utilidad para mitigar determinados armónicos que generan cargas no lineales como los hornos de arco, rectificadores y determinados convertidores. Para determinar la calidad en cuanto al espectro armónico de la onda de tensión de un FACTS, en la Figura 4.6 se muestra el espectro armónico de la tensión de salida de un convertidor de 48 pulsos [37]. Las fuentes de tensión con un gran número de niveles minimizan el número de armónicos cercanos a la componente fundamental. En el ejemplo de la Figura 4.6 los primeros armónicos significativos son el 47° y 49°.

Otra forma de minimizar el contenido armónico es emplear fuentes de tensión que a pesar de no tener un gran número de niveles pueden conmutar a muy alta frecuencia y permiten modulaciones con un bajo contenido armónico.

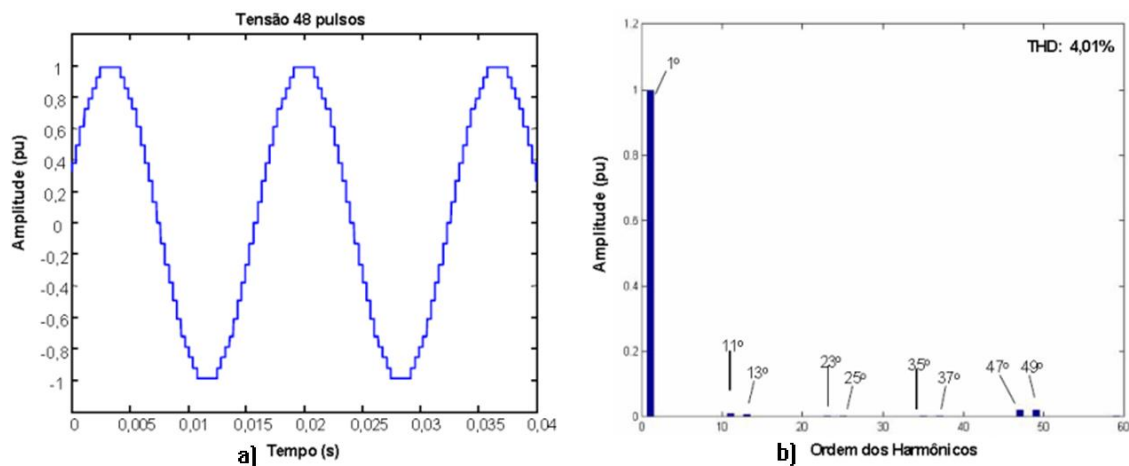


Figura 4.6.- VSC de 48 pulsos y el espectro armónico

Con una composición multinivel del VSC y una modulación adecuada se consigue mitigar el contenido armónico de la tensión de salida del FACTS. De esta forma se consigue mejorar el THD final. Normalmente las modulaciones empleados para estas aplicaciones son PWM o métodos de eliminación selectiva de armónicos, conocida como SHE. De esta forma se producen armónicos altos y alejados de la componente fundamental, más fácilmente mitigables mediante filtros pasivos.

El FACTS que en un mayor número de ocasiones se ha estudiado para mejorar el THD de la tensión en un determinado punto de la red eléctrica o de una carga determinada con un alto contenido armónico ha sido el STATCOM.

A modo de ejemplo, en [36], se ha hecho el estudio del contenido armónico total de una red sin STATCOM, con un STATCOM de 9 niveles y otro de 13 niveles. En la Tabla 4.3 se muestra la distorsión armónica total de la red sin STATCOM y de cada uno de ellos.

Solución	THD (%)
Sin STATCOM	4,73
Con STATCOM de 9 niveles	2,75
Con STATCOM de 13 niveles	1,51

Tabla 4.3.- THD sin STATCOM y con 2 STATCOM de 9 y 13 niveles

Se puede observar como el hecho de incorporar un STATCOM para mitigar armónicos en la red permite reducir el THD total de la tensión, además el número de niveles influye directamente sobre el THD total, disminuyendo el THD a medida que aumentan el número de niveles.

4.2.3 PUESTA EN SERVICIO DE LÍNEAS

La energización y puesta en tensión de líneas puede producir sobretensiones en los extremos debido al efecto Ferranti. El nivel de sobretensión es mayor cuanto mayor es el nivel de tensión y la longitud de la línea. Para una línea con idénticas características, el efecto Ferranti es muy superior si la línea es subterránea frente a si es aérea.

El proceso de energización de líneas, a menudo, se hace por tramos, y se conectan equipos de control de reactiva como reactancias, con el propósito de controlar el perfil de tensiones en la energización de la línea y que no se superen los niveles máximos de aislamiento en tramos intermedios y extremos de la línea.

En la Figura 4.7 se muestra una línea de transporte que se encuentra con el extremo de la carga abierto. En el extremo remoto, cuando la línea se encuentra energizada y la carga aún no está conectada, se produce la mayor sobretensión.

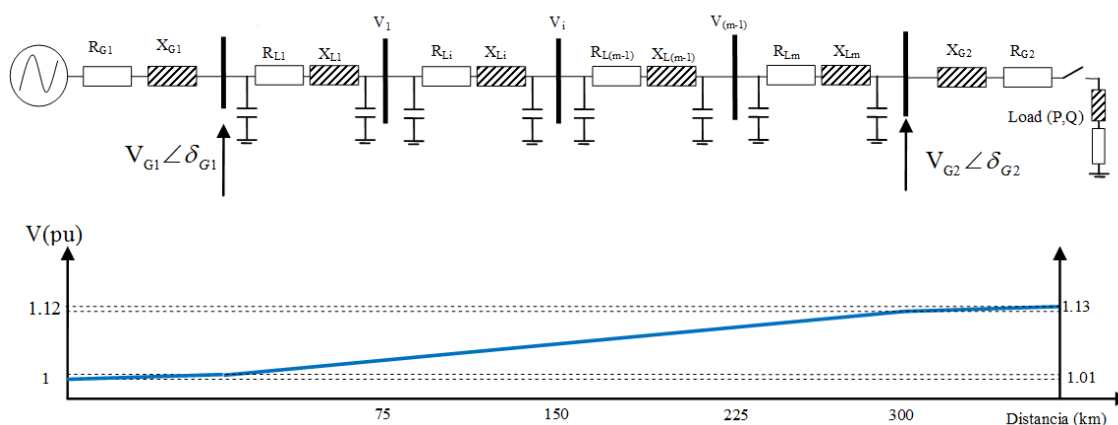


Figura 4.7.- Esquema y perfil de tensión de una línea de transporte

Los equipos habituales para compensar la potencia reactiva son reactancias que se conectan en paralelo en la línea para compensar la potencia capacitiva de las líneas.

En la Figura 4.8 se muestra el perfil de tensiones obtenido en la energización de una línea mediante la utilización de reactancias ubicadas en el punto intermedio de la línea.

Una vez que la línea está energizada y comienza a haber un consumo de potencia activa, la compensación de reactiva por medio de reactancias deja de ser necesaria y estas se desconectan de la red hasta la próxima vez que la línea tenga que ser re-energizada o que el bajo consumo de potencia activa por la línea requiera de su conexión para mantener el perfil de tensiones.

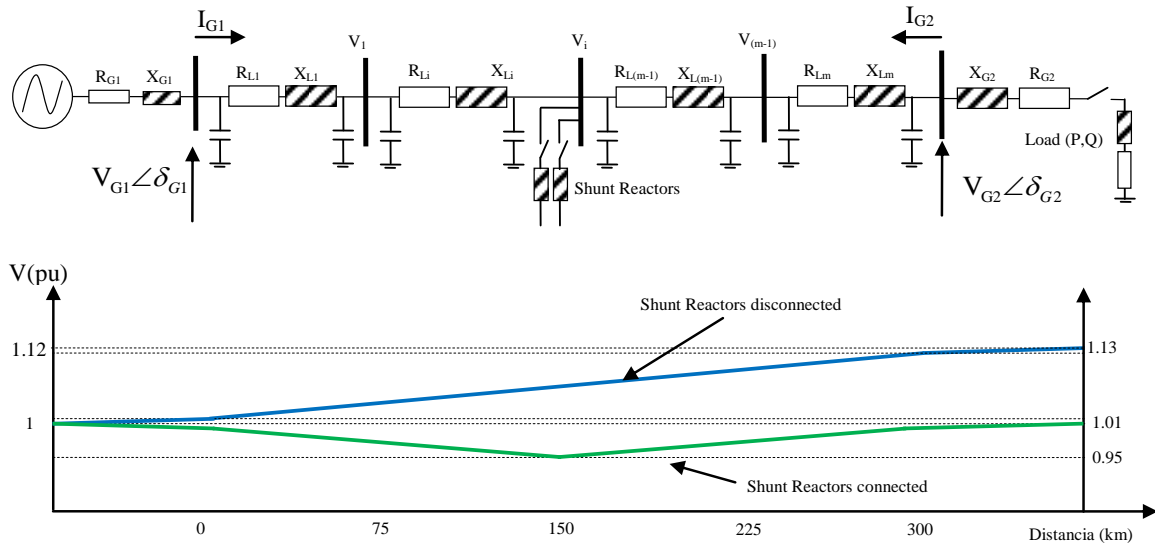


Figura 4.8.- Esquema y perfil de tensión de una línea de transporte con reactancias shunt en el punto intermedio

La aplicación de dispositivos STATCOM puede facilitar las maniobras de energización de líneas, ya que permiten regular de forma dinámica el perfil de tensiones de la red en un nudo concreto siguiendo una consigna establecida. A medida que se van conectando tramos de línea, no es necesario ir conectando y desconectando elementos pasivos de compensación.

A modo de ejemplo, en la Figura 4.9 se ha dibujado el perfil de tensiones de la Figura 4.8 en la cual se ha instalado un STATCOM en dos puntos de la línea distintos. En una de las curvas se ha instalado el STATCOM en el punto intermedio de la línea y en el segundo caso, se ha instalado en el extremo receptor. En ambos casos se regula la tensión en el punto de conexión del STATCOM a 1 pu. El extremo emisor se ha fijado en 1 pu.

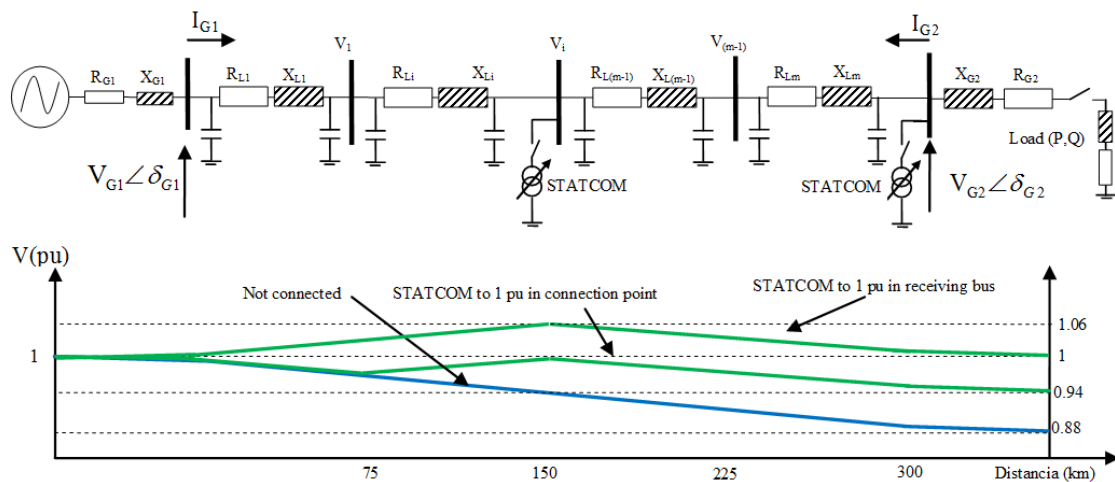


Figura 4.9.- Esquema hipotético y perfil de tensión de una línea de transporte con un STATCOM

La solución en la que la tensión en el extremo receptor es de 1 pu requiere una mayor aportación de potencia reactiva inductiva a través del STATCOM, y se produce una ligera sobretensión en el nudo de conexión del STATCOM. Por otro lado, regulando la tensión en el nudo de conexión del STATCOM a 1 pu, no se producen sobretensiones en la línea.

Así, el ejemplo de la Figura 4.9 el STATCOM se puede dimensionar para una potencia reactiva menor si se conecta en el punto intermedio de la línea y se dimensiona para mantener la tensión en el punto de conexión en 1 pu. Sin embargo, la tensión del bus remoto (G2) será ligeramente inferior a la nominal.

4.2.4 ESTABILIDAD

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia se puede definir como la capacidad del sistema para mantener su estado de operación en equilibrio bajo condiciones de operación normales y para mantener dichas condiciones de equilibrio de forma aceptable tras una perturbación [38].

A su vez, el concepto de estabilidad se puede agrupar en tres grupos, la estabilidad de tensión, la estabilidad de ángulo y la estabilidad de frecuencia. En la Figura 4.10 se muestra una clasificación de los conceptos de estabilidad asociados a sistemas eléctricos de potencia [39].

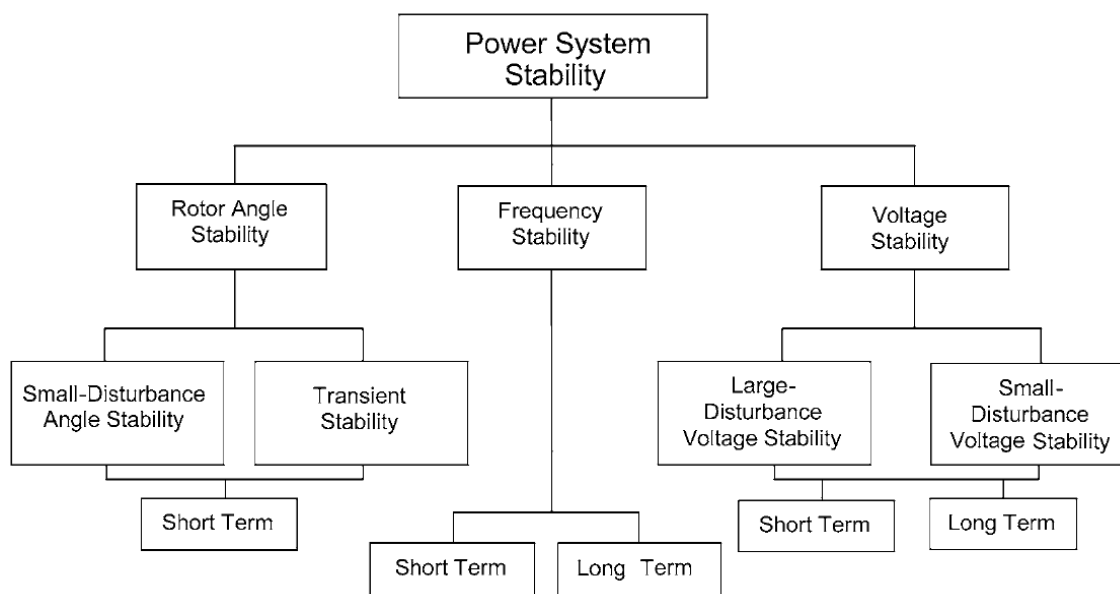


Figura 4.10.- Clasificación de los conceptos de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

- Estabilidad de tensión. Hace referencia a la capacidad que tiene un sistema eléctrico para mantener su nivel de tensión en un valor no nulo en operación normal y durante una perturbación. La inestabilidad de tensión del sistema puede conducir al colapso de las tensiones del sistema.
- Estabilidad de ángulo. Hace referencia a la capacidad que tienen las máquinas síncronas del sistema para permanecer operando en sincronismo [38]. La inestabilidad de ángulo lleva a la pérdida de sincronismo y, por tanto a la desconexión de la máquina con el consiguiente riesgo de colapso de la frecuencia.
- Estabilidad de frecuencia. Se refiere a la capacidad de un sistema para mantener la frecuencia estable tras un desequilibrio importante entre la generación y la carga [39].

A continuación se describe la aplicación de FACTS al mantenimiento de la estabilidad de tensión y estabilidad del ángulo.

4.2.4.1 Estabilidad de tensión. Colapso de tensión

En una línea eléctrica, existe un límite de potencia activa máxima que se puede transportar sin perder la estabilidad de tensión. La inductancia de los conductores provoca una caída de tensión con el paso de la intensidad. A medida que la potencia transportada por la línea aumenta, la caída de tensión que se produce es mayor y la tensión en el extremo receptor disminuye [40]. A partir de un determinado valor de intensidad por la línea, no existe solución en régimen permanente, es decir, no existe un valor de tensión para el cuál se pueda llevar a cabo la transmisión de potencia requerida. A este punto se le denomina el límite de estabilidad estático de tensión y se determina mediante el cálculo de las denominadas curvas PV.

Las curvas PV definen el punto de potencia activa para el cual se produce el colapso de tensiones y se pierde la estabilidad en el sistema. En la Figura 4.11 se muestran una serie de curvas PV en valores por unidad para diferentes factores de potencia de la potencia transmitida por la línea. Se puede observar como el límite de estabilidad es menor cuanto más inductiva es la carga [41].

Una vez alcanzado el límite de estabilidad de una determinada línea, si el perfil de demanda/generación en la zona cambia y se requiere más potencia por esa línea, la intensidad aumentaría, produciéndose un fenómeno transitorio que puede dar lugar al colapso de la tensión.

Según [41], el grado de inestabilidad de tensiones de un sistema de energía eléctrica depende directamente de la distancia existente entre el punto inicial de funcionamiento y el punto límite de las ecuaciones estáticas del sistema (flujo de cargas). Este punto es conocido como punto de bifurcación o colapso de tensión.

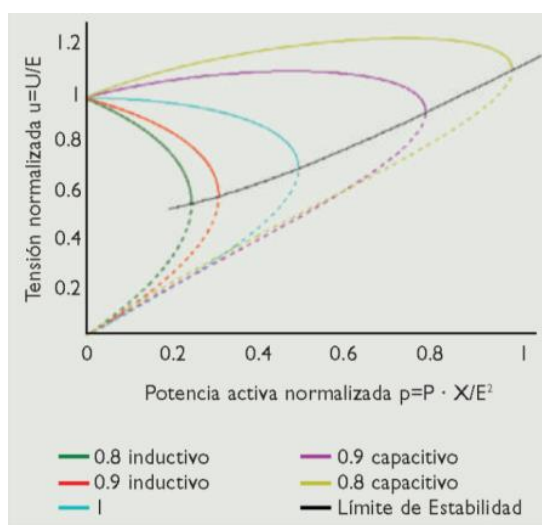


Figura 4.11.- Curvas PV

Durante la operación, para evitar el colapso de tensión, los Operadores del Sistema ajustan la potencia reactiva en la red de transporte. Para ello, se utilizan transformadores con intercambiadores de tomas o bancos de condensadores que ajustan el nivel de tensión de la red, aumentando la potencia reactiva inyectada en la línea y, en consecuencia, aumentando el límite de potencia transmitida por la línea para la cual no se supera el límite de estabilidad de tensión.

En la Figura 4.12 se muestran, a modo de ejemplo, dos curvas PV de una línea y el punto del colapso de tensión. En la Figura 4.12a se ha representado la curva PV sin compensación, mientras que en la Figura 4.12b se muestra la curva PV de esa misma línea cuando se añade un equipo de compensación de reactiva. Se puede observar como la capacidad de transporte de la línea aumenta antes de que se produzca el colapso de tensiones.

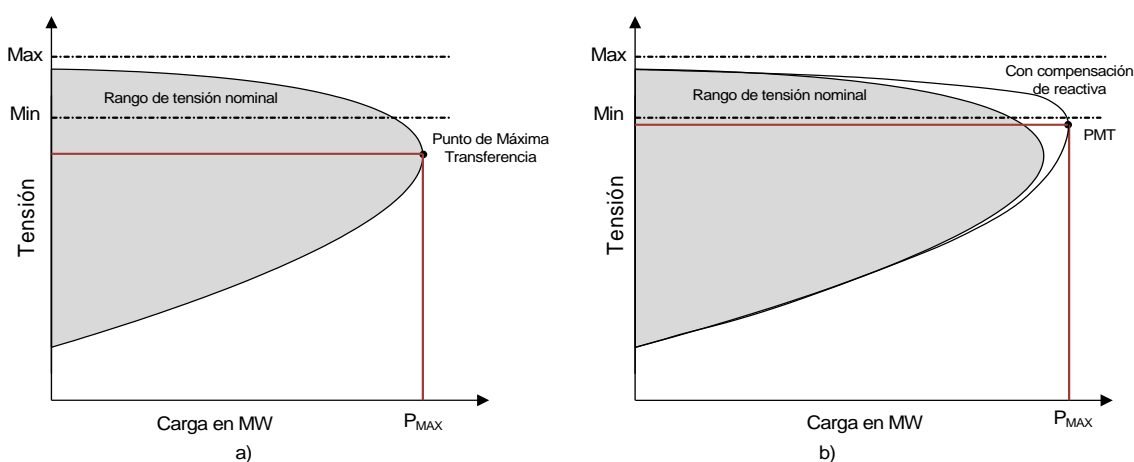


Figura 4.12.- a) Curva PV de una línea, b) Curva PV con soporte de potencia reactiva

Si bien esta forma de operación presenta ventajas a la hora de aumentar la estabilidad de tensión del sistema y la potencia transmitida por la línea, existe un límite. Como puede observarse en la Figura 4.12, al aumentar la potencia transportada por la línea el valor de tensión para el cual el sistema se vuelve inestable está más cerca del mínimo valor de tensión en la explotación de la red, por lo que es más difícil detectar cuando se está operando cerca del límite de estabilidad. Llegado el caso, el límite para el colapso de tensión podría estar por encima del valor mínimo de tensión permitido por planificación, y enmascarar un posible colapso del sistema sin llegar al valor mínimo de tensión permitido en explotación.

Los bancos de condensadores son los elementos más extendidos en cuanto a compensación de reactiva para aumentar la tensión de la red y aumentar el punto de máxima transferencia. Sin embargo, la efectividad de los bancos de condensadores disminuye al reducirse la tensión ya que la potencia reactiva que proporcionan está directamente relacionada con el valor de la tensión en el punto de conexión.

Los FACTS, como fuente de potencia reactiva, se pueden utilizar para solucionar problemas de estabilidad de tensión y, a diferencia de los bancos de condensadores, la corriente reactiva que inyectan es mayor en caso de subtensiones. Así, una solución equivalente basada en FACTS sería la utilización de un STATCOM en el nudo de la red, sustituyendo o dando un soporte transitorio a los bancos de condensadores para la compensación de reactiva.

La utilización conjunta de bancos de condensadores y reactancias junto con un STATCOM proporciona una respuesta transitoria rápida y una compensación de la red óptima en el nudo de conexión para evitar el colapso de tensiones. En la Figura 4.13, se muestran las curvas PV correspondientes a una red en la cual se ha incluido un STATCOM para el control de tensión, con distintos tipo de STATCOM [42].

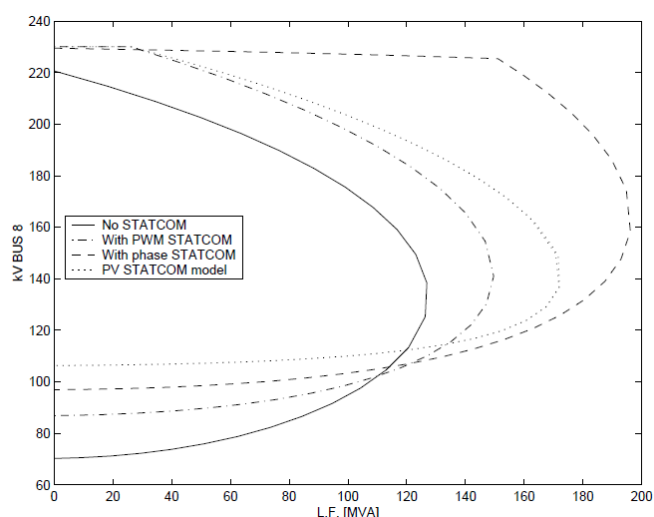


Figura 4.13.- Curvas PV de una línea de transporte para distintas soluciones mediante un STATCOM

Al margen de la mayor o menor idoneidad del tipo de STATCOM, el análisis muestra como la utilización de equipos de compensación dinámicos proporciona una mayor capacidad de transporte de potencia activa y aumentan el límite de potencia para el cual se produce el colapso de tensión con respecto a la situación en la que no se incluye el STATCOM.

Para determinar los equipos más apropiados para el control y estabilidad de tensión, en [43] se analiza la influencia de cuatro FACTS, dos paralelos y dos series en cuanto a la máxima potencia transferida por una línea (MLP) y para dos equipos basados en fuente de tensión controlada, SSSC y STATCOM, y dos basados en elementos pasivos conmutados, TCSC y SVC. La Figura 4.14 muestra la máxima capacidad de carga de una determinada línea para cada uno de los 4 FACTS. Las dos columnas de la izquierda son equipos serie y las dos de la derecha son equipos en paralelo.

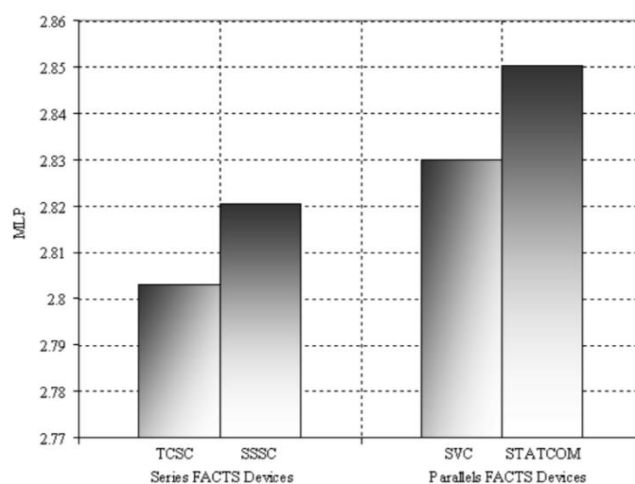


Figura 4.14.- Gráfica comparativa del MLP de un TCSC, SSSC, SVC y STATCOM

Se puede observar como los FACTS paralelo son una solución mejor en términos de la capacidad de potencia transmitida que los FACTS serie. A su vez cabe reseñar también que los equipos de compensación basados en VSC son una mejor solución que sus FACTS semejantes de primera generación.

4.2.4.2 Estabilidad de ángulo. Oscilaciones de potencia

Las oscilaciones de potencia en las redes de transporte son variaciones del flujo de potencia por las líneas del sistema provocadas por las oscilaciones de los rotores de los generadores alrededor de su velocidad de sincronismo [44]. Durante la oscilación, los generadores tratan de ajustar la potencia generada para alcanzar de nuevo el régimen permanente y retornar a un funcionamiento estable.

Las oscilaciones de potencia están principalmente causadas por:

- la variación repentina de carga y/o generación

- la restauración del sistema tras una falta
- la conexión de distintas zonas de generación
- la conexión/desconexión de elementos de compensación serie clásicos.

Durante una oscilación de potencia, los generadores intentan alcanzar el régimen permanente de nuevo, y equilibrar la potencia entregada a la red con el resto de generadores del sistema. Durante este proceso, el ángulo de la tensión entre los extremos de una línea de transporte puede sufrir alteraciones que den lugar a una variación sustancial de la potencia activa por la línea.

Esta variación de potencia activa por la línea se puede ver en los relés de distancia que protegen la línea como una disminución de la impedancia vista por el relé. Llegado el caso, si la oscilación de potencia es muy elevada, puede ocurrir que la impedancia vista se reduzca tanto que entre en la región de disparo, provocando la desconexión de la línea. Esta, a su vez, puede empeorar la perturbación, dando lugar a la desconexión de nuevas líneas en cascada y a un apagón por colapso de la frecuencia.

Este fenómeno se ilustra en la Figura 4.15, donde se muestra la trayectoria de la impedancia vista por un relé de distancia, en el plano RX, para un ángulo entre las fuentes de 15, 20, 60, 180 y -60 grados.

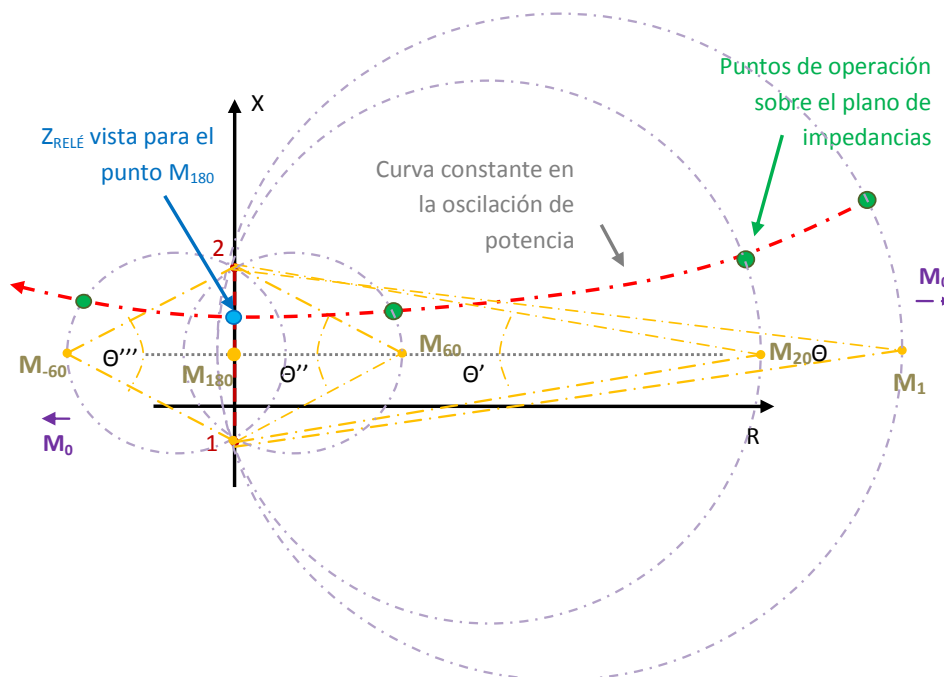


Figura 4.15.- Curvas de oscilación de potencia sobre el plano RX

La potencia en la línea aumenta considerablemente debido al aumento de la diferencia entre los ángulos de ambos extremos. La impedancia calculada por el relé, como el

cociente entre la tensión y la intensidad medida, disminuye acercándose al eje de la reactancia (X) y, por tanto, a la zona de operación del relé.

Los relés de distancia realizan un bloqueo de sus unidades de protección cuando se detecta una sobrecorriente debida a una oscilación de potencia. Para ello, se establece como parámetro de bloqueo la velocidad con la que la impedancia vista se adentra en las áreas de disparo. Sin embargo, esta oscilación de corriente puede ser tan rápida que no se llegue a dar este bloqueo, o bien, que tras la oscilación de potencia se llegué a un punto de operación de la línea en sobrecarga que diera lugar a la apertura de la línea.

Los equipos de compensación FACTS, dada su rápida respuesta, son capaces de actuar durante una oscilación de potencia y amortiguarla, para después compensar la potencia transferida y evitar la apertura de la línea por sobrecarga.

Si bien existen numerosas referencias sobre la aplicación de FACTS basados en fuentes de tensión controlables para el control de la potencia transportada, en la actualidad los FACTS que se han implantado para amortiguar las oscilaciones de potencia y la regulación de la potencia activa transferida por una línea ha sido del tipo TCSC.

En la literatura, en relación con FACTS basados en VSC, en [42] se emplea un STATCOM para controlar el ángulo de transporte de una línea y amortiguar las oscilaciones de potencia.

Por otro lado, en [45] se estudia el empleo de un SSSC para amortiguar variaciones frecuencia entre dos áreas del sistema modelado, tras una oscilación de potencia, tal y como se observa en la Figura 4.16.

Como consecuencia de la operación del SSSC, la variación de frecuencia es significativamente menor en su primer sobreimpulso, y la oscilación de la frecuencia hasta alcanzar el régimen estacionario de nuevo es menor.

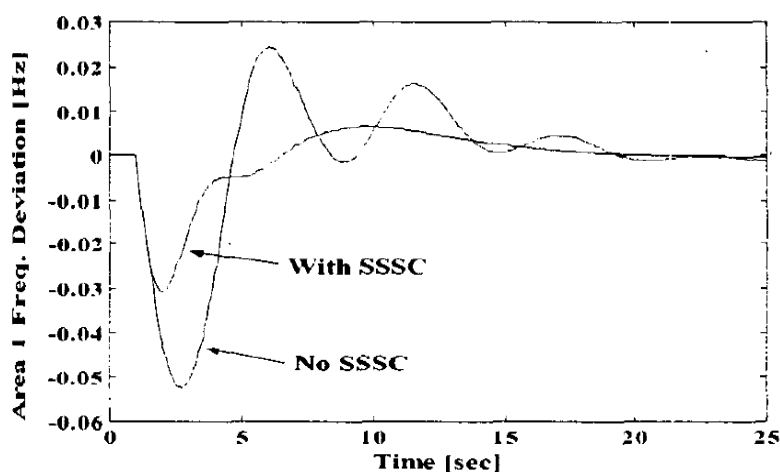


Figura 4.16.- Desviación de la frecuencia entre extremos de una línea (con y sin SSSC)

En [46] se presenta un análisis comparativo del STATCOM, el SSSC y el UPFC para amortiguar las oscilaciones de potencia y contribuir a la estabilidad del ángulo. En la Figura 4.17 se muestra la pérdida de estabilidad de ángulo de una máquina y como los mencionados FACTS contribuyen a recuperar la estabilidad del sistema. Según se observa, en $t=1s$ se produce un cortocircuito trifásico, con un tiempo de despeje de falta superior a 86ms con lo que la estabilidad de ángulo del sistema se pierde en ausencia de equipos de compensación. Bajo estas condiciones, en la Figura 4.17a se muestra el ángulo de la máquina en el sistema y cómo contribuye el STATCOM, el SSSC y el UPFC a estabilizar el ángulo del rotor. En la Figura 4.17b se muestra la velocidad de giro de la máquina durante el proceso de estabilización del sistema. De acuerdo con esta referencia, el UPFC es el FACTS que más rápidamente ha contribuido a estabilizar el ángulo de la máquina, seguido del SSSC y del STATCOM en última instancia.

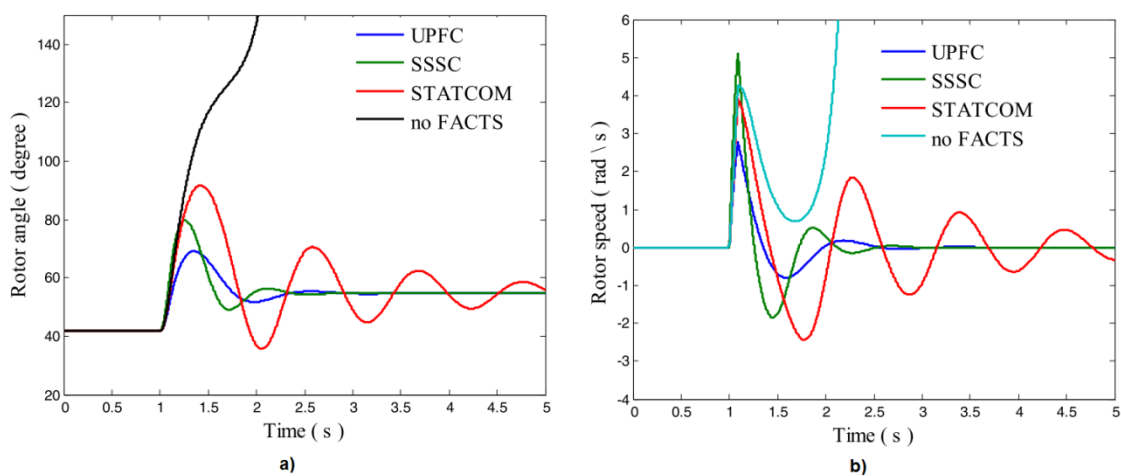


Figura 4.17.- Contribución a la estabilidad del ángulo de un UPFC, un SSSC y un STATCOM

Se puede concluir que los FACTS pueden contribuir a la estabilidad de ángulo de un sistema, en concreto, y según la bibliografía consultada los FACTS que se conectan en serie en la línea tienen una mayor influencia sobre la estabilidad de ángulo del sistema.

4.2.5 CUMPLIMIENTO DE LOS REQUISITOS DE COMPORTAMIENTO ANTE HUECOS DE TENSIÓN

Los huecos de tensión son reducciones del valor eficaz de la tensión de corta duración, provocados fundamentalmente por la aparición de cortocircuitos en la red. La electrónica de potencia es especialmente sensible a este tipo de perturbación. Así, por ejemplo, los generadores eólicos con convertidores ante huecos de tensión inicialmente se desconectaban de la red para evitar daños en el convertidor. Actualmente, el nivel de penetración de la energía eólica ha aumentado de modo que la desconexión masiva de este tipo de generación puede dar lugar a problemas de estabilidad en el sistema eléctrico de potencia.

Durante un cortocircuito en la red es importante que los generadores permanezcan conectados y aportando la mayor cantidad de potencia reactiva posible, con el fin de aumentar la tensión en los nudos y poder satisfacer la demanda de potencia activa sin producir una desconexión en cascada del resto de máquinas del sistema.

Esta problemática, que en gran medida viene impulsada por la concentración de generación eólica, ha hecho que los requerimientos ante huecos de tensión que se exigen a los parques eólicos cumplan con cierto criterio de continuidad de suministro.

Cada país ha determinado estos requerimientos. La Figura 4.18 representa el perfil del hueco de tensión que tienen que ser capaz de soportar los generadores eólicos sin desconectarse de la red en el Sistema Eléctrico Español [4].

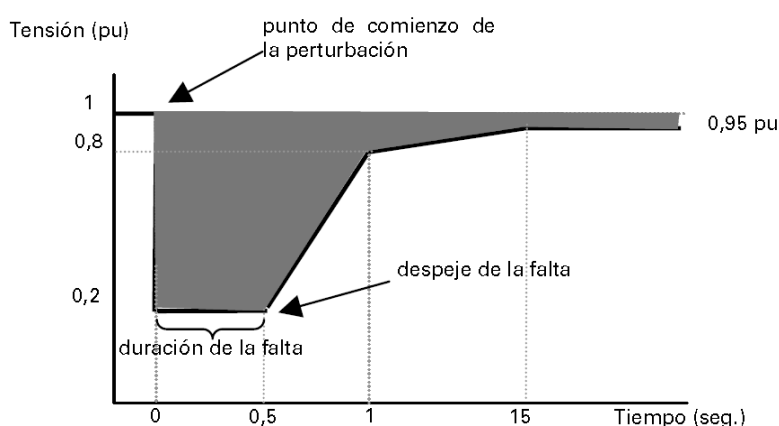


Figura 4.18.- Perfil de tensiones que deben soportar los generadores eólicos en el PCC

Además, durante el cortocircuito y en la restauración del sistema eléctrico tras la falta, se exige a los generadores eólicos que contribuyan al perfil de tensiones aportando potencia reactiva, siguiendo la característica de la Figura 4.19.

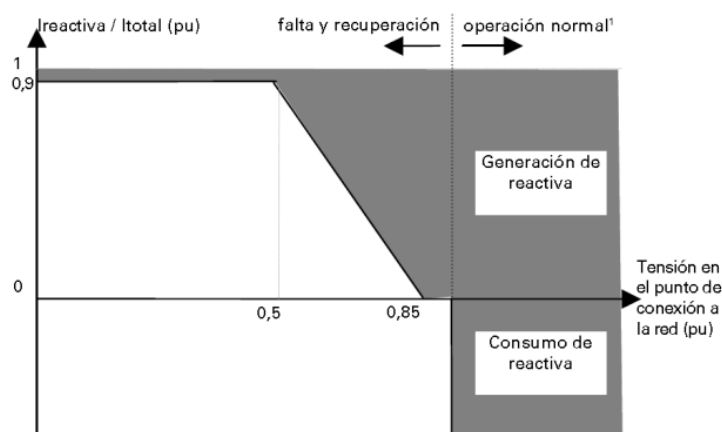


Figura 4.19.- Curva de potencia reactiva aportada en el PCC por los generadores eólicos

Estas curvas de comportamiento ante huecos de los equipos conectados a la red de transporte se encuentran bajo revisión. La tendencia es que los generadores, especialmente eólicos y fotovoltaicos, soporten situaciones más adversas ante huecos. En la Figura 4.20 y Figura 4.21 se muestran las curvas de tensión y de potencia reactiva que se plantean en el borrador sobre requisitos para la conexión de generadores eólicos y fotovoltaicos [47].

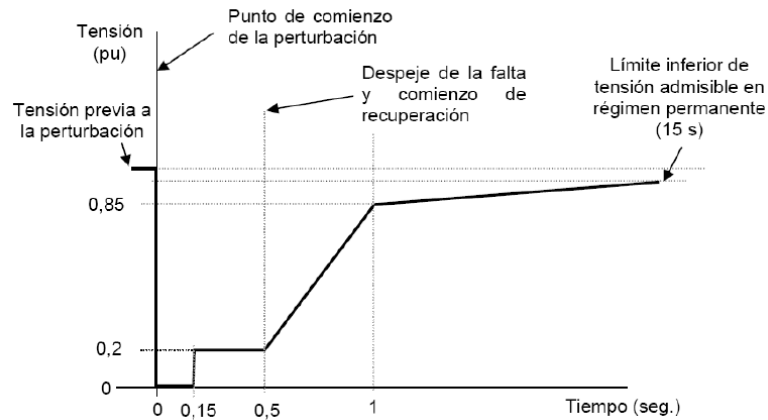


Figura 4.20.- Propuesta de comportamiento en tensión ante huecos de los generadores conectados a la red

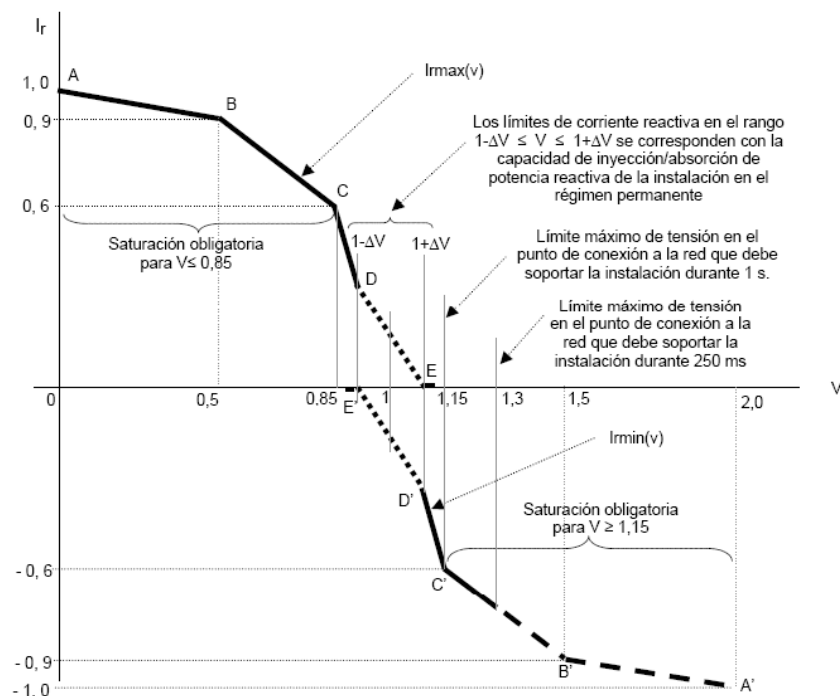


Figura 4.21.- Propuesta de comportamiento en potencia reactiva ante huecos de los generadores conectados a la red

La preocupación por cumplir la normativa ante huecos ha hecho que se estén analizando distintas soluciones, tanto a nivel de máquina como a nivel de parque, en este caso basadas en dispositivos serie, paralelo y serie-paralelo.

Así, para cumplir los requisitos de comportamiento ante huecos de tensión se han propuesto diferentes soluciones, entre ellas, en la bibliografía se pueden encontrar referencias sobre la aplicación de FACTS tipo DVR [48], [49] y STATCOM [50], [51].

Los denominados DVR, Dynamic Voltage Restorer, se basan en el principio del SSSC pero su aplicación es en media y baja tensión, bien sea a nivel de máquina (aerogenerador) o a nivel de parque eólico. Son equipos que se conectan en serie en la línea y que introducen una caída de tensión a través de un transformador, como se muestra en la Figura 4.22 [49].

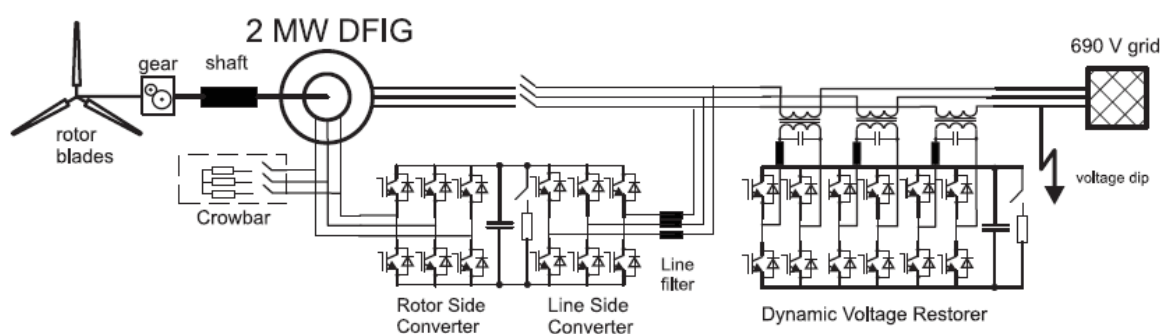


Figura 4.22.- Esquema unifilar de un DVR aplicado a una máquina DFIG.

El principio de los equipos serie para cumplir las normas ante huecos de tensión consiste en inyectar una tensión en serie en la línea y a la salida del generador cuando se produce un hueco de tensión. Así, aunque a nivel de parque se tenga un hueco de tensión, la tensión a nivel de máquina es mayor y los generadores eólicos no se desconectan. Una vez que se despeja la falta, el DVR o SSSC, deja de inyectar la tensión serie necesaria para compensar el hueco de tensión y el generador eólico continúa con su producción. El SSSC tiene las mismas características que el DVR. Sin embargo, como FACTS, su aplicación es a nivel de salida de todo el parque eólico.

Sin embargo, en la práctica, el equipo que en mayor medida se ha empleado para cumplir la normativa de los parques eólicos ante huecos de tensión es el STATCOM. Durante un hueco de tensión el STATCOM inyecta potencia reactiva a la red y se comporta como si de un banco de condensadores se tratase. Al inyectar potencia reactiva a la red se consigue aumentar el nivel de tensión en el punto de conexión y que el resto de equipos que están conectados a ese mismo punto vean un nivel de tensión mayor. Sin embargo, la mayor o menor influencia del STATCOM dependerá de la potencia de cortocircuito del punto donde se conecte y de la distancia a la cual se produzca el hueco de tensión. Cuanto más cercana sea la falta, y más profundo el hueco de tensión visto por el parque, menos podrá elevar la tensión el STATCOM.

4.2.6 CONTROL DEL FLUJO DE POTENCIA POR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La gestión de la potencia por las líneas es uno de los mayores retos de los Operadores del Sistema eléctrico de potencia. La distribución de los flujos de potencia, en base a los resultados del mercado, puede dar lugar a situaciones de explotación de la red que se encuentren fuera de los límites admisibles. Así, para una determinada situación de generación y demanda, un área o una línea de transporte se puede ver sobrecargada.

La potencia por las líneas de transmisión viene impuesta por la situación en cada momento de la demanda y la generación. El Operador del Sistema tiene que garantizar que la demanda de energía se satisface en todo momento, bajo unas condiciones de calidad de suministro. Además, se ha de garantizar que, ante el fallo de alguno de los elementos de la red, las condiciones de explotación de la red y demanda se mantienen. Así, para el caso del Sistema Eléctrico Español, el procedimiento de operación PO1.1 [3] determina que se deben contemplar las siguientes contingencias sin que la seguridad del sistema se vea afectada:

- El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (grupo generador, línea, transformador o reactancia)
- El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado
- En situaciones especiales, cuando la puesta en práctica de las medidas de operación tras una contingencia requieran un tiempo de operación, como puede ser el acoplamiento de un grupo térmico, se considerará también el fallo del mayor equipo generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema

Para cumplir con estos requisitos, ante las situaciones de sobrecarga de líneas y transformadores, los Operadores del Sistema pueden adoptar diferentes soluciones:

- Redespachar generación.
- Modificar la topología de la red.
- Usar equipos de compensación de reactiva.

4.2.6.1 Redespachos de generación

En los sistemas eléctricos que despachan la energía según un mercado, los generadores se seleccionan en función del precio de venta de energía por tramos horarios, seleccionándose los generadores más económicos hasta cubrir la demanda. Como durante la casación del mercado no se tiene en cuenta la estructura de la red, se pueden tener despachos de generación en los que se exceda la potencia máxima de

determinadas líneas del sistema eléctrico. En esta situación, es necesario realizar redespachos de generación por restricciones técnicas de red.

A modo de ejemplo, en la Figura 4.23 se muestra un caso hipotético de generación y demanda, de un sistema eléctrico de tres áreas una vez que se ha casado la generación con la demanda.

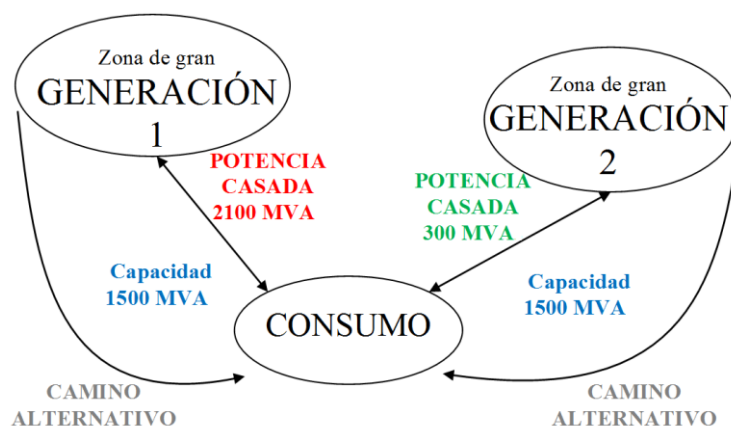


Figura 4.23.- Situación hipotética de carga de la red de transporte

Las zonas de generación representan áreas del sistema con una capacidad de generación elevada. Los nudos del sistema se conectan entre sí mediante líneas de transporte que enlazan las áreas de generación con el área de consumo. Esta red es la encargada de permitir físicamente el transporte de la potencia casada como resultado del mercado. Así, como se muestra en la Figura 4.23, el resultado del mercado no se puede llevar a cabo porque la potencia generada en la zona 1 no puede ser evacuada a la red sin producir una sobrecarga en alguna de sus líneas.

Una de las soluciones pasa por redistribuir la potencia generada por los grupos, para obtener un estado de explotación de la red de transporte en que no se sobrecargue ninguna de las líneas de transmisión. De esta forma, la Figura 4.24 muestra una nueva redistribución de la potencia una vez redespachada la generación.

El redespacho de generación para evitar restricciones técnicas supone un sobre coste para el sistema. Es necesario retirar generación a bajo coste, que había sido casada previamente, y sustituirla por generación no casada cuyo coste es mayor.

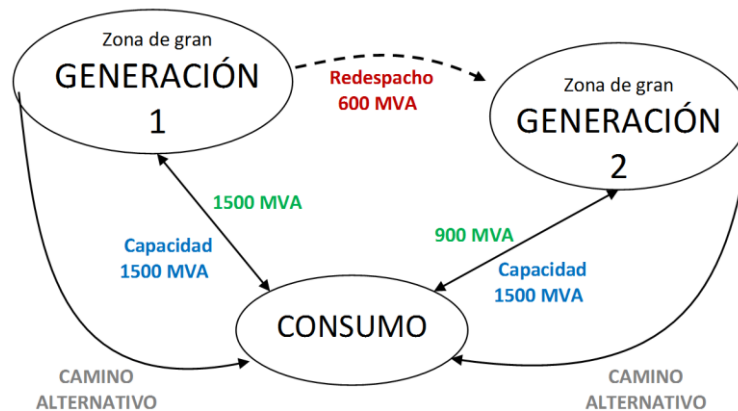


Figura 4.24.- Redespacho de generación en la red de transporte por sobrecarga

4.2.6.2 Modificaciones topológicas de la red

Otra de las soluciones pasa por modificar la configuración de la red, realizando cambios en la interconexión de la red de transporte. De esta forma, poniendo o quitando de servicio ciertas líneas, se consigue redistribuir la potencia evitando las sobrecargas.

Esta acción implica operar los interruptores de la línea, con los inconvenientes en mantenimiento y sustitución de interruptores que ello conlleva. Además, el hecho de poner líneas fuera de servicio en una red mallada supone disminuir el grado de seguridad de la red y hacerla más sensible ante posibles contingencias, al disminuir el grado de redundancia.

4.2.6.3 Aplicación de equipos de compensación

Además de las modificaciones topológicas de la red, otra solución posible pasa por modificar las características eléctricas de la red, es aquí donde los equipos de compensación clásicos y los FACTS toman parte.

Para ilustrar este concepto, se va a hacer uso de un ejemplo modificado del software PowerWorld [52] en la que se han modificado los valores de la demanda de potencia en el bus 5 y 4, donde se han establecido que:

- el generador número 1 del bus 4 pasa a generar 99 MW
- la carga número 1 del bus 5 pasa a consumir 100 MW y 40 MVar

En la Figura 4.25 se muestra el estado inicial de la operación del sistema. La línea comprendida entre los buses 2 y 5 se encuentra a un 66% de su límite de capacidad y la línea entre los buses 7-5 al 70%.

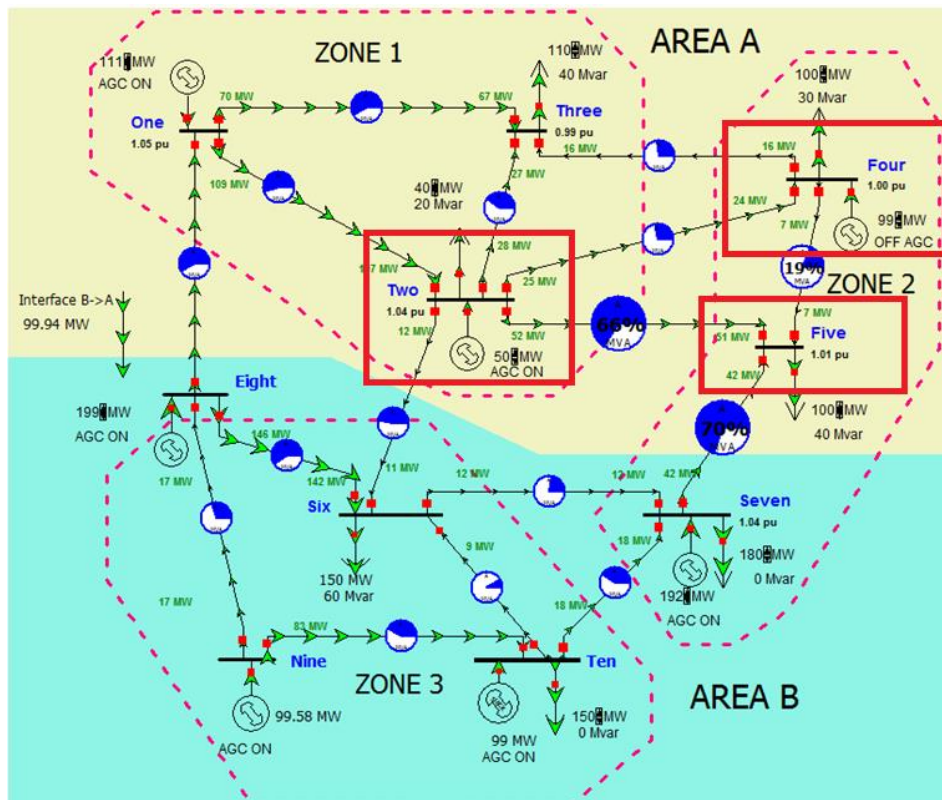


Figura 4.25.- Ejemplo de flujo de potencia en un sistema de 10 buses

La pérdida de cualquiera de las líneas (contingencias N-1) que entregan energía al nudo 5 producirá un aumento de la carga en el resto. En este ejemplo, el peor de los casos de sobrecarga será la pérdida de la línea que mayor potencia transporta al nudo, que es la línea 5-7. La situación de operación de la red tras esta contingencia se muestra en la Figura 4.26 .

Se puede observar cómo se produce una sobrecarga en la línea 2-5 del 15% de su capacidad.

Para eliminar esta sobrecarga, se ha optado por colocar una reactancia de $15,23 \Omega$ en serie con la línea 2-5. Al aumentar el valor de la impedancia de la rama, la potencia por el resto de líneas se redistribuye, disminuyendo la que circula por la línea 5-2, como se muestra en la Figura 4.27.

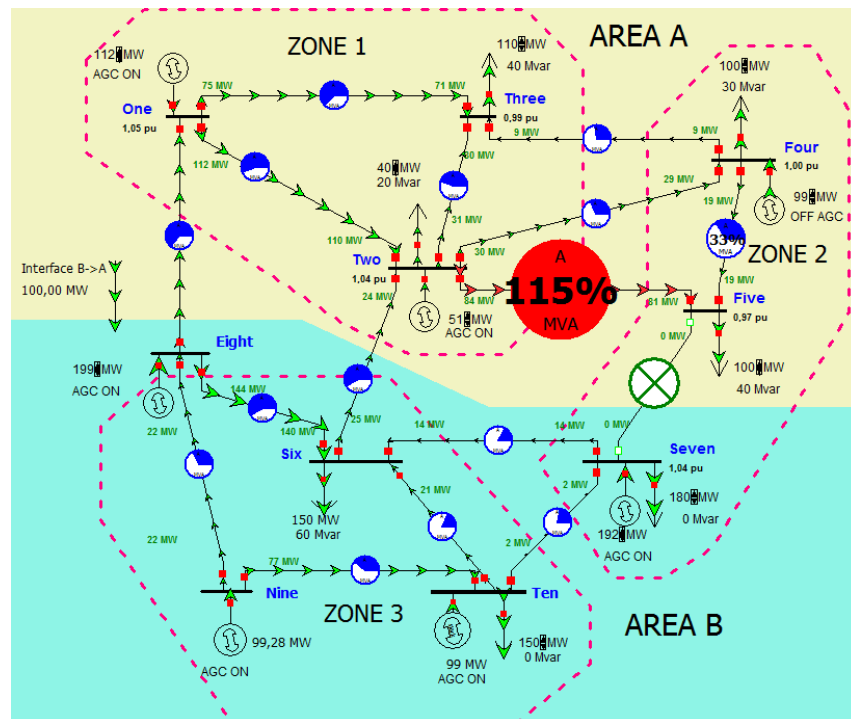


Figura 4.26.- Contingencia N-1 en una línea

Según se observa, al añadir la reactancia, la potencia de línea 2-5 se ve reducida al 100% de su capacidad nominal, eliminándose la sobrecarga.

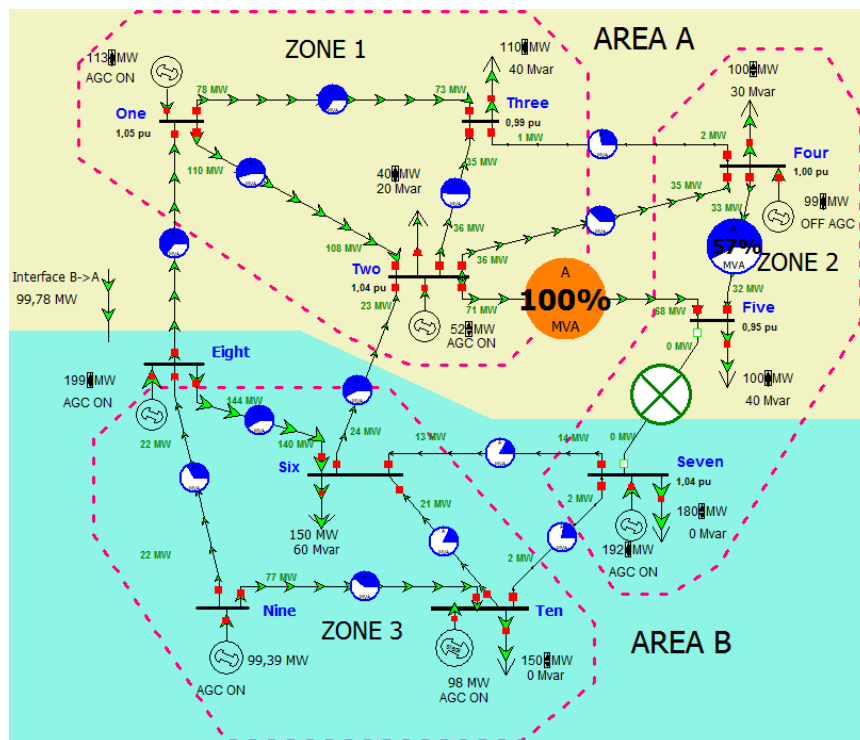


Figura 4.27.- Contingencia N-1 en la línea 7-5 y compensación serie en la línea 2-5

En este caso, la impedancia serie necesaria es de $15,23 \Omega$, sin embargo, el valor de la impedancia serie necesaria para eliminar la sobrecarga de la línea puede variar en función del mallado de la red en cada momento, de la carga inicial que tenga la línea y de la contingencia que se produzca.

Los FACTS serie, como el SSSC, permiten imponer en serie en la línea una impedancia variable que se ajuste en cada momento a las necesidad del sistema para evitar la sobrecarga de la línea.

Otra de las alternativas para la optimización de los flujos de potencia en la red es la introducción de condensadores en serie con la línea que permitan controlar, en cierta forma, el flujo de potencia por una línea o eje del sistema eléctrico. Partiendo del caso de sobrecarga de la Figura 4.26, se ha reducido la reactancia de la línea 4-5, introduciendo una compensación reactiva serie equivalente mediante condensadores con valor de $34,28 \text{ Ohm}$. En la Figura 4.28 se muestra el resultado del flujo de potencia obtenido.

Tras la compensación, la potencia por la línea sobrecargada se ha reducido a la nominal y la potencia que circula del bus 4 al bus 5 ha aumentado hasta el 54% de su capacidad nominal.

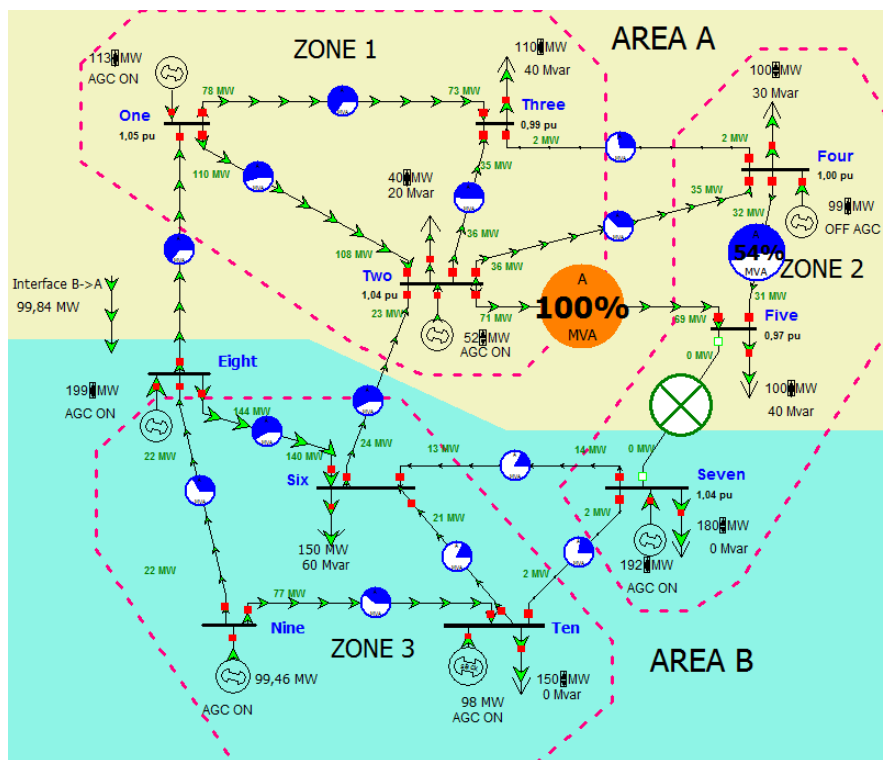


Figura 4.28.- Contingencia N-1 en la línea 7-5 y compensación serie en la línea 4-5

Por tanto, una solución clásica basada en condensadores serie permite solucionar la sobrecarga, sin embargo, los equipos clásicos de compensación de reactiva son discretos y normalmente, la compensación carece de margen de ajuste y regulación.

Así, en este tipo de aplicaciones es donde se manifiestan las bondades de los equipos de compensación serie como el SSSC, ya que puede imponer en serie en la línea una reactancia o un condensador equivalente de la capacidad adecuada para controlar el flujo de potencia de la línea de forma continua. De esta forma, se evita duplicidad de equipos en la red para el control del flujo de carga en una línea.

4.2.7 CONCLUSIONES SOBRE LA APLICACIÓN DE FACTS EN LA RED DE TRANSPORTE

Además de las aplicaciones presentadas, que son las más relevantes en relación con el tema de la presente tesis, el análisis del estado del arte ha permitido identificar otras aplicaciones en las que se usan o se ha propuesto el uso de FACTS. A modo de resumen, en la Tabla 4.4 [53] se muestran las bondades de distintos equipos de compensación serie / paralelos de acuerdo a la problemática asociada en la red.

FUNCIÓN	FACTS							
	SVC	STATCOM	STATCOM + Storage	TCSC	SSSC	SSSC + Storage	TCPAR	UPFC
Compensación de potencia reactiva	2	1	1	3	1	1		1
Compensación de potencia activa			1			1		
Control de tensión	2	1	1	3	3	3	3	1
Mejora en la estabilidad de tensión		1	1	2	1	1		1
Control del flujo de potencia	3	3	3	2	1	1	1	1
Atenuación de oscilaciones de potencia	3	2	2	2	1	1	1	1
Mitigación de resonancias sub-síncronas				2	1	1	2	1
Mejora de la estabilidad del ángulo del rotor	3	3	2	2	1	1	1	1
Mitigación del efecto "Flicker"	2	1	1					1
Reducción de armónicos		2	2		2	2		1
Comportamiento inercial			4			4		
Reserva primari, secundaria y terciaria			4			4		
Mejora de la estabilidad de frecuencia			4			4		

1: Excelente; 2 Bueno; 3: Operación Limitada; 4: Dependiente.

Tabla 4.4.- Comparación en cuanto a su aplicación de los distintos FACTS

Como conclusión general del estudio realizado sobre aplicaciones de los FACTS hay que destacar que se ha demostrado como el uso de compensación de potencia reactiva serie y paralelo puede aportar soluciones a determinados problemas de la red de transporte y subtransporte. Frente a soluciones tradicionales basadas en bancos de condensadores y reactancias conectadas mediante interruptores mecánicos, los FACTS permiten hacer una regulación continua del intercambio de potencia activa y reactiva con la red. Los FACTS son idóneos allí donde se precisa un tiempo de respuesta rápido, una regulación continua de la potencia reactiva intercambiada o equilibrar una carga que viola los límites de emisión de desequilibrios de secuencia inversa, THD o flicker.

4.3 LOCALIZACIÓN DE FACTS

Debido a que la red de transporte tiene una topología mallada, la ubicación del FACTS va a influir en mayor o menor medida a la hora de solucionar la problemática en cuestión. Por ello, otro aspecto importante a analizar, para llevar a cabo la implantación real de un FACTS, consiste en determinar la ubicación del equipo que maximice el impacto de éste sobre la problemática a resolver.

La localización de los equipos de compensación de reactiva en la red de transporte es una tarea que requiere del estudio del sistema en su conjunto. De igual manera, se ha de estudiar la localización de los FACTS en la red. Para cada uno de los FACTS se habrá de estudiar en qué punto de la red o línea se maximiza la influencia del mismo.

Así, la óptima localización de un FACTS consiste en obtener la ubicación del equipo que optimice una determinada función objetivo, que puede ser: variación de tensión en el nudo, variación de la potencia transmitida por una línea, coste de generación, etc.

En la bibliografía existen múltiples propuestas para abordar el problema de la localización de FACTS. A modo de ejemplo, en [54] y [55] se tiene una retrospectiva de métodos y técnicas de optimización en la localización de FACTS.

En este apartado se describen las características principales de los métodos propuestos en la bibliografía para la localización de FACTS. En particular, el estado del arte realizado se ha centrado en la revisión de referencias en relación a la óptima localización de FACTS basados en VSC, analizando el método de localización empleado, la función objetivo para la cual se ha empleado dicho método y para cuál de los FACTS basados en VSC se ha obtenido su óptima localización.

A partir de la bibliografía consultada, las estrategias para el cálculo de la localización de FACTS se han agrupado según el método de localización propuesto en los siguientes grupos: métodos de optimización clásicos, métodos cuantitativos y métodos heurísticos o meta-heurísticos, Figura 4.29.

A continuación, se describen las características principales de cada uno de los grupos de métodos y se realiza un análisis comparando las distintas técnicas estudiadas para la

localización óptima de FACTS aplicados a las problemáticas expuestas en el apartado 4.2.

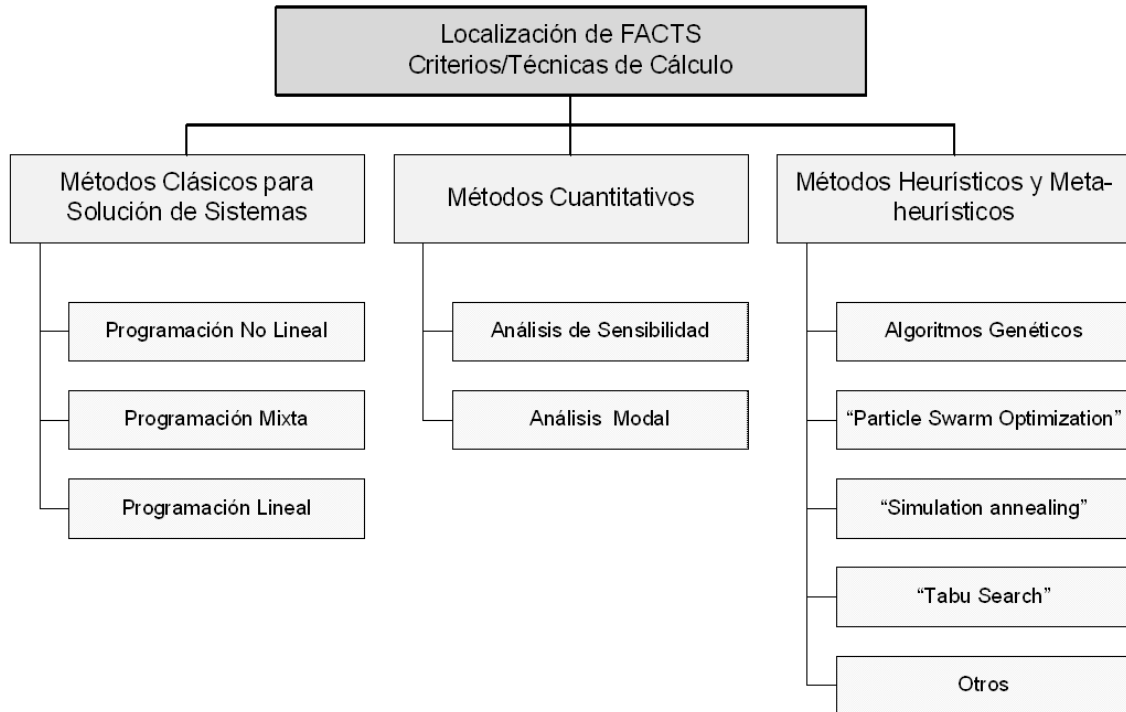


Figura 4.29.- Resumen de técnicas y métodos para la localización de FACTS

4.3.1 MÉTODOS CLÁSICOS DE OPTIMIZACIÓN

Los métodos clásicos de optimización recurren a expresiones matemáticas que optimizan una o varias variables mediante la resolución de un sistema de ecuaciones que expresa el problema de optimización a resolver. De entre los métodos de programación se tienen:

- Programación lineal, también conocida en la literatura como LP o ILP. Los métodos clásicos basados en expresiones lineales hacen una aproximación a la solución del flujo de potencias en corriente continua. En relación con este tipo de métodos, se han encontrado referencias en la coordinación de FACTS para mejorar la estabilidad del sistema. A modo de ejemplo, en [56] se estudia el uso de FACTS serie para mitigar las oscilaciones de potencia y mejorar la estabilidad del sistema mediante métodos de programación lineal.
- Programación no lineal o NLP. Se utiliza para la resolución de sistemas no lineales. Estos métodos parten de un caso base, en el cual se aproximan a la solución del problema a medida que la función objetivo disminuye [57]. En [58] se estudia la óptima localización de un UPFC, minimizándose el coste de generación, las pérdidas del sistema y optimizando la potencia total instalada en electrónica de potencia. Este método se compara con otros métodos heurísticos, como algoritmos

genéticos y programación evolutiva, siendo el método propuesto el más rápido en obtener la solución al problema con un menor coste computacional. Por otro lado, en [59] se obtiene la óptima localización de un TCSC y de un UPFC para incrementar la capacidad de transporte de una línea y se incluyen las restricciones en cuanto al límite de tensión, control de tensión y potencia reactiva.

- Programación mixta. Se utiliza en problemas de optimización que contienen elementos discretos y continuos, tanto en programación lineal (MILP) como no lineal (MINLP). En [60] se recomiendan los métodos lineales para optimizar simultáneamente la estructura de un sistema (variables discretas) y sus parámetros (constantes).

Los algoritmos empleados para resolver los sistemas de ecuaciones mixtos son: “Branch & Bound”, “Gomory cuts” y la descomposición de Bender [61] entre otros. En [62] se resuelve el sistema de ecuaciones y se obtiene la localización óptima de un TCPST con el fin de reducir el coste asociado al redespacho de generación por congestión de la red. En [63] se obtiene la óptima localización de un TCPST en base a sus limitaciones y las capacidades de generación de los nudos, con el fin de optimizar la potencia activa que se transporta.

El control de tensión y colapso de tensión en las redes de transporte es otro de los grandes temas en los que se han centrado los algoritmos de localización de FACTS. Así, en [64], se ha empleado la descomposición de Bender para optimizar el control de potencia reactiva en la red teniendo en cuenta la secuencia de deslastre de cargas.

4.3.2 MÉTODOS CUANTITATIVOS

A menudo, en los métodos cuantitativos, se obtienen índices o tablas sobre la influencia de las entradas de un problema sobre las salidas del mismo o sobre la función objetivo del problema de optimización. En este bloque, de forma genérica, se han estudiado dos técnicas, el análisis de sensibilidad y los métodos de análisis modal.

El análisis de sensibilidad consiste en el estudio de cómo la incertidumbre en la salida de un modelo numérico se puede distribuir entre diferentes fuentes de incertidumbre en la entrada del modelo [65]. O dicho de otra forma, consiste en el estudio de cómo las entradas de un modelo afectan en la salida del modelo y cómo se cuantifica.

Dentro de los métodos en base a análisis de sensibilidades se encuentran entre otros: el “One-at-a-time”, los métodos locales, análisis regresivos y el análisis de varianza.

En ocasiones resulta complejo hacer el análisis de un sistema eléctrico de gran tamaño mediante simulaciones u obteniendo sus valores propios para determinar la ubicación de FACTS para amortiguar las oscilaciones de potencia. En [66] se propone el uso un método llamado LIED (Location Index for Effective Damping) para obtener la localización óptima de un SVC y un VSrC. Como resultado de este método se obtiene

una lista con la mejor ubicación de FACTS para evitar o mitigar las oscilaciones de potencia.

Existen otros análisis de sensibilidades en base a preservar el margen de potencia que circula por las líneas de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia y en los que se mencionan soluciones como el STATCOM, SSSC y UPFC como soluciones FACTS. Si bien, en el estudio de la solución más idónea, se estudian el TCSC y el SVC [67].

En [68] se plantea la utilización de FACTS para optimizar la capacidad de transferencia de líneas de transporte, evitando el colapso de tensión y empleando un TCSC o un SVC. El método usado es un análisis de varianza expresado mediante el jacobiano del sistema.

En [69] se propone la localización de FACTS serie en base a análisis de sensibilidades en mercados no regulados con el objetivo de reducir las sobrecargas de líneas, reducir las pérdidas en transporte, reducir el coste de producción y mejorar la estabilidad del sistema en base al control de flujo de potencia en la red. Los FACTS empleados son el TCSC y el TCPAR. Para la óptima localización de estos FACTS se obtiene un índice que consiste en determinar la línea para la cual la sensibilidad a la variación de la potencia transmitida se maximiza.

El control de tensión es uno de los mayores problemas en las redes de transporte, en [70] se estudia la óptima localización de un UPFC para evitar el colapso de tensión durante contingencias. El método utilizado ha sido el uso de un análisis de la varianza del factor de carga de cada línea en función de la generación en el sistema y de la impedancia serie de las líneas del sistema.

En la mayoría de la bibliografía consultada se hace un análisis de sensibilidad obteniendo los índices que mayor impacto tienen en la optimización de activos de red, atenuación de oscilaciones de potencia, control de tensión, colapso de tensión y control de sobrecargas.

4.3.3 MÉTODOS HEURÍSTICOS Y META-HEURÍSTICOS

Las técnicas heurísticas y meta-heurísticas para la localización de FACTS tiene un propósito normalmente multiobjetivo, como puede ser: minimizar las pérdidas en transporte, minimizar el coste de la instalación y mantenimiento, mejorar los márgenes de seguridad, aumentar la capacidad de transporte de una línea o hacer un aprovechamiento óptimo de los activos de red [57] simultáneamente. En algunos artículos como en [65] y [71] se tiene en consideración el análisis de contingencias N-1 y criterios sobre potencia generada/despachabilidad en mercados no regulados.

Dentro de este tipo de métodos computacionales se distinguen las técnicas de algoritmos genéticos, “Particle Swarm Optimization”, simulación de trayectorias, programación evolutiva, “Tabu Search”, estrategias evolutivas, inteligencia artificial y lógica difusa entre otros.

En [72] se hace el estudio de 4 tipos de FACTS. En él se determina el número de FACTS y su localización en la red, con la finalidad de minimizar el coste de la inversión a realizar mediante algoritmos genéticos. Este mismo estudio se ha hecho en [73] comparando un UPFC y un TCSC. En [74] se ha determinado la localización de un UPFC en base a criterios económicos usando algoritmos genéticos.

El control de tensión y evitar el colapso de tensiones mediante la utilización de FACTS se ha resuelto en [75] mediante algoritmos genéticos, en este caso se ha localizado el SVC en dos casos de estudio, uno de 9 buses y otro de 14 buses.

En [76] se determina la localización de un UPFC para evitar la congestión de la red de transporte en mercados no regulados mediante algoritmos genéticos. La óptima utilización de los activos de red resulta necesaria cuando las capacidades de expansión de la red son limitadas. En [77] se resuelve la localización de un UPFC en la red en base a un aprovechamiento óptimo de los activos de red en mercados no regulados mediante el empleo de algoritmos genéticos.

La estabilidad transitoria y la amortiguación de las oscilaciones de potencia es otro gran grupo en el que las técnicas basadas en algoritmos genéticos han avanzado. En este contexto, en [78] se emplea el modelo de un UPFC para estabilizar la red de transporte, aumentar las características de amortiguamiento de la red y determinar su localización óptima, en base a la combinación de un algoritmo genético y el empleo de los valores propios del sistema.

Los métodos basados en Particle Swarm Optimization (PSO) y sus variantes se han estudiado ampliamente en la literatura consultada. En [79] se estudia la óptima localización de un STATCOM para minimizar las desviaciones de las tensiones de los buses, además se trata de minimizar el coste del STATCOM.

En [80] se estudia el uso del SVC para optimizar el uso de los activos de red e integrar más energía de origen renovable en el sistema eléctrico. El método de optimización empleado ha sido el PSO.

4.4 CONCLUSIONES

A día de hoy, los Operadores del Sistema emplean herramientas software de cálculo de flujo de cargas orientadas a la red eléctrica para resolver las restricciones técnicas. Sin embargo, la optimización del sistema mediante la utilización de FACTS ha propiciado la utilización de otras técnicas y herramientas de estudio y optimización de la red, tal y como se ha expuesto en los apartados anteriores. Lo que resulta más interesante es que ante una restricción técnica en la red se pueda determinar cuál es el método a aplicar. Así, en este apartado se presenta un análisis para clasificar los métodos y técnicas en función de la problemática de red a resolver.

A partir del análisis bibliográfico realizado se han identificado los diferentes métodos y técnicas utilizadas para la óptima localización de FACTS. En la Figura 4.30 se muestra el número de referencias que aplican los 3 métodos anteriormente descritos: métodos clásicos de optimización (1), métodos cuantitativos (2) y métodos heurísticos y meta-heurísticos (3).

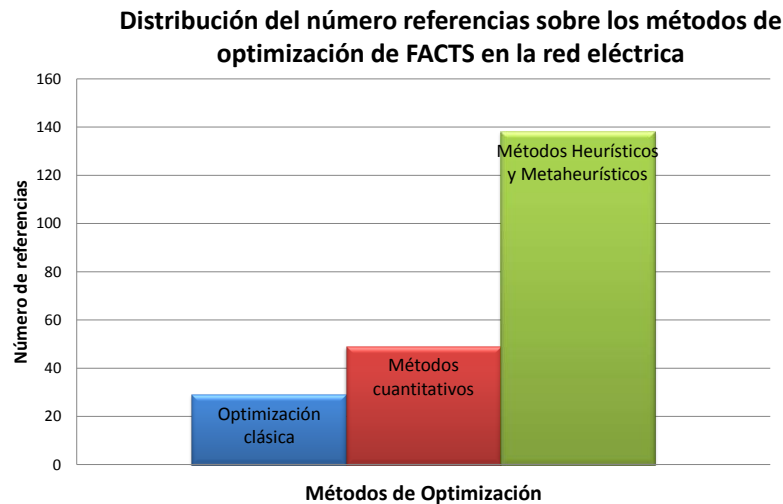


Figura 4.30.- Distribución del número de referencias sobre los métodos de optimización de FACTS en la red eléctrica

En la Figura 4.31 se muestra la distribución de referencias según las técnicas analizadas. Para poder interpretar la figura, la Tabla 4.5 lista cada técnica.

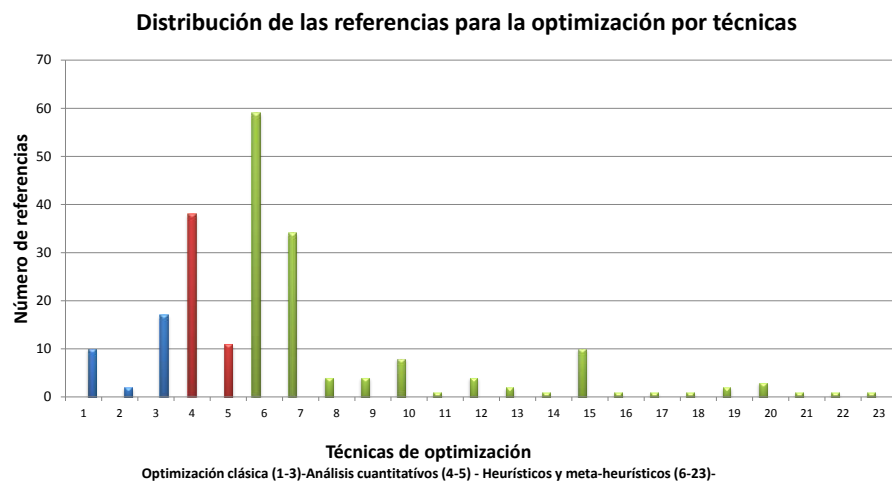


Figura 4.31.- Distribución de las técnicas de optimización de FACTS

De los resultados que se muestran en la Figura 4.31 cabe decir, que el gran número de artículos en el estudio de métodos heurísticos y meta heurísticos se debe al interés académico que suscita este tipo de métodos de optimización no deterministas. Sin

embargo, su aplicación real en la red de transporte no ha sido tal, ya que su implementación práctica es muy compleja.

De entre las referencias consultadas los artículos basados en métodos heurísticos y meta-heurísticos son los que más habitualmente se consideran en la optimización de redes.

MÉTODO	REF.	TÉCNICA PROPUESTA
Métodos clásicos	1	Programación NLP
	2	Programación LP o ILP
	3	Programación MILP y MINLP
Métodos cuantitativos	4	Análisis de sensibilidad
	5	Análisis modal
Métodos basados en técnicas heurísticas y Meta-heurísticas	6	Algoritmos Genéticos y sus variantes
	7	Particle Swarm Optimization y sus variaciones
	8	Simulating annealing
	9	Tabu Search
	10	Programación Evolutiva
	11	Estrategia Evolutiva
	12	Lógica difusa
	13	Trayectory Sensitivity Analysis (TSA).
	14	Dual Programming
	15	Differential evolution algorithm
	16	Gravitational Search Algorithm
	17	Curve Space Optimization
	18	Decomposition coordination method
	19	Harmony search algorithm (HSA)
	20	Bees Algorithm
	21	ELECTRE - III
	22	Ant Colony Method
	23	Feed forwardback propagation network

Tabla 4.5.- Métodos y técnicas de optimización estudiados

Los métodos de optimización clásicos y los basados en análisis cuantitativos son métodos deterministas, mientras que los heurísticos y meta-heurísticos, son métodos que mediante hipótesis tratan de hallar la solución que mejor se aproxime a la función objetivo. De entre las referencias consultadas las técnicas más habitualmente empleadas son:

- Particle Swarm Optimization.
- Algoritmos genéticos

- Análisis de sensibilidades mediante la obtención del jacobiano del sistema
- Los métodos de optimización clásicos de programación lineal mixtos (MILP).

De entre la bibliografía consultada, se han clasificado las técnicas de localización en base a dos criterios: el FACTS empleado y la restricción técnica que se quiere resolver con el FACTS. Los FACTS estudiados han sido: TCSC o TSC, el TCSR o TSR, SVC, TCPST o PST, UPFC, SSSC, STATCOM, TCVR o VSrC y el HPFC.

Las restricciones en régimen permanente son aquellas situaciones de emergencia producidas por un evento adverso en la red eléctrica que se pueden considerar invariables durante una ventana de tiempo. Dicha ventana de tiempo es lo suficientemente grande como para que el Operador del Sistema tome medidas correctivas. La utilización de los FACTS se ha clasificado en base a criterios económicos y de seguridad:

- Control de tensión: cuando se produce alguna violación en los márgenes máximos y mínimos de la tensión en alguno de los nudos del sistema.
- Sobrecarga de líneas o transformadores: bajo determinados eventos de red se pueden producir estados de explotación de la red inadecuados y la reducción de la vida útil de los activos de red.
- Optimización de los activos de red: la utilización de FACTS para descargar las áreas del sistema que se encuentran más sobrecargadas y distribuir esa carga por otras partes del sistema más descargadas. Se trata de optimizar la red de modo que todos los elementos del sistema se encuentren igualmente cargados.
- Congestión del sistema eléctrico de potencia y redespacho de generación: la congestión del sistema se produce cuando las condiciones para transportar la energía previamente casada incumple condiciones de seguridad, como consecuencia debe realizarse un redespacho de la generación casada previamente.
- Minimización del coste de la energía: en los sistemas eléctricos centralizados es el Operador del Sistema quien determina los generadores que van a tomar parte con el objeto de minimizar el coste de la energía generada. Este estudio se denomina “Unit Commitment” o Despacho económico.
- Criterio N-1: cuando el sistema eléctrico de potencia se explota de modo que aun fallando alguno de los elementos de la red, el sistema siga estando dentro de los límites admisibles se dice que se cumple con el criterio N-1. Este estudio se hace mediante el análisis de contingencias.

Sin embargo existen situaciones de red en las que el sistema se inestabiliza y en las que el Operador del Sistema no tiene margen para tomar medidas correctoras. Este tipo de eventos conllevan a menudo la desconexión parcial o total de alguna de las áreas del sistema. A efectos del Operador del Sistema se han clasificado estos fenómenos como transitorios:

- Estabilidad de tensión y colapso de tensión: hace referencia al colapso de tensión que se da en la red en los buses más débiles del sistema y las situaciones que son más susceptibles de que se produzca una inestabilidad transitoria de tensión.
- Estabilidad del ángulo y oscilaciones de potencia: Son los fenómenos en los que el balance de la potencia activa en el sistema no se encuentra estable y se producen oscilaciones de potencia entre distintas zonas del sistema eléctrico.

Como resultado de este estudio, se ha hecho una clasificación de las referencias bibliográficas en función de las 8 restricciones de red más habituales y los 9 FACTS que más se mencionan en los artículos consultados, cuyo resultado se muestra en la Figura 4.32, donde mediante una escala se cuantifica el número coincidencias desde 0 (azul) hasta 65 (marrón).

De este análisis se concluye que:

- Los equipos paralelo, en concreto el SVC, es el FACTS más empleado para el control de tensión y la estabilidad de tensión. También se han empleado en el estudio de la optimización de activos de red.
- El TCSC se ha empleado con mayor frecuencia para:
 - Optimizar los costes de generación y transporte de energía.
 - Optimizar la red de transporte para hacer un mejor uso de los activos y para cumplir el criterio de seguridad N-1 en contingencias.

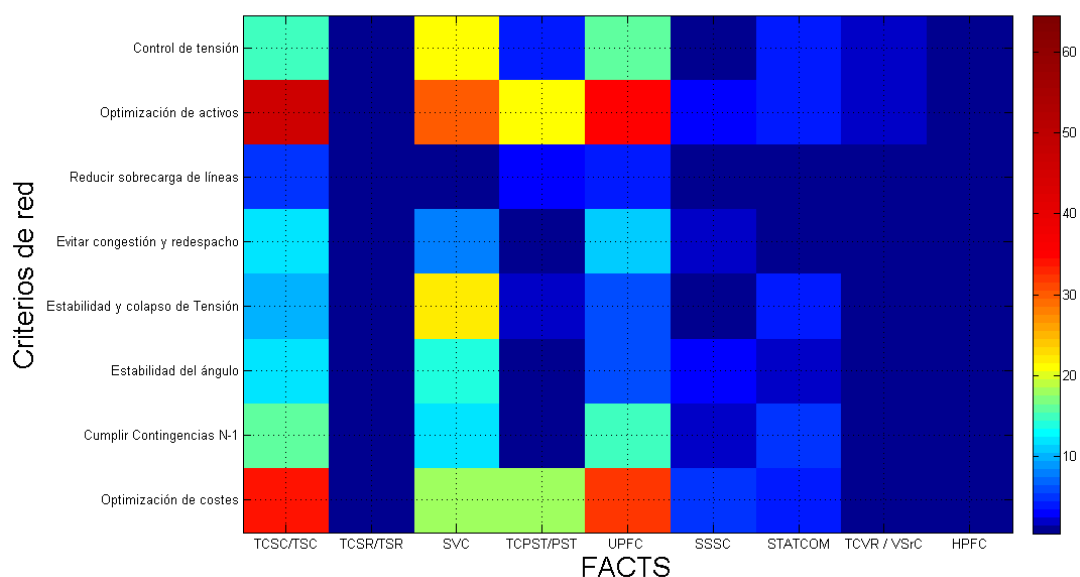


Figura 4.32.- Comparativa del número de veces que se emplean los FACTS por criterios de red.

Del análisis de localización de FACTS se puede concluir también que dentro de los FACTS serie, el TCSC es el equipo que en más ocasiones se ha estudiado para controlar

el flujo de potencia por las redes de transporte. El SSSC es el equipo serie equivalente al TCSC basado en fuente de tensión controlada. El hecho de que se mencione en un mayor número de ocasiones el TCSC es que fue el primer FACTS serie y el que en mayor número de ocasiones se ha instalado en la red eléctrica. Por su parte el SSSC, como tal, no se ha instalado en la red de transporte y no se han encontrado casos o estudios prácticos sobre la selección, localización y dimensionamiento frente a otro tipo de FACTS serie o paralelo.

Dados los beneficios que aportan los FACTS serie en la red eléctrica se va a desarrollar una metodología para la selección, localización y dimensionamiento de un SSSC para el control del flujo de potencia en la red eléctrica.

Capítulo - 5.

Nueva metodología de selección y dimensionado de un SSSC para el control del flujo de potencia en la red eléctrica de transporte

5.1 INTRODUCCIÓN

En primer lugar se ha estudiado la red eléctrica de transporte, la evolución de la misma y el nuevo escenario de generación y demanda, en el cual existe una alta penetración de energías renovables integradas en un mercado eléctrico liberalizado. Así mismo, se han presentado las problemáticas más habituales que se recogen en la literatura asociadas a la red de transporte de energía eléctrica.

En este capítulo se presenta una nueva metodología para la selección, localización y dimensionamiento de un SSSC en la red de transporte para la resolución de problemas de sobrecarga.

La metodología propuesta resulta de gran interés para Operadores del Sistema, gestores de las redes de transporte y fabricantes al ser de fácil aplicación al facilitar la localización, dimensionamiento y diseño de equipos FACTS serie. La metodología propuesta determina la localización del FACTS mediante un análisis de sensibilidades y realiza un dimensionamiento de las necesidades de compensación en base a históricos de carga de la red.

Por otro lado, se va a dimensionar el SSSC siguiendo criterios económicos y minimizando la electrónica necesaria para regular el flujo de potencia por la línea objeto de compensación.

Finalmente, la metodología establece los criterios para desarrollar los modelos de simulación necesarios en régimen permanente y en régimen electromagnético que permitan validar el dimensionamiento del SSSC e implementar sus lazos de regulación.

5.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA METODOLOGÍA

La nueva metodología propuesta para la selección y dimensionamiento de un SSSC basa su aplicación en la realización, de forma secuencial, de una serie de pasos que se muestran de forma esquemática en la Figura 5.1.

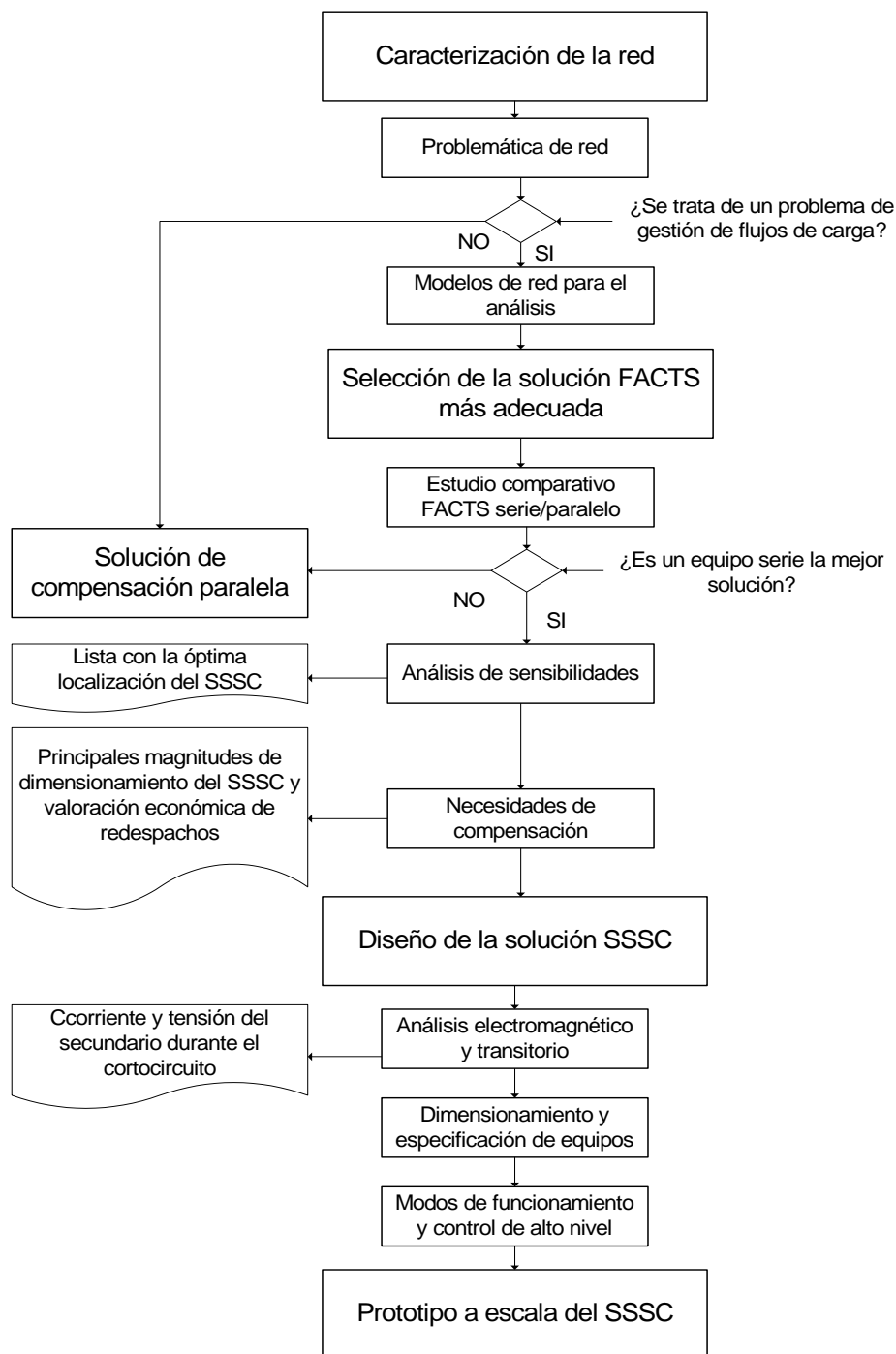


Figura 5.1.- Diagrama de la metodología propuesta

Inicialmente debe caracterizarse la red eléctrica donde se encuentra el problema a resolver. A continuación, se caracterizará el problema para el cuál se decide recurrir a un SSSC y se limitará el área de influencia, generándose los modelos de simulación en régimen permanente y electromagnético.

Posteriormente, se hace el estudio de la red con el SSSC y se obtienen los datos de partida para su dimensionamiento. Este apartado incluye un cálculo comparativo sobre la influencia de equipos serie y paralelo en la red de estudio, un análisis de sensibilidad para determinar la óptima localización del SSSC y un estudio sobre las necesidades de compensación en la red.

En base a los datos de compensación necesarios y las características de la red se realizará el dimensionamiento de un equipo de compensación serie SSSC. Este dimensionamiento se simulará en una herramienta software de análisis dinámico para validar el SSSC en la red de estudio.

Una vez que se haya determinado la solución final con un SSSC, la metodología desarrolla las pautas para implementar un prototipo a escala del SSSC y verificar su funcionamiento en simulación.

En los apartados posteriores se describen en detalle cada uno de los pasos de la metodología propuesta.

5.3 CARACTERIZACIÓN DE LA RED

El primer paso de la metodología propuesta es caracterizar la red identificando el problema a resolver y su área de influencia. Esto permitirá delimitar el área de interés de la red, lo que facilitará el desarrollo de modelos de simulación para estudiar la influencia del SSSC y realizar un dimensionamiento previo del equipo.

5.3.1 PROBLEMÁTICA DE RED

A menudo, se puede detectar más de una problemática en el área de la red a analizar, por lo que será necesario acotar cada problema y su naturaleza. Las problemáticas que más a menudo se encuentran en un sistema eléctrico se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Control de tensión: subtensiones, sobretensiones, contenido armónico elevado, gran variabilidad de tensión.
- Gestión de la potencia en el sistema: sobrecargas, variabilidad de carga en la línea, optimización de los recursos o activos del sistema.

Normalmente estos dos grupos van asociados entre sí, la presencia de problemas de tensión en un sistema da lugar generalmente a desequilibrios en el reparto de la corriente, y a su vez, un mal reparto de la generación y consumo en un área puede dar lugar a una distribución de potencia por la red que origine un perfil de tensión inadecuado.

En esta metodología se plantea la utilización de FACTS serie del tipo SSSC para solucionar una mala gestión de la potencia activa en una línea de transporte.

Son muchos los factores que pueden afectar a la redistribución de los flujos de potencia, como la construcción de nuevas líneas y la modificación del mallado de la red, la generación renovable localizada, la variabilidad de la potencia procedente de energías en régimen especial o un mercado liberalizado de la energía eléctrica, entre otros.

Por ello, en primer lugar se ha de partir de un modelo de red que abarque ampliamente el área de estudio para poder centrarse en un problema en concreto. Después, se ha de caracterizar la causa que origina esa problemática y finalmente identificar los elementos del sistema que en mayor medida influyen sobre el caso de estudio.

En segundo lugar, una vez que se conocen los principales elementos que afectan a la sobrecarga de la línea que se está analizando, se ha de simplificar la red de partida con objeto de desarrollar los modelos de análisis necesarios que permitan dimensionar el SSSC en la red de transporte, obtener una valoración económica del coste de redespacho de energía o beneficio que aporta la solución mediante un SSSC, implementar el control de alto nivel y realizar los análisis en régimen electromagnético.

5.3.2 MODELOS DE RED PARA EL ANÁLISIS

El escenario de partida tiene que contemplar la sobrecarga de la línea, o del eje, a resolver mediante el SSSC. Además, en el caso de la gestión de potencia en las líneas, habrá que tener en consideración no sólo la línea o eje de transporte a analizar, sino también el resto de líneas que se encuentren alrededor, ya que pueden verse afectadas en mayor o menor medida, o pueden tener influencia sobre la línea afectada.

Este escenario inicial deberá ser simplificado posteriormente, para el desarrollo de los modelos de simulación necesarios. De este modo, los modelos de red que se van a tener en cuenta en esta metodología son:

- Modelo de red inicial: Comprende un territorio muy amplio, normalmente una región o país, con objeto de reflejar de forma adecuada el problema a resolver mediante la instalación de un SSSC.
- Modelo de red reducido: Se trata de un modelo de red que, aun teniendo demasiados nudos para la realización de los estudios electromagnéticos, permite entender la problemática asociada a la sobrecarga de la línea y visualizar el área de estudio (número de nudos entre 15 y 50 aproximadamente). Es el modelo de red sobre el

cuál se llevarán a cabo los estudios necesarios para garantizar el correcto dimensionamiento del SSSC.

- Modelo de red simplificado: Se obtiene a partir del modelo reducido. Consistirá en la línea o eje en el cual se encuentra la sobrecarga y su equivalente. En él se realizarán los estudios en régimen electromagnético necesarios. El modelo de red simplificado se utilizará también para llevar a cabo la validación del control de alto nivel del SSSC.

5.3.2.1 Modelo de red inicial

El modelo de red inicial es el modelo del escenario de partida que, a menudo, abarca una amplia área de estudio. Este modelo deberá incluir:

- Las cargas más significativas del sistema y aquellas que mayor variación de potencia produzcan en la línea sobrecargada.
- Los generadores de la zona, con indicación de su potencia nominal
- La línea objeto de estudio así como otras líneas que se encuentren sobrecargadas o cerca de su límite.
- Las líneas o ejes cuya pérdida produzca una sobrecarga en la línea objeto del análisis.

Para el desarrollo de los estudios de flujo de carga necesarios sobre este modelo, el nudo swing del sistema se habrá de ubicar en un bus del modelo inicial que se encuentre cerca de la línea sobrecargada, pero sin estar en alguno de los buses que componen el eje sobrecargado, de manera que no afecte al flujo de potencia de la línea objeto de estudio. El nudo swing se habrá de ubicar cercano a un gran centro de generación y se habrá de mantener durante el proceso de reducción del modelo inicial.

El motivo por el cual se ubica el nudo swing cercano a la línea de estudio, pero sin que afecte al flujo de la línea, es que durante la simplificación del modelo, el hecho de que éste se encuentre muy lejos de la línea de estudio, o en la misma línea de estudio, puede alterar sustancialmente el resultado de la simplificación del modelo.

Será necesario llevar a cabo un análisis de contingencias a fin de identificar las líneas cuya pérdida origina la sobrecarga de la línea objeto de estudio. A través de este estudio se identificará la parte de la red que puede representarse de forma simplificada mediante un equivalente de red, por no tener influencia sobre la línea objeto de estudio.

La Figura 5.2 muestra un esquema simplificado del modelo de red inicial y los principales elementos a tener en cuenta:

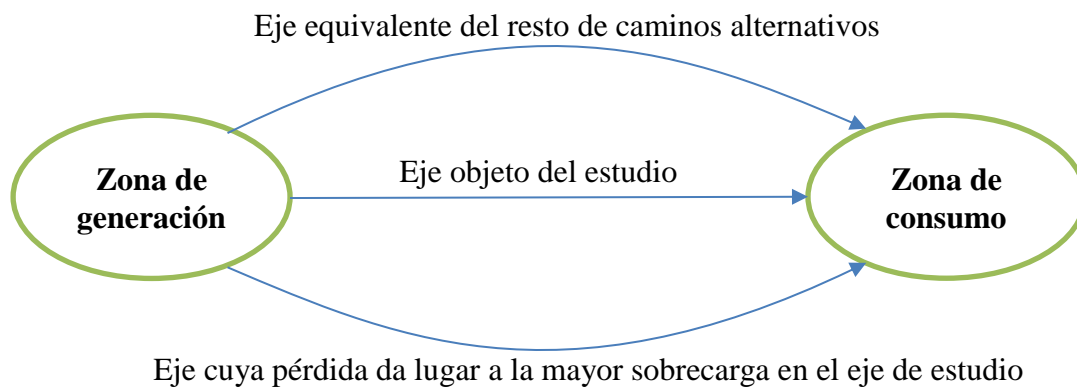


Figura 5.2.- Modelo de red inicial

Para el dimensionamiento del SSSC, este modelo resulta demasiado complejo y extenso por lo que se simplificará de manera que mantenga las características de la red inicial y permita dimensionar adecuadamente las necesidades de compensación.

5.3.2.2 Modelo de red reducido

A partir del estudio de contingencias del modelo de red inicial, se simplificará para obtener el modelo de red reducido. Este nuevo modelo mantendrá el eje objeto de estudio y las subestaciones frontera entre las cuales se pueden encontrar caminos alternativos para el flujo de potencia. Así mismo, se deberán mantener:

- Los generadores más representativos de la zona y los nudos a los que están conectados. Estos generadores serán aquellos cuya variación de potencia influya sustancialmente sobre la potencia en la línea objeto y que toman parte activa en la sobrecarga de la línea.
- Las cargas que pueden variar y afectar sustancialmente a la línea objeto de estudio, y los nudos a los que están conectadas.
- Los nudos más significativos como el nudo swing del sistema que se habrá de ubicar en un nudo que no se podrá simplificar y los nudos que sean parte de los caminos alternativos para transportar la potencia que sobrecarga la línea objeto de estudio.

Una vez identificados los elementos que se van a respetar en la reducción del sistema se habrán de convertir los generadores no relevantes en cargas. Finalmente, se simplifican las líneas, nudos y cargas que no influyan en la línea objeto de estudio, ni en la problemática, a sus respectivos equivalentes.

Aplicando este procedimiento, se obtiene un equivalente de red semejante al mostrado en la Figura 5.3. Este modelo estará compuesto por, al menos, dos generadores G1 y G2, a ambos extremos del eje objeto de estudio, pudiendo haber más generadores en

otros nudos si estos fueran de relevancia. Estos dos equivalentes de red representarán el intercambio de potencia a través de la línea objeto de estudio. Ambos generadores estarán unidos entre sí, por al menos tres ejes compuestos por líneas y transformadores que representan el intercambio de potencia en el eje objeto del estudio, el eje que contenga la línea cuya pérdida produzca la mayor contingencia en la línea objeto de estudio y el equivalente del resto del sistema. En caso de que haya más caminos de interés, se habrán de mantener durante la simplificación del sistema.

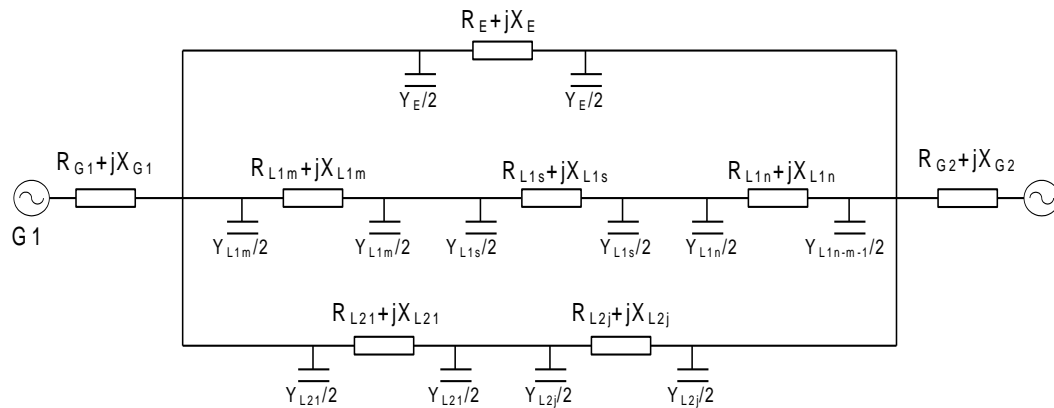


Figura 5.3.- Equivalente del modelo de red reducido

En el modelo reducido mostrado en la Figura 5.3, el eje formado por los tramos de línea L1m, L1s y L1n, contiene la línea sobrecargada objeto de estudio. La línea objeto de estudio es la denominada L1s, mientras que las líneas L1m y L1n representan el equivalente de las líneas o tramos hasta los nudos de generación extremos. Por otro lado, el eje L2 está constituido por la línea en la cual una contingencia produciría la mayor sobrecarga en la línea objeto de estudio. Finalmente, la línea con el sufijo E representa el equivalente del resto de la red existente entre las fuentes de tensión representadas por los generadores G1 y G2.

Como resultado de esta simplificación, al realizar el flujo de cargas del sistema, no debe obtenerse una variación de carga en el eje de estudio respecto de la solución del flujo de cargas obtenida en el modelo inicial superior a un 1%. De lo contrario, la simplificación efectuada sobre el modelo de red inicial no será válida y se deberá volver a realizar el análisis de la red y la simplificación del modelo inicial.

Este modelo de red se empleará para llevar a cabo el análisis de sensibilidades y el análisis de la compensación necesaria en la red de transporte.

5.3.2.3 Modelo de red simplificado

Para llevar a cabo las simulaciones en régimen electromagnético se habrá de realizar un modelo simplificado que permita extrapolar la red de estudio desde un modelo fasorial

de secuencia directa a un modelo electromagnético. El modelo simplificado se obtendrá del modelo reducido del caso y tendrá las siguientes características:

- Contener la línea/eje objeto de estudio.
- Contener la línea/eje que el estudio de sensibilidades haya determinado como la mejor ubicación del SSSC.
- Una línea equivalente del resto del sistema entre los extremos.
- Los generadores equivalentes a ambos lados de la línea de estudio, con los valores de tensión y ángulo de carga existentes en el modelo reducido.

Este modelo simplificado se empleará para:

- Validar los resultados previos obtenidos con el modelo reducido y validar la influencia del SSSC en la red.
- Realizar lógicas de control de alto nivel del SSSC.
- Realizar simulaciones de fenómenos transitorios en la red.

5.4 SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN FACTS MÁS ADECUADA

El siguiente paso de la metodología es justificar cuál de las soluciones FACTS es la más apropiada para evitar la sobrecarga de la línea objeto de estudio.

La selección de la solución FACTS más adecuada determinará, entre los métodos de compensación serie y paralelo, cuál es el más idóneo para la problemática de estudio. Para ello, se realizará un estudio matemático comparativo de influencia de la conexión de un FACTS serie y paralelo.

Si el resultado del estudio comparativo determina que un método de compensación de reactiva paralelo, tipo STATCOM, da lugar a un mayor control sobre la potencia aparente en la línea, no sería de aplicación el SSSC, en este caso, la presente metodología no será de aplicación. En caso afirmativo, el siguiente paso será determinar el punto de conexión idóneo del SSSC en el sistema para controlar el flujo de potencia, y, posteriormente, determinar cuáles son las necesidades de compensación del SSSC. En los siguientes subapartados se detallan cada uno de los pasos a seguir.

5.4.1 ESTUDIO COMPARATIVO FACTS SERIE-PARALELO

Para verificar cuál de las soluciones (serie o paralelo) es más idónea, se deberá realizar un estudio matemático comparativo entre los dos tipos de FACTS. Posteriormente, los

datos obtenidos matemáticamente serán validados con los resultados que se obtengan mediante una herramienta de simulación software en régimen electromagnético.

El estudio comparativo tiene como objetivo determinar la curva de transferencia de potencia activa en la línea objetivo en función del ángulo de carga de la línea, y la influencia de la instalación de dispositivos FACTS serie y paralelo en la misma. Por su parte, la simulación software en régimen electromagnético, contendrá los datos del caso de estudio siendo su objetivo validar los valores obtenidos en el modelo matemático.

En primer lugar se obtendrán las ecuaciones que permitan obtener la potencia activa y reactiva en función de los parámetros de compensación del FACTS y el ángulo entre las tensiones de los nudos emisor y receptor de la línea. El estudio comparativo consistirá en aplicar dichas ecuaciones y comparar la influencia de equipos de compensación serie/paralelo en compensación capacitiva e inductiva, y determinar cuál de las soluciones es la más adecuada para minimizar la sobrecarga de la línea objeto de estudio.

La representación de la curva de transferencia de la potencia activa por una línea de transporte en función de la potencia impuesta por dispositivos FACTS puede llegar a ser algo compleja. Por ello, de cara a este análisis comparativo se han adoptado una serie de consideraciones:

- Se ha despreciado la resistencia de los conductores de las líneas.
- Se ha despreciado la capacidad a tierra de los conductores.
- Se han considerado los equipos de compensación FACTS como cargas reactivas.
- Se considera el FACTS instalado en el punto intermedio de la línea.
- Se considera que las tensiones emisor y receptor tienen su valor nominal.

A fin de que el resultado del análisis comparativo matemático sea coherente con la viabilidad económica de la solución, la comparación de ambos tipos de FACTS deberá realizarse para una misma potencia instalada, ya que es uno de los mayores indicadores del coste final de la instalación.

Posteriormente, se añadirán otras limitaciones a los FACTS como pueden ser la limitación por tensión máxima impuesta y por máxima corriente admisible. Con todo ello, se confeccionarán las curvas de variación de potencia en la línea en función del ángulo de carga inicial de la línea. Manteniendo el ángulo entre las tensiones de los nudos emisor y receptor, obtenido del modelo reducido, se calcularán las curvas de variación de la potencia en la línea con el FACTS en sus máximos niveles de compensación inductiva, capacitiva y sin el FACTS.

El modelo del STATCOM a considerar en el estudio matemático comparativo es el que se muestra en la Figura 5.4.

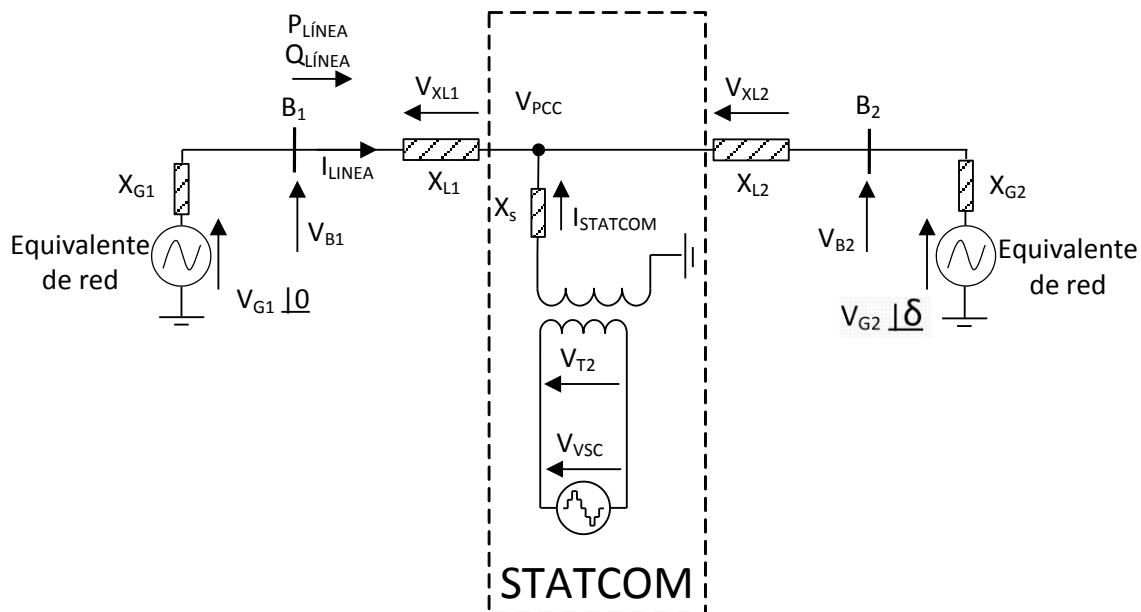


Figura 5.4.- Esquema del STATCOM para el cálculo matemático

Análiticamente, la influencia del STATCOM en la potencia activa transmitida desde el extremo emisor $P_{LÍNEA}$ se expresa como [81]:

$$P_{LÍNEA} = \frac{V^2}{X} \cdot \sin(\delta) + \frac{V \cdot I_{STATCOM}}{2} \cdot \sin(\delta / 2) \quad (5.1)$$

Dónde:

- $I_{STATCOM}$ es la intensidad que inyecta el STATCOM en el punto de conexión a la tensión V_{PCC} .
- V es la tensión del nudo emisor y receptor en valores por unidad.
- X es la reactancia inductiva de la línea en valor por unidad.
- δ es la diferencia de ángulo entre los fasores de tensión del emisor y del receptor.

Análogamente, la ecuación de la potencia reactiva en el extremo emisor de la línea (bus 1) en presencia del STATCOM es:

$$Q_{LÍNEA} = \frac{V^2}{X} - \frac{V^2}{X} \cdot \cos(\delta) + \frac{I_{STATCOM}}{2} \quad (5.2)$$

Para obtener las curvas de compensación del STATCOM se habrá de tener en cuenta la limitación del STATCOM en corriente. La corriente inyectada por el STATCOM no podrá ser superior a la nominal, estableciéndose la corriente nominal del STATCOM en función de la tensión nominal de la red.

Finalmente, y en función de la intensidad o potencia del STATCOM que se quiera inyectar, se obtendrán la potencia activa, reactiva y aparente de la línea, la impedancia equivalente del STATCOM y la potencia inyectada por el STATCOM en función del ángulo entre las tensiones del emisor y del receptor, que permitirá comparar la situación existente antes de instalar el STATCOM y la situación obtenida tras su instalación. Así, se obtendrán las siguientes curvas:

- La potencia activa por la línea con el STATCOM en máximo inductivo, máximo capacitivo y sin el STATCOM.
- La potencia reactiva por la línea con el STATCOM en máximo inductivo, máximo capacitivo y sin el STATCOM.
- La potencia aparente por la línea con el STATCOM en máximo inductivo, máximo capacitivo y sin el STATCOM.
- La potencia inyectada por el STATCOM en máximo inductivo y máximo capacitivo.
- La reactancia total equivalente del STATCOM cuando está en máximo inductivo y máximo capacitivo.

En el caso del SSSC, el modelo a considerar en el estudio matemático comparativo es el que se muestra en la Figura 5.5.

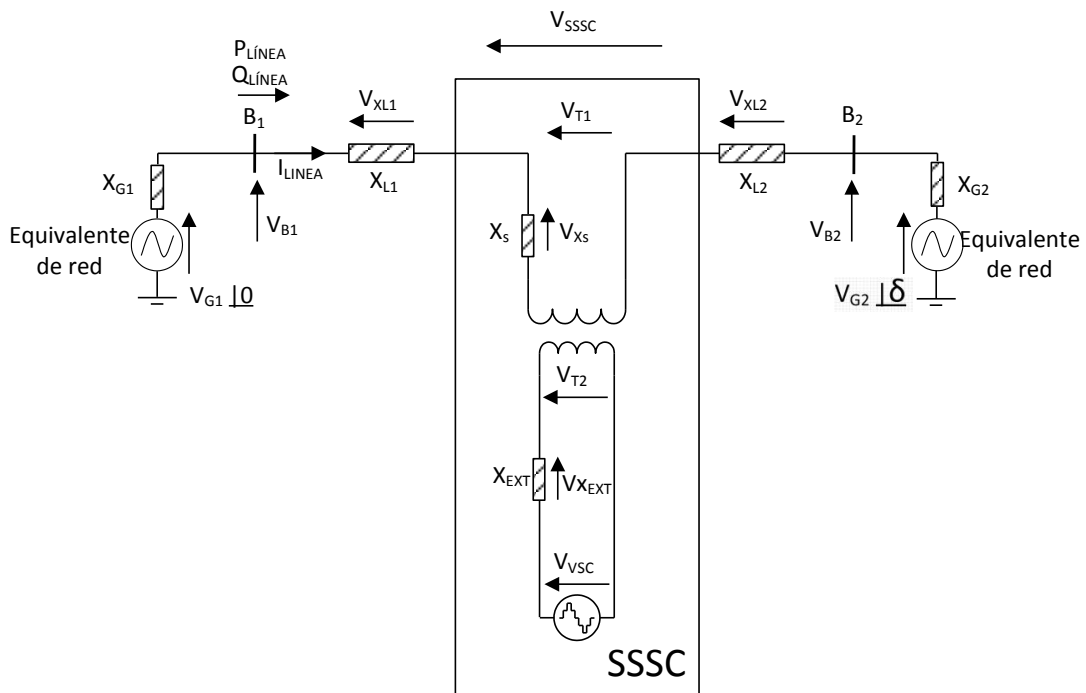


Figura 5.5.- Esquema de un SSSC para el cálculo matemático

De forma similar al STATCOM, en el caso del SSSC se puede obtener la tensión a imponer por el SSSC a partir de la potencia del equipo y de la corriente máxima admisible en la línea:

$$V_{SSSC} = \frac{S_{SSSC}}{I_{LINEA_MAX}} \quad (5.3)$$

Donde I_{LINEA_MAX} es la máxima sobrecarga admisible en la línea por el SSSC.

A continuación se muestra la expresión de la potencia activa por la línea de transporte en presencia de un el SSSC [82].

$$P_{LINEA} = \frac{V^2}{X} \cdot \sin(\delta) + \frac{V \cdot V_{SSSC}}{X} \cdot \cos(\delta/2) \quad (5.4)$$

Donde,

- V_{SSSC} es la tensión en serie inyectada por el SSSC en la línea de transporte.
- El resto de variables son las mismas que para el modelo del STATCOM.

Análogamente, y para la potencia reactiva transmitida por la línea, se obtiene la siguiente ecuación.

$$Q_{LINEA} = \frac{V^2}{X} - \frac{V^2}{X} \cdot \cos(\delta) + \frac{V \cdot V_{SSSC}}{X} \cdot \sin(\delta/2) \quad (5.5)$$

Al igual que ocurre con el STATCOM, el SSSC no puede operar en un rango de tensión, intensidad y potencias infinitas. En el caso del SSSC habrá que considerar las limitaciones de tensión y corriente que se indican a continuación:

- La tensión serie impuesta por el SSSC no podrá ser mayor que la nominal
- La corriente máxima en la línea no podrá ser superior a la máxima sobrecarga admisible. Si se excede el SSSC quedará fuera de servicio

Para cada uno de los ángulos entre las tensiones del emisor y del receptor se obtendrá la potencia activa, reactiva y aparente de la línea, junto con la impedancia serie equivalente del SSSC y la potencia total inyectada. De forma similar al STATCOM, se obtendrán las siguientes curvas:

- La potencia activa por la línea con el SSSC en máximo inductivo, máximo capacitivo y sin el SSSC.
- La potencia reactiva por la línea con el SSSC en máximo inductivo, máximo capacitivo y sin el SSSC.

- La potencia aparente por la línea con el SSSC en máximo inductivo, máximo capacitivo y sin el SSSC.
- La potencia inyectada por el SSSC en máximo inductivo y máximo capacitivo.
- La reactancia total equivalente del SSSC cuando está en máximo inductivo y en máximo capacitivo.

Para determinar cuál de los FACTS, serie o paralelo, es el más adecuado para controlar el flujo de potencia por la línea se tienen que comparar las curvas de la potencia aparente total. El FACTS que mayor variación produzca sobre la potencia de la línea será el más adecuado para controlar el flujo de potencia por la línea.

El resultado obtenido mediante el estudio matemático comparativo entre el SSSC y el STATCOM se validará mediante una herramienta de análisis electromagnético. Para ello, se habrán de utilizar los datos de las líneas del modelo electromagnético para ubicar tanto un STATCOM como un SSSC en el punto intermedio del eje. Una vez resuelto el modelo de simulación, se deberá comprobar que la curva de potencia calculada matemáticamente y el modelo electromagnético concuerdan para un valor del ángulo de la tensión entre extremos determinado.

A continuación, se evaluará cuál de los FACTS, serie o paralelo, proporciona una mayor variabilidad de la carga por la línea. Aquel que produzca una mayor variación será la solución elegida. En caso de que el FACTS serie sea el que tenga mayor influencia sobre el flujo de potencia de la línea objetivo, se continuará con la aplicación de la metodología para determinar su óptima localización. En caso contrario, se habrá de estudiar la selección y dimensionamiento de un STATCOM, aspecto que no es objeto de esta metodología.

5.4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

En caso de que la solución SSSC sea la más efectiva, el siguiente paso de la metodología es determinar la óptima localización del equipo para maximizar la influencia del mismo sobre el flujo de potencia por la línea de estudio.

Para ello, será necesario determinar la influencia del SSSC en la red de estudio mediante la identificación de la línea que proporcione una mayor variación de la potencia transportada por la línea sobrecargada. Con este objetivo se realizará un estudio de sensibilidad teniendo en cuenta el modelo de red reducido mediante la utilización de una herramienta de flujo de cargas.

En el análisis de sensibilidades, se llevará a cabo una variación unitaria de la impedancia de cada una de las líneas del modelo de red reducido de forma individual y se determinará la variación del flujo de potencia que se produce en la línea objeto de estudio. La impedancia unitaria equivale a un valor de potencia serie impuesta. Así,

para cada una de las líneas se obtendrá un coeficiente de sensibilidad como el cociente entre la variación de potencia en la línea objetivo y la potencia serie impuesta:

$$Sensibilidad_{i,j} = \frac{\Delta S_{LíneaObjetivo}}{S_{SERIE_IMPUESTA}} \quad (5.6)$$

Dónde:

- i, j son los buses emisor y receptor de cada una de las líneas
- $\Delta S_{LíneaObjetivo}$ es la variación de potencia en la línea objetivo
- $S_{SERIE_IMPUESTA}$ es la potencia serie equivalente a la variación de impedancia unitaria

Como resultado de este análisis, se obtendrá una lista ordenada donde aparezca de mayor a menor sensibilidad la línea en la cual ubicar el SSSC para maximizar la variación de potencia en la línea objetivo. De esta forma se identificará la línea óptima donde se habrá de ubicar el SSSC, que será aquella línea que dé lugar a la mayor variación de potencia en la línea objeto de estudio por unidad de potencia serie impuesta.

5.4.3 NECESIDADES DE COMPENSACIÓN

Una vez determinada la óptima localización del SSSC, es necesario realizar un análisis de red para determinar las necesidades de compensación y obtener un dimensionamiento previo del SSSC.

El dimensionamiento del SSSC se realizará a partir de consideraciones económicas, determinando las necesidades de compensación en serie en la línea necesarias para evitar redespachos de generación, y con ello, el coste asociado.

Para ello, será necesario disponer de una serie de datos históricos de la línea donde se quiera dimensionar el SSSC en cuanto a la potencia aparente y valores de las corrientes de cada una de las fases, además del coste del MWh redespachado.

En ocasiones no se dispone de los datos de redespachos y precios a los que se redespacha la potencia por restricciones técnicas de red. Sin embargo, desde el punto de vista del análisis de una solución serie, se puede hacer una estimación en base a datos publicados por los operadores de red en sus informes anuales.

El proceso de análisis consistirá en analizar cada uno de los casos de sobrecarga con el objeto de:

- Determinar el redespacho de generación que habría que llevar a cabo para resolver la sobrecarga (o el redespacho real efectuado si se disponen de datos) y el coste

asociado a este redespacho de generación. Esto permitirá determinar la viabilidad económica de una solución de compensación serie. Para ello, de forma simplificada y en caso de que no se disponga del coste del MWh redespachado, se propone el uso de la media anual de redespachos de MWh a subir y a bajar de los dos últimos años consecutivos. Esta es una estimación que se ha empleado en esta tesis para obtener un valor medio de los MWh a subir y a bajar y, evitar en cierta forma, que los resultados del análisis se vean alterados por costes de redespacho en años atípicos. El coste final del MWh redespachado se hará en base a esta estimación durante el proceso de cálculo del coste de redespachos:

$$\epsilon_{MWh_SUBIR} = \frac{(\epsilon_Subir_{Año-1} + \epsilon_Subir_{Año})}{2} \quad (5.7)$$

$$\epsilon_{MWh_BAJAR} = \frac{(\epsilon_Bajar_{Año-1} + \epsilon_Bajar_{Año})}{2} \quad (5.8)$$

- Incluir un tramo de línea asociado al SSSC y obtener la variación de la impedancia del SSSC necesaria para reducir la sobrecarga de la línea. Como resultado se obtendrán, para cada uno de los casos analizados las necesidades de compensación serie. El peor de los casos de sobrecarga dará lugar a las máximas necesidades de compensación.

Como resultado de este análisis se obtendrán una serie de magnitudes eléctricas que definirán los principales valores de dimensionamiento de la compensación serie y del SSSC. Así, los valores de dimensionamiento del SSSC que se obtendrá como resultado de este análisis son:

- La máxima intensidad esperada en contingencia
- La máxima potencia a través del SSSC
- La máxima reactancia serie impuesta por el SSSC
- La máxima capacitancia serie impuesta por el SSSC
- La máxima tensión serie impuesta por el SSSC
- La máxima potencia serie en régimen permanente en el SSSC
- La corriente final por el SSSC tras la compensación

5.5 DISEÑO DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Una vez determinados los valores de compensación serie necesarios, y en base a los datos obtenidos en el paso anterior, el siguiente paso de la metodología es realizar las simulaciones y estudios necesarios para diseñar y especificar la solución serie.

En esta etapa de diseño detallado será necesario conocer los siguientes datos de la red de transporte en el punto de conexión:

- Tensión nominal de la línea: determinará los niveles de aislamiento del devanado primario del transformador de acoplamiento serie
- Potencia nominal de la línea: fijará la potencia nominal del transformador de acoplamiento
- Corriente nominal de la línea: permitirá determinar la relación de espiras del transformador de acoplamiento, junto con la corriente nominal en el secundario de la máquina
- Corriente de cortocircuito máxima: determinará los niveles de corrientes de cortocircuito que tendrá que soportar la aparatamenta y el VSC

Además se habrán de obtener los valores máximos de corriente de secuencia inversa y homopolar del histórico de datos de la línea donde se va a ubicar el SSSC. La corriente máxima de secuencia inversa será necesaria para determinar las oscilaciones en el bus de corriente continua del convertidor y determinar la capacidad necesaria del bus para controlar dichas oscilaciones. Por su parte, será necesario cuantificar la corriente máxima de secuencia homopolar y dimensionar los equipos aguas abajo del transformador y el propio transformador a fin de evitar su saturación.

Para dimensionar el SSSC a partir de los datos de compensación determinados en el paso anterior, en esta metodología se propone aplicar una compensación mixta mediante VSC y elementos pasivos. En esta metodología se va a definir la impedancia estática del SSSC como la suma de la impedancia de fugas del transformador de acoplamiento del SSSC y la impedancia adicional que aportan los elementos pasivos.

Los valores máximos de inductancia y capacidad serie determinarán el peso de la compensación estática en el reparto de reactancia a imponer por el VSC o de forma estática. Los valores de reactancia y de capacidad serie se obtienen según las necesidades de compensación obtenidas del análisis de compensación previo. El valor de la impedancia adicional permitirá reducir el uso de equipos de electrónica de potencia. Así, para calcular el valor de dicha impedancia adicional se calcula la variación de impedancia entre los valores máximo inductivo y máximo capacitivo necesarios del estudio de compensación:

$$\Delta X = |X_{SSSC_IND}| - |X_{SSSC_CAP}| \quad (5.9)$$

Donde,

- X_{SSSC_IND} es el valor de reactancia máxima serie necesaria obtenida de las necesidades de compensación

- X_{SSC_CAP} es el valor de capacidad serie máxima necesaria obtenida de las necesidades de compensación

Para optimizar el uso de electrónica de potencia, se calcula la impedancia estática del conjunto del SSSC que permitiría optimizar la inversión en electrónica de potencia. La impedancia estática del conjunto referida al primario del SSSC resulta:

$$X_{ESTÁTICA_PRIM} = \frac{\Delta X}{2} \quad (5.10)$$

Cuanto mayor sea la diferencia en valor absoluto entre X_{SSC_IND} y X_{SSC_CAP} , mayor peso de compensación recaerá sobre los elementos pasivos y menor será la inversión en equipos de electrónica de potencia.

Una vez determinado el peso de la impedancia estática, se puede definir el modelo electromagnético y continuar con los estudios en régimen transitorio del SSSC.

5.5.1 ANÁLISIS ELECTROMAGNÉTICOS Y TRANSITORIOS

En este paso de la metodología se habrán de realizar los estudios necesarios que garanticen el correcto funcionamiento del SSSC ante transitorios y perturbaciones en la red de transporte.

Uno de los análisis a realizar es el estudio de las corrientes de cortocircuito que se inducen en el secundario del transformador y que afectan directamente al VSC, la corriente de cortocircuito del primario, la relación de espiras del transformador, la curva magnetizante de la máquina y la reactancia de fugas del transformador. Todos estos parámetros afectan directamente en la corriente de cortocircuito vista en el secundario del transformador.

De forma adicional, existen otra serie de fenómenos transitorios que no son objeto de esta metodología como las corrientes magnetizantes que ha de soportar el SSSC por la energización de transformadores cercanos, la energización de líneas y las oscilaciones de potencia tras el reenganche de una falta. Estos fenómenos pueden provocar la repentina desconexión del SSSC y su consiguiente reenganche una vez que la perturbación ha desaparecido. La actuación de la protección del SSSC ante corrientes de cortocircuito protegerá al VSC ante los fenómenos anteriormente descritos.

Aunque no es objeto de esta metodología, será necesario realizar el estudio de distorsión armónica de la fuente de tensión controlada y su influencia sobre la propagación armónica en la red. En caso de introducir equipos de compensación capacitivos será necesario realizar un estudio de resonancia y determinar cuál es la frecuencia de conmutación resonante del sistema RLC equivalente. Este análisis es de especial interés en caso de existir largas tiradas de cables subterráneos apantallados en media tensión.

Para el estudio de la corriente de cortocircuito a soportar por el SSSC, el emplazamiento final de la reactancia adicional influirá en la corriente de cortocircuito para la cual se tendrá que dimensionar la instalación. Existen dos posibilidades para la ubicación de la reactancia serie: en el primario del transformador o en el secundario del mismo. El hecho de colocar la reactancia en serie en la línea permitiría aumentar la impedancia de cortocircuito del nudo y que, ante faltas a tierra, la corriente de cortocircuito por la línea disminuyera. Sin embargo, la necesidad de espacio en el parque de alta tensión, el coste asociado y el hecho de tener que estar protegido por tratarse de un equipamiento conectado directamente a la red de alta tensión dificulta la instalación de la reactancia en el primario junto con el transformador serie.

Por otro lado, la conexión de la impedancia adicional en el parque de media tensión, y en serie con el devanado secundario del transformador permite integrar las reactancias en un espacio más reducido, se prescinde de equipos de protección específicos para ellas y ayudan a la saturación de la máquina durante el cortocircuito. En su contra, al ubicar las reactancias en el parque de media, si se satura la máquina durante cortocircuitos, no se verá reflejada la impedancia total que aportan las reactancias en el primario.

En esta metodología se propone colocar la posible reactancia adicional en el secundario del transformador y en serie con el VSC. El hecho de colocar la reactancia adicional en el secundario del transformador de acoplamiento contribuirá a la saturación de la máquina durante el cortocircuito y que la corriente vista en el secundario del transformador sea menor.

El modelo del SSSC para el análisis de cortocircuito contará únicamente con el transformador serie y la reactancia adicional. El VSC no es necesario representarlo durante el cortocircuito ya que la electrónica de potencia se cortocircuita antes de que se produzca la sobrecorriente. La corriente que han de soportar los equipos de protección del VSC será la misma que la corriente que ha de soportar la reactancia adicional en el modelo electromagnético.

La curva de saturación del transformador jugará un papel importante en el diseño y dimensionamiento de los equipos de protección del secundario del transformador. La carga que supone la reactancia serie en el secundario deberá saturar, en la medida de lo posible, el transformador serie durante el cortocircuito, así, se reducirá al máximo la corriente de cortocircuito vista en el secundario y el dimensionamiento de los equipos de protección.

Los análisis de fenómenos transitorios servirán para validar el dimensionamiento previo del equipo y los equipos de protección. El proceso de especificación y análisis electromagnético se realizará mediante un proceso iterativo en el cual es posible que se tengan que hacer varios planteamientos sobre la especificación de los equipos.

A partir de los resultados del análisis de cortocircuito se determinarán las siguientes magnitudes del transformador de acoplamiento serie:

- Caída de tensión en el devanado primario del transformador de acoplamiento (Valor eficaz y pico).
- Caída de tensión en el devanado secundario del transformador (Valor eficaz y pico).
- Corriente de cortocircuito en el devanado primario del transformador (Valor eficaz y pico).
- Corriente de cortocircuito en el devanado secundario del transformador (Valor eficaz y pico).

La corriente de cortocircuito en el secundario del transformador determinará las capacidades de cortocircuito de los elementos de protección aguas abajo. Por otro lado, la tensión del secundario del transformador serie determinará la tensión del aislamiento normalizada del devanado secundario del transformador serie.

5.5.2 DIMENSIONAMIENTO Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS

En este apartado se recoge la justificación que se deberá seguir para dimensionar y especificar los diferentes componentes del SSSC.

Si se introducen reactancias en el devanado secundario, el equipo se comportará de forma más inductiva y podrá imponer una tensión inductiva serie mayor en el primario. Por el contrario, si se introducen condensadores, el equipo impondrá más tensión capacitiva a costa de sacrificar capacidad limitadora de corriente en primario.

Cuando el funcionamiento del SSSC sea normalmente inductivo es recomendable el uso de reactancias de compensación serie. Cuando el empleo de reactancias en el secundario sea inicialmente considerado y su impacto sobre la tensión final de salida del SSSC no sea despreciable, se habrá de tener en cuenta en el dimensionamiento previo del SSSC y de la corriente máxima inicial a soportar por el VSC. Por ello, cuando se incluya una impedancia estática serie considerable se habrá de resolver el flujo de cargas con la impedancia serie estática y determinar los nuevos valores de sobrecorriente esperados por el SSSC antes de entrar a regular la impedancia serie o la potencia por la línea.

5.5.2.1 Fuente de tensión o VSC

El equipo de electrónica de potencia estará ligeramente sobredimensionado en corriente para poder soportar la sobrecarga de la línea objeto de la compensación. El valor de la corriente nominal del VSC coincidirá, a través de la relación de transformación del transformador serie, con la corriente de sobrecarga máxima esperada en la línea.

La capacidad de compensación dinámica del SSSC dependerá de la capacidad de la electrónica de potencia instalada. En la fase de dimensionamiento del VSC es posible que la capacidad de compensación requerida no se pueda satisfacer con el módulo de

convertidor disponible, siendo necesario acoplar en serie o en paralelo varios convertidores para poder incrementar la corriente máxima admisible por el VSC o la máxima tensión de salida hasta satisfacer las necesidades de compensación.

Otra alternativa al acoplamiento serie-paralelo de convertidores puede ser la utilización de múltiples devanados secundarios en el transformador serie de manera que cada uno de los módulos de convertidores se conecte a uno de los devanados de esa máquina. El tipo de conexión o de salida del convertidor determinará la configuración del devanado secundario del transformador.

La tensión que ha de imponer el VSC se ve reflejada en el primario del transformador serie como una impedancia equivalente. Para poder tener una regulación continua de la impedancia serie impuesta, será necesario que el VSC tenga la capacidad de imponer todo el rango de tensiones disponibles por el VSC. A menudo, los convertidores han de imponer una tensión mínima a la salida del equipo. Cuanto mayor sea esa tensión mínima, mayor será el rango de impedancia que quedará indisponible en la regulación.

La sincronización de la tensión impuesta por el VSC se efectúa en cuadratura con la corriente medida en el secundario del transformador serie. Para el cálculo del ángulo de la corriente es necesario que el valor de corriente se encuentre normalmente por encima de un valor mínimo. Será importante conocer el valor mínimo de corriente que ha de medir el VSC para garantizar una correcta sincronización de la tensión impuesta.

Por último, el THD de salida de convertidor será de interés para calcular los armónicos inducidos en el primario del transformador serie y la propagación armónica en la red de transporte.

En la Tabla 5.1 se resumen los parámetros principales a tener en cuenta a la hora de especificar el convertidor.

Características del VSC o convertidor	Valor	[Unidad]
Tensión nominal (fase-fase)		[kV]
Corriente nominal		[A _{RMS}]
THD de salida		[%]
Tipo de conexionado o configuración de salida		
Mínima tensión de salida del convertidor		[V _{RMS}]
Mínima corriente de salida del convertidor		[A _{RMS}]
Máxima corriente DC del convertidor		[A _{RMS}]

Tabla 5.1.- Características de la fuente de tensión o VSC

5.5.2.2 Elementos pasivos de compensación

Como se ha indicado, en esta metodología se propone el uso de compensación mixta. Así, parte de la impedancia final podrá ser entregada por equipos de compensación clásicos consistentes en reactancias y condensadores adicionales. Estos equipos

desplazarán el comportamiento final del SSSC a inductivo o capacitivo en función de las necesidades de compensación.

Conocidas las corrientes nominales de funcionamiento del transformador serie, en primario y en secundario, se determinará la impedancia de fugas del transformador serie. La impedancia final a añadir en el secundario del transformador serie será la resta entre la impedancia estática necesaria y la impedancia de fugas del transformador:

$$X_{ADICIONAL_PRIM} = X_{ESTÁTICA_PRIM} - X_{TRAFO_PRIM} \quad (5.11)$$

Donde,

- $X_{ADICIONAL_PRIM}$ es la impedancia adicional referida a primario.
- X_{TRAFO_PRIM} es la impedancia de fugas del transformador serie referida a primario.

Una vez determinada la impedancia adicional referida a primario está se habrá de referir a valores de secundario del transformador serie de acuerdo a la relación de transformación.

5.5.2.3 Transformador de acoplamiento

El SSSC se acopla a la red de transporte mediante un transformador de acoplamiento serie. El transformador de acoplamiento es el encargado de introducir en serie en la línea de transporte la tensión necesaria para realizar la compensación.

La tensión nominal del devanado primario del transformador será aquella que en la situación de sobrecarga máxima de la línea, permita inyectar la tensión serie calculada previamente sin llegar a saturar el núcleo magnético. Igualmente, la tensión nominal del devanado secundario será tal que permita funcionar al VSC a su máxima tensión y con la corriente de sobrecarga equivalente en el secundario.

Así, la tensión nominal del devanado secundario del transformador serie vendrá determinada por la máxima caída de tensión en la impedancia serie y la máxima tensión impuesta por el VSC.

Por tanto, la intensidad del primario del transformador se corresponde con la de sobrecarga máxima de la línea y la intensidad del secundario del transformador con la nominal del VSC. De este modo, la relación de transformación del transformador se define como:

$$RT = \frac{I_{T2}}{I_{T1}} = \frac{I_{VSC}}{K_I \cdot I_{LÍNEA_MAX}} \quad (5.12)$$

Dónde:

- K_I es un factor que se aplica para sobredimensionar el SSSC por encima de la máxima corriente esperada en el primario. El sobredimensionamiento del transformador se calculará en función de la sobrecarga puntual de la línea que tenga que controlar.
- I_{T1} es la intensidad nominal del primario del transformador
- I_{T2} es la intensidad nominal del secundario del transformador
- I_{VSC} es la intensidad nominal del VSC o fuente de tensión controlada
- $I_{LÍNEA_MAX}$ es la máxima intensidad de sobrecarga obtenida del análisis de dimensionamiento previo.

La tensión nominal de diseño de los devanados primario y secundario por lo general será de media tensión. Sin embargo, los niveles de aislamiento eléctrico de cada devanado tendrán que estar asociados al nivel de tensión donde se conecten. Por ello, para el devanado primario, el nivel de aislamiento eléctrico del equipo será el relativo a la tensión nominal de la red, normalmente alta tensión.

Habrá que tener en cuenta que el dimensionamiento del SSSC no consiste solo en los parámetros eléctricos de compensación del mismo, además tendrá que interactuar con el entorno donde se encuentre y estar dimensionado para soportar las perturbaciones normales del punto de conexión.

El transformador serie deberá además soportar las corrientes de cortocircuito que puedan producirse en la red de transporte y los esfuerzos térmicos y mecánicos asociados a éstas. La corriente de cortocircuito máxima de diseño del transformador será tal que pueda soportar la corriente máxima de cortocircuito esperada. A la hora de calcularla habrá que tener en cuenta que al incluir el transformador y la impedancia de fugas de los elementos que componen el equipo de compensación serie, la corriente de cortocircuito disminuirá considerablemente. La saturación del transformador producirá sobretensiones en el devanado secundario durante el transitorio de cortocircuito, que determinarán el nivel de aislamiento del devanado secundario.

Otro aspecto importante en el diseño del transformador será la magnitud de corriente continua que tendrá que soportar. A menudo los equipos basados en VSC introducen una pequeña componente de corriente continua durante su proceso de regulación. De este modo, los FACTS basados en VSC como el SSSC, pueden ser susceptibles de generar a la salida una onda sinusoidal con una pequeña componente de corriente continua. Este valor de corriente continua se superpone a la máxima tensión AC del convertidor. La resistencia que presenta la instalación en media tensión y la tensión de salida en continua del convertidor determinarán la corriente continua máxima que tendrá que soportar el transformador.

A modo de resumen, en la Tabla 5.2 se muestran los parámetros básicos de diseño para especificar el transformador de acoplamiento serie.

Características del transformador de acoplamiento serie	Valor	[Unidad]
Potencia nominal del transformador		[MVA]
Tensión nominal de primario		[kV]
Corriente nominal de primario		[A _{RMS}]
Tensión nominal de secundario		[kV]
Corriente nominal de secundario		[kA _{RMS}]
Impedancia de cortocircuito del transformador de acoplamiento		[pu]
Nivel de corriente continua admisible en el secundario		[A]
Máxima corriente de sobrecarga durante 10 min		[A _{RMS}]
Nivel de aislamiento (Idéntico a un transformador clásico)		
Máxima tensión continua		[kV]
50Hz-1min		[kV]
BIL		[kV]
THD admisible		[%]
Tipo de conexión del transformador		
Máxima corriente de cortocircuito		[kA]

Tabla 5.2.- Características técnicas para especificar el transformador serie del SSSC

Además de los datos anteriores, será necesario especificar la curva de magnetización del transformador. Esta curva tendrá que ser tal que, en el rango de funcionamiento del convertidor, presente la mayor impedancia magnetizante posible y, cuando la tensión del secundario sobrepase los valores nominales de funcionamiento de la máquina, rápidamente se sature. La razón es que durante el funcionamiento de la máquina a tensión nominal, una baja impedancia de fugas podría hacer que el convertidor saturara la máquina y que aparecieran pequeñas sobrecorrientes en el secundario del transformador. Por otro lado, según se ha comentado anteriormente, el hecho de tener un codo pronunciado y una zona de saturación del hierro plana en la curva de saturación, hará que durante un cortocircuito la máquina se sature y que la corriente que circule por el convertidor sea menor.

5.5.2.4 Elementos de corte y protección del SSSC

El SSSC deberá estar equipado con una serie de equipos de corte y protección que garanticen su desconexión en caso de sobrecorrientes para evitar daños en el equipo y permitan la realización de las labores de mantenimiento asociadas al VSC. En concreto, estos equipos habrán de permitir:

- Aislar el equipo de compensación serie de la red de transporte y permitir la explotación de la red sin el equipo de compensación. Para ello, será necesario disponer de una configuración de los interruptores de alta tensión tal que permita aislar ambos extremos del transformador serie en alta tensión y un interruptor en

bypass de alta tensión que permita cortocircuitar el transformador. De esta forma, se conseguirá eliminar el transformador y la compensación serie de la línea cuando ésta no sea necesaria.

- Garantizar el estado cerrado del secundario del transformador serie. Como se ha explicado anteriormente, es indispensable que la corriente en el secundario del transformador siempre encuentre un camino. De no ser así, el transformador de potencia serie encontraría un circuito abierto en su secundario y se producirían sobretensiones en el secundario. La operación del transformador serie con el secundario en circuito abierto es por tanto una operación prohibida.

Para evitar esta situación será necesario dotar a la instalación de, al menos, un interruptor de media tensión en paralelo que garantice el estado cerrado del transformador serie.

El interruptor de media tensión tendrá que poder soportar las corrientes de cortocircuito inducidas en el secundario del transformador y, además, soportar en estado permanente la corriente nominal de diseño del transformador durante la sobrecarga.

- Aislar la electrónica de potencia del secundario de la máquina. Una de las características de los equipos de electrónica de potencia es que precisan de un mayor seguimiento de mantenimiento preventivo. Por ello, es conveniente poder aislar la electrónica de potencia de la máquina y hacer así un mantenimiento de los equipos sin necesidad de operar los interruptores de alta tensión y sacar el equipo serie de servicio.
- Evitar que la corriente de cortocircuito inducida en el secundario del transformador circule por la electrónica de potencia. El convertidor es muy sensible a las corrientes de cortocircuito y un nivel de corriente por encima de la corriente nominal del equipo puede producir la destrucción del mismo. Será necesario instalar un equipo de protección que, ante corrientes de cortocircuito, salvaguarde el equipo de electrónica de potencia.

5.5.3 MODOS DE FUNCIONAMIENTO Y CONTROL DE ALTO NIVEL

Un aspecto fundamental en el diseño del equipo será definir la forma en la que va a operar, es decir, los modos de regular el SSSC y la compensación serie introducida. Atendiendo a los modos de conexión del SSSC existen dos opciones:

- Compensación estática. La impedancia serie introducida será la equivalente a la suma de las impedancias de fugas de los equipos del SSSC que se encuentren conectados a la red de transporte.
- Compensación dinámica. Es el modo de funcionamiento en el cuál la electrónica de potencia entra a funcionar imponiendo la tensión de salida del convertidor.

En esta etapa se definirán y validarán los modos de funcionamiento y de compensación del SSSC. Para ello, se habrá de realizar un modelo electromagnético en el que se incluyan los modos de funcionamiento del SSSC y el control del equipo.

5.5.3.1 Compensación estática

En este modo de operación el secundario del transformador estará cortocircuitado, imponiendo en la red una impedancia estática (X_{EST}) cuyo valor es igual a la suma de la impedancia de cortocircuito del transformador más el resto de elementos pasivos que pudiera haber como reactancias, condensadores u otros transformadores.

Este modo de operación se dará principalmente en las siguientes situaciones:

- Cortocircuito en la línea que produzca una corriente superior a la nominal del SSSC.
- Sobrecarga momentánea u oscilación de potencia por la línea que dé lugar a intensidades por la misma superiores a la intensidad nominal del SSSC.
- Desequilibrio de corrientes en la línea de transporte superior a los valores máximos admisibles del equipo. Este desequilibrio puede ser debido a:
 - corrientes de secuencia inversa u homopolar que superen los valores máximos admisibles por el equipo de electrónica de potencia (VSC)
 - un THD excesivamente alto en la corriente que circule por la línea. El máximo contenido armónico se define a nivel de VSC.
- Cuando por motivos de explotación de la red se desee introducir únicamente la compensación estática en la línea.
- Cuando aun estando en régimen dinámico la tensión de salida del VSC sea nula.

5.5.3.2 Compensación dinámica

En el estado de operación dinámica del equipo se contemplarán cuatro modos de funcionamiento:

- Regulación de potencia. Su objetivo es el de regular la potencia transmitida por la línea a una consigna de potencia aparente, para ello, el equipo impondrá la impedancia necesaria.
- Limitación. Su objetivo es limitar el flujo de potencia aparente por la línea a un valor predeterminado. Si la potencia transmitida por la línea es inferior al límite establecido, el SSSC impondrá en la línea la impedancia estática. Una vez se supere el límite fijado, el equipo entrará en regulación e inyectará la impedancia necesaria para seguir la consigna de potencia.

- Regulación de impedancia. Su objetivo es imponer una impedancia de referencia en serie en la línea. En este modo de funcionamiento el equipo impondrá la impedancia de consigna establecida.
- Máxima compensación. Su objetivo es introducir la máxima impedancia posible en serie en la línea. De esta forma se limita al máximo el flujo de potencia por la línea.

5.5.3.3 Modelo de validación del control de alto nivel en régimen electromagnético

El control de alto nivel es el encargado de incluir las lógicas de funcionamiento y compensación del SSSC en un modelo de la red objetivo en régimen electromagnético.

La simulación del control de alto nivel del SSSC tiene como objetivo integrar el SSSC en el modelo de la red objetivo, implementar el SSSC bajo los criterios anteriormente descritos y validar la aplicación, dimensionamiento y finalidad en la red de transporte.

Para ello, será necesario crear un modelo electromagnético en el que se puedan implementar los lazos de regulación y de funcionamiento del SSSC. Este modelo deberá incluir los principales elementos que constituyen el equipo, como son: el transformador de acoplamiento, la impedancia adicional (si la hubiera), la fuente de tensión controlada, así como los interruptores de conexión y desconexión de los distintos componentes y los elementos de protección.

Además, serán necesarios una serie de bloques que integren las lógicas de funcionamiento del SSSC, captaciones de campo, bloque de control de alto nivel, mandos de conexión y desconexión del SSSC, consignas de funcionamiento, etc.

En la Figura 5.6 se muestra de forma esquemática la estructura del modelo a utilizar en estas simulaciones.

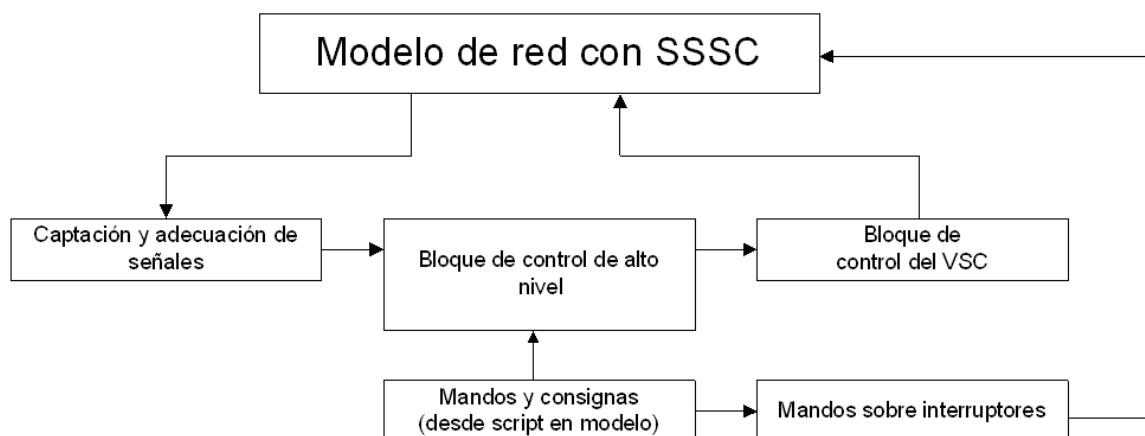


Figura 5.6.- Bloques del modelo de simulación software

Modelo de red con SSSC

El modelo de red deberá incluir los elementos de maniobra necesarios para simular la conexión, puesta en servicio y desconexión del SSSC. Durante la simulación, como consecuencia de la actuación del control de alto nivel del SSSC, se modificará la configuración del equipo mediante la apertura y cierre de los interruptores.

El transformador de acoplamiento serie deberá tener al menos el devanado primario del transformador abierto y en serie en la línea. El devanado secundario del transformador dependerá del dispositivo VSC o convertidor que se haya dimensionado y su configuración.

La configuración interna del transformador tendrá mayor relevancia en el estudio en cortocircuito del transformador y en el estudio de saturación de la máquina. Si bien, es muy recomendable introducir la curva de saturación del transformador en el modelo de la red electromagnético de control de alto nivel.

En el modelo de red de estudio será necesario introducir los equipos de compensación pasivos que doten al conjunto del SSSC de un comportamiento más inductivo o capacitivo.

La fuente de tensión controlada se modelará como tres fuentes de tensión monofásicas cuya consigna de tensión vendrá calculada en un bloque independiente.

Bloque de captaciones y adecuación de señales

En este bloque se recogerán las medidas necesarias del modelo de red y se adecuarán para representar las medidas finales que entrarán al modelo de control de alto nivel.

Se han de caracterizar los elementos de medida atendiendo al tiempo que estos elementos necesitan para obtener las medidas reales (tiempo de respuesta). A su vez, se muestrearán las señales en base al tiempo de comunicación de los equipos.

Este bloque será de relevancia a la hora de ajustar con mayor precisión las ganancias de los reguladores del bloque de control de alto nivel.

Control de alto nivel

Este bloque contendrá los modos de compensación y los lazos de regulación. Los modos de regulación vendrán embebidos en el modelo de simulación. El código relativo a la operación del SSSC en sus distintos modos y la relación entre los lazos de regulación vendrá integrado en dicho bloque. Este bloque será el encargado de entregar la consigna de tensión al bloque de control de la fuente de tensión controlada.

Mando sobre interruptores

Contendrá las órdenes de desconexión y conexión del SSSC. Estas señales estarán asociadas a los interruptores de alta tensión del modelo de red y al bypass del secundario del transformador, cuando por motivos de protección del SSSC sea necesario.

Mandos y consignas de control

Contendrá las órdenes asociadas a la operación del SSSC. El bloque controlará los modos de operación del SSSC y asignará las consignas asociadas a cada modo, que se utilizarán como señales de entrada al bloque de control de alto nivel.

Control del VSC

El bloque de control de la fuente de tensión controlada tendrá como entrada una señal de tensión que provendrá del bloque de control de alto nivel. Este bloque convertirá dicha referencia de tensión a imponer en una tensión 90 grados adelantada o retrasada respecto de la corriente de línea, en función del signo de la tensión a imponer, de forma que el VSC se comportará como una inductancia o una capacidad.

5.5.3.4 Estudio en régimen dinámico

Una vez verificado el correcto funcionamiento del control de alto nivel en régimen transitorio se validará, mediante simulación dinámica, el comportamiento del equipo completo en la red de estudio, bien sea en el modelo reducido o en el modelo de red inicial descritos en el apartado 5.3.2.

La herramienta de simulación dinámica puede no disponer de un modelo del SSSC adecuado para su integración en la red. Por ello, en esta metodología se propone modelizar el SSSC en base a una impedancia serie variable, cuyo valor se calcula en función de los parámetros de la red obtenidos en cada iteración de la simulación dinámica como consecuencia de la respuesta del control del SSSC.

El objetivo de este modelo será validar la aplicación del SSSC en el entorno de red donde realmente se ubicará el SSSC, así como validar finalmente los modos de operación y de control de alto nivel del FACTS. El procedimiento seguido a la hora de simular el comportamiento dinámico del SSSC es el que se indica en [83].

La simulación en régimen dinámico permitirá valorar la dinámica de toda la red, de los generadores conectados y del impacto del SSSC en la estabilidad del sistema. En esta última fase de simulación se podrán ajustar las ganancias de los lazos de regulación para minimizar la influencia del SSSC en la estabilidad del sistema o para optimizarla.

5.6 PROTOTIPO A ESCALA

Una vez validado el diseño del SSSC mediante software, el siguiente paso en la metodología es la construcción de un banco de ensayos y de un prototipo del SSSC según los criterios especificados anteriormente. El desarrollo de un prototipo a escala de la solución final es opcional pero recomendable cuando se trata de nuevos desarrollos o de aplicaciones consideradas anteriormente.

El prototipo a escala de la red ha de reflejar la problemática de la red objeto de estudio y hacer frente a las dificultades tecnológicas y desarrollos a llevar a cabo para la materialización del SSSC. Para ello, los criterios en el diseño del equivalente de la red de transporte en el modelo a escala del SSSC serán:

- Representar el incremento de la potencia transportada por la línea en la que se ubique el SSSC.
- Incluir un transformador serie con la misma configuración y el mismo número de devanados.
- Permitir distintos tipos de topologías de conexión a barras de la subestación.
- Incluir los elementos de acoplamiento de convertidores a escala si fueran necesarios.
- Incluir los interruptores equivalentes en alta tensión.
- Permitir desequilibrios entre las corrientes de línea.
- Permitir la conexión de cargas perturbadoras en la red equivalente.

En el prototipo de ensayos del SSSC se ha de tener especial cuidado en el diseño y especificación del transformador de acoplamiento serie. El transformador a escala tendrá que ser capaz de soportar las sobrecargas equivalentes de la red y, a su vez, ser capaz de soportar ciertas características de los equipos basados en electrónica de potencia, como corriente continua, THD, armónicos, etc.

En relación al prototipo del SSSC, se habrá de modelar la topología de convertidor y los elementos pasivos (filtros, inductancias, etc.) necesarios para reproducir la configuración final del convertidor. De esta forma, este banco de ensayos servirá para ensayar las distintas modulaciones y el THD asociado a cada una de ellas.

Por su singularidad, los FACTS no son equipos que se encuentren estandarizados entre los operadores y controladores de las redes de transporte. A menudo es tanta o más la importancia de la operatividad del SSSC como su funcionalidad. Por ello, el banco de ensayos del SSSC tendrá que ser capaz de integrar la operatividad del SSSC en la red de transporte. En este contexto, se ha de equipar el prototipo del SSSC con la misma aparamenta que irá en la solución final y con los equipos de protección y control que sean necesarios.

De cara a simplificar la operación del SSSC se habrán de desarrollar automatismos de desconexión y conexión del SSSC que se probarán en el banco de ensayos a escala. Así, el prototipo será de utilidad para validar las lógicas de conexión y desconexión del SSSC, así como las bases de datos de los equipos de control futuros en la subestación.

Finalmente, el banco de ensayos permitirá también validar los resultados obtenidos en el control del alto nivel del SSSC en simulación.

Capítulo - 7.

Conclusiones

7.1 CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS

En esta tesis se ha analizado la problemática del control del flujo de potencia por una línea de transporte mediante el uso de dispositivos FACTS y se ha propuesto una nueva metodología para dimensionar y ubicar un SSSC que permita resolver el problema de las sobrecargas de las líneas de transporte.

La realización de la metodología propuesta ha dado lugar a una serie de conclusiones en el dimensionamiento de equipos serie para el control del flujo de potencia en la red de transporte. Estas conclusiones han hecho que en el desarrollo de la metodología se hayan planteado una serie de aportaciones en el diseño y dimensionamiento de soluciones serie basadas en FACTS-VSC que a continuación se mencionan.

Para abordar este trabajo se ha analizado en primer lugar la red de transporte eléctrica, ya que es en este tipo de redes donde se va a estudiar la ubicación del SSSC para el control del flujo de potencia. Se ha caracterizado la red y su evolución debido a la liberalización del sector eléctrico y la penetración de las energías de origen renovable. Se han enumerado las problemáticas a las cuales a menudo ha de hacer frente el Operador del Sistema en la red de transporte. Finalmente, se han descrito los métodos actuales mediante los cuales los Operadores del Sistema controlan el flujo de potencia por las redes de transporte, sus inconvenientes, introduciéndose los FACTS como elementos de compensación activos.

A continuación, se ha efectuado una clasificación de los FACTS, y se han descrito las principales características de los distintos equipos existentes y formas de clasificarlos. De entre los diferentes tipos de FACTS, la metodología propuesta en esta tesis se centra en los FACTS basados en VSC, ya que estos tienen mayor grado de control sobre las magnitudes de la red de transporte.

Un aspecto importante en el dimensionamiento de un FACTS es determinar su ubicación óptima dentro del sistema. Así, se ha hecho un estudio de los métodos de localización de FACTS, así como una retrospectiva sobre las vías de investigación seguidas para la localización de FACTS. La gran mayoría de los artículos consultados se centran en métodos heurísticos y meta-heurísticos. Sin embargo, este tipo de métodos

no son deterministas. El estudio de la red de transporte ha de ser robusto y determinista en su resolución, de ahí que en la aplicación real de la localización de FACTS, los métodos más usados sean aquellos basados en análisis de sensibilidades y métodos clásicos de optimización de sistemas.

Previo al desarrollo de la metodología, se han enumerado las aplicaciones más comunes de los FACTS en la red de transporte y subtransporte, y su localización en la red:

- El STATCOM es el FACTS-VSC que mejores resultados tiene para el control de tensión de la red, la gestión de potencia reactiva y la calidad de onda en la red de transporte.
- Para el control del flujo de potencia, control de las oscilaciones de potencia y optimización de los activos de red, los FACTS-VSC con mayor número de aplicaciones, son el SSSC y el UPFC. Como conclusión final, para el control del flujo de potencia, los FACTS que tienen una conexión en serie con la línea de transporte resultan ser los más idóneos.

El análisis del estado del arte ha mostrado que no existe ninguna metodología completa que permita dimensionar y diseñar una solución SSSC para el control de potencia por una línea. Así, la metodología propuesta ha servido para dimensionar equipos de compensación serie basados en VSC, y ha aportado un mayor conocimiento sobre soluciones más competitivas cuya función es la de limitar la potencia por las líneas. Además, se ha planteado un método para justificar económicamente la instalación de un SSSC con el fin de reducir el precio de la energía asociado al proceso de solución de restricciones técnicas.

Como parte de la metodología, se ha propuesto un procedimiento mediante el cual se han identificado los problemas para los cuales se utilizan los FACTS serie y paralelo, se han planteado las ecuaciones y el procedimiento para determinar qué FACTS es más idóneo para el control del flujo de potencia, se ha seleccionado el óptimo emplazamiento del SSSC y las necesidades de compensación serie en la red, se ha llevado a cabo un método para determinar el coste de redespatchos que se evitarían mediante un control de potencia en la línea objetivo y se han especificado los equipos que compondrían el FACTS, junto con los criterios a seguir para su diseño y especificación.

Con el objetivo de validar la metodología, se ha aplicado al caso real de control del flujo de potencia por la línea Mequinenza-Torres de Segre. El diseño del SSSC se ha validado en un banco de ensayos y en la instalación final.

La selección de la solución FACTS más idónea es el centro de la metodología y su apartado más importante. El estudio comparativo de FACTS serie y paralelo, consiste en cuantificar la influencia de ambos FACTS y determinar cuál es el más idóneo para el control del flujo de potencia en la red. Una de las aportaciones de esta metodología es la determinación de la influencia en la potencia activa, reactiva y aparente de la línea en presencia del SSSC y del STATCOM. Para cada equipo, se obtiene el valor de

inductancia o capacidad equivalente y la potencia total necesaria del FACTS. Además, se introducen las limitaciones técnicas del STATCOM y del SSSC y se aportan unas curvas que permite cuantificar de forma realista la influencia final del STATCOM y del SSSC con sus respectivas limitaciones. La selección final del FACTS se hace en base a los ratios de la influencia del FACTS y la potencia total necesaria a instalar.

Otra de las aportaciones de la metodología es la combinación de un análisis de sensibilidad de la influencia del SSSC en la red empleando herramientas de flujo de cargas con métodos de optimización de sistemas clásicos. Para obtener la óptima localización del SSSC, se ha supuesto para cada una de las líneas del modelo reducido que se añade una impedancia fija. Esta impedancia fija produce una variación en la línea objeto de estudio. Por otro lado, esta impedancia se cuantifica en base a su potencia total equivalente, en función de la corriente final que tiene que soportar. El resultado del análisis de sensibilidad obtiene como resultado una lista con todas las líneas ordenadas de mayor a menor influencia en la potencia objeto del estudio por unidad de potencia instalada por la reactancia.

En la metodología descrita, para dar mayor veracidad y soportar la justificación económica de este tipo de dispositivos, es necesario conocer los datos de redespacho reales realizados en la línea o, de alguna forma, poder tener una estimación de los mismos. En el caso práctico de aplicación se ha obtenido de forma aleatoria una serie de casos de flujo de cargas en los cuales se produce la sobrecarga de la línea Mequinenza-Torres de Segre. En base a esos casos generados aleatoriamente, se ha estimado el coste total de los redespachos que se podría haber evitado con la utilización del SSSC, permitiendo así justificar económicamente la inversión realizada en el FACTS.

En términos de inversión y espacio requerido por el SSSC, para futuros emplazamientos similares al de Torres de Segre, con un dimensionamiento adecuado y considerando que el objetivo del SSSC será limitar la potencia por la línea, se podría llegar a reducir el coste de la instalación en un 25-30% y los requerimientos de espacio en la subestación en torno a un 20%.

Otra de las aportaciones más significativas a las que se ha llegado en esta metodología es mostrar que el empleo simultáneo de convertidores junto con elementos pasivos de compensación de reactiva puede ser una solución económica y competitiva para la limitación de potencia en las líneas sobrecargadas. El empleo simultáneo de reactancias de núcleo de aire permite:

- Reducir sustancialmente la inversión necesaria en electrónica de potencia y elementos de acoplamiento magnéticos
- Limitar la corriente de cortocircuito en la línea
- Limitar la corriente de cortocircuito vista por el VSC
- Reducir los requerimientos de los equipos de protección del VSC
- Disminuir el uso del VSC y el consumo de servicios auxiliares de la subestación

Cuando el objetivo del SSSC sea operar para limitar la potencia aparente de una línea, se puede reducir la potencia instalada en electrónica de potencia a favor de incrementar la impedancia de compensación adicional. Cuando la impedancia estática sea considerable, resultará necesario considerarla en el dimensionamiento del VSC. Al ser la impedancia estática considerable, en el instante inicial de la sobrecarga de la línea, la impedancia estática limitaría la corriente por la línea, por lo que la relación de espiras del transformador puede ser mucho mayor y la influencia del FACTS con menos potencia instalada mayor.

En el caso práctico de Torres de Segre, y teniendo en cuenta el carácter capacitivo que se quería que tuviera el FACTS, se ha optado por no optimizar del todo el uso de elementos de compensación mediante reactancias de núcleo de aire, a cambio de probar el comportamiento de una compensación capacitiva por parte del SSSC.

El estudio de necesidades de compensación permite especificar los principales parámetros de dimensionamiento del VSC y del transformador serie. Para el dimensionamiento del VSC, en esta tesis se emplea el uso de una reactancia adicional para limitar aún más el valor máximo de corriente que ha de soportar el VSC cuando comienza a regular ante sobrecargas, de esta forma se permite maximizar la influencia de la tensión de salida del VSC. El dimensionamiento del transformador serie se hace para soportar de forma permanente la potencia nominal de la línea con el VSC a máxima capacidad de compensación inductiva. Sin embargo, el transformador tendrá que ser capaz de soportar la sobrecarga máxima estimada por la línea un tiempo aproximado de 10 minutos que permita al VSC entrar a regular y limitar la potencia por la línea hasta valores admisibles.

En la metodología propuesta se valida el control de alto nivel en la herramienta de simulación dinámica empleada por el Operador del Sistema. En concreto, el uso del modo de simulación dinámico en PSS/E ha permitido validar los resultados obtenidos en régimen electromagnético con el comportamiento final esperado en la red de transporte. Además, la validación en simulación del control de alto nivel permite valorar la estabilidad del sistema a las oscilaciones provocadas por la modificación de la impedancia serie equivalente del SSSC.

Aunque no es imprescindible, en esta metodología se han planteado los criterios para llevar cabo un prototipo a escala del SSSC. En el caso práctico del SSSC de Torres de Segre, los resultados obtenidos en el banco de ensayos y los obtenidos en simulación han servido para validar la aplicación del FACTS y las consideraciones hechas en simulación. Además, el banco de ensayos ha permitido validar la topología de convertidor y estrategia de protección del VSC durante perturbaciones en la red.

El SSSC diseñado según la metodología propuesta, finalmente, se ha instalado en la subestación de Torres de Segre. Aunque no es objeto de la metodología, se ha podido comparar los resultados obtenidos en campo con los que se esperaban del análisis dinámico en PSS/E. Los resultados han sido validados y justificados, dando por válida la metodología propuesta en esta tesis.

Los equipos conectados en serie en la red de transporte pueden resultar de gran utilidad para los Operadores del Sistema, y que cada vez es mayor el interés de éstos sobre distintos equipos conectados en serie: limitadores de potencias de cortocircuito, reguladores de potencia en la línea, etc. Sin embargo, el desconocimiento y las dificultades técnicas de este tipo de aplicaciones generan reticencias al desarrollo e implantación de equipos conectados en serie en la línea.

7.2 LÍNEAS DE TRABAJO

En esta tesis se ha desarrollado la metodología a seguir en el dimensionamiento de equipos basados en VSC con conexión serie para controlar el flujo de potencia en las redes de transporte. Por norma general, las soluciones de compensación mediante equipos serie tienen mayor impacto sobre el control de la potencia en las líneas. Sin embargo, es interesante hacer este mismo estudio, bien para el control de tensión de la red de transporte o para aquellos casos en los que la instalación de un STATCOM pudiera ser la solución más adecuada al control del flujo de potencia.

En cuanto al SSSC, es de gran interés poder incrementar la potencia compensada a través de reactancias de núcleos de aire conectadas al secundario del transformador. El hecho de utilizar reactancias conmutadas en media tensión en serie con un convertidor permitiría tener un control dinámico sobre un mayor rango de potencia a compensar en serie en la línea, y también, disminuir considerablemente la potencia instalada en electrónica. Con esta solución se podría ir a equipos de compensación con mayores capacidades de compensación sin necesidad de invertir tanto en electrónica, con el consiguiente ahorro de costes.

Resulta interesante estudiar el caso en el cuál el SSSC se comporta de forma capacitiva y favorece el flujo de potencia por la línea. En el emplazamiento y la problemática estudiada, no era de interés favorecer el flujo de potencia por la línea para desahogar otras líneas en paralelo que se pudieran encontrar sobrecargadas, aunque se considera interesante evaluar su funcionamiento en estas situaciones para posibles soluciones a futuro.

Otro aspecto importante sería cuantificar el impacto en el dimensionamiento del equipo de otros análisis transitorios y electromagnéticos como: las corrientes magnetizantes que ha de soportar el SSSC por la energización de transformadores cercanos, la energización de líneas colindantes y su influencia en la corriente vista por el VSC, las oscilaciones de potencia tras el reenganche de una falta, la conexión de cargas desequilibradas, deslastre de cargas o arranque de grupos de generación cercanos a la zona de ubicación del FACTS, el THD o calidad de la tensión de salida final del SSSC en serie en la línea, el estudio de resonancia del secundario del transformador serie, la actuación de las protecciones del FACTS ante corriente de cortocircuito y la secuencia de reenganche.

Por último, en la metodología descrita no se han tenido en cuenta los aspectos medioambientales y el coste añadido que supone redespachar energía renovable de origen eólico por otra de origen nuclear, carbón o gas. Como futuras consideraciones en la instalación o no de equipos FACTS sería interesante considerar los aspectos ambientales en aquellos casos donde el redespacho de energía suponga dejar de producir una energía de origen renovable por otra que emita CO₂ a la atmosfera o genere residuos radioactivos, e incorporar el coste medioambiental asociado en la evaluación del coste de redespachos.

REFERENCIAS

- [1] D. Alvira, J. Bola, U. Búrdalo, M. Marquez, M. Á. Rodríguez, M. Torre, J. Chivite, A. Hernandez, and S. Álvarez, “The use of a static synchronous series compensator (SSSC) for power flow control in the 220 kV Spanish transmission network,” *Proc. CIGRE (Session 43)*, pp. B4–107, 2010.
- [2] Asociación Empresarial Eólica, “Eólica ’13 - La Referencia del Sector,” 2013. [Online]. Available: http://www.aeeolica.org/uploads/Anuario_2013_Completo_baja.pdf.
- [3] Red Eléctrica de España, “El Sistema Eléctrico Español 2013,” vol. 24, 2013.
- [4] Ministerio de Industria de España, “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas,” *BOE*, vol. 254, pp. 37017–37019, 2006.
- [5] Red Eléctrica de España, “Instalaciones conectadas a La red de transporte y equipo generador : Requisitos mínimos de diseño y equipamiento,” vol. 4, p. 30, 2010.
- [6] Red Eléctrica de España, “Valor estimado de Generación eólica.” .
- [7] J. DeCesaro, K. Porter, and M. Milligan, “Wind Energy and Power System Operations: A Review of Wind Integration Studies to Date,” *Electr. J.*, vol. 22, pp. 34–43, 2009.
- [8] Ministerio de Industria de España, “Procedimientos de operación PO1.1, PO1.2, PO1.4, PO1.5, PO1.6, PO2.5, PO3.1, PO3.2, PO3.3, PO3.4, PO3.5. PO7.1, PO7.2, PO7.3, PO7.4, PO8.1,” *BOE*, vol. 197, pp. 28158–28183, 1998.
- [9] UNESA Comité de distribución - Comisión técnica, “Guía sobre la calidad de la onda en la redes eléctricas,” Madrid, p. 72, 1996.
- [10] Universidad del País Vasco. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, “La Generación Distribuida y su Impacto en el Sistema,” in *Impacto de la generación distribuida*, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Ed. Bilbao, 2011, p. 7.
- [11] Ministerio de Industria de España, “Procedimientos de operación PO12.1, PO12.2, PO13.3,” *BOE*, vol. 51, pp. 7405–7430, 2005.
- [12] M. P. Comech, M. G. García, S. M. Arrollo, and M. Á. M. Guillén, “Wind Farms and Grid Codes,” *From Turbine to Wind Farms - Tech. Requir. Spin-Off Prod.*, p. 25, 2011.
- [13] G. Carpinelli and A. Russo, “Comparison of some active devices for the compensation of dc arc furnaces,” in *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, 2003, vol. 2, pp. 966–973.

Referencias

- [14] R. Adapa, M. H. Baker, L. Bohmann, K. Clark, K. Habashi, L. Gyugyi, J. Lemay, A. S. Mehraban, A. K. Myers, J. Reeve, F. Sener, D. R. Torgerson, and R. R. Wood, "Proposed terms and definitios for Fleaxible AC Transmissions Systems (FACTS)," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 4, pp. 1848–1853, 1997.
- [15] P. S. Georgilakis and P. G. Vernados, "Flexible AC Transmission System Controllers: An Evaluation," *Mater. Sci. Forum*, vol. 670, pp. 399–406, 2010.
- [16] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, "FACTS Concept and General System Considerations," in *Understanding FACTS*, Wiley-IEEE Press, 1999, pp. 1–35.
- [17] EPRI and New York Power Authority, "Convertible Static Compensator (CSC) for New York Power Authority," 2001.
- [18] A. Hernández, M. A. Rodriguez, P. Eguia, and E. Torres., "Integration and functionalities of an SSSC in transmission grids for power flow control," in *Jornadas Internacionales de Equipos Eléctricos*, 2011.
- [19] N. Acharya, "Facts and Figures about FACTS," in *Training Workshop on FACTS Application, Energy, AIT*, 2004.
- [20] L. Gyugyi, C. D. Schauder, and K. K. Sen, "Static synchronous series compensator: A solid-state approach to the series compensation of transmission lines," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 1, pp. 406–413, 1997.
- [21] "Modeling of power electronics equipment (FACTS) in load flow and stability programs," in *CIGRE TF 38.01.08, Technical Brochure 145*, 1999.
- [22] J. G. Singh, S. N. Singh, and V. Pant, "Modeling of generalized unified power flow controller for suitable location and power flow control," *Iran. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 103–110, 2004.
- [23] J. Z. Bebic, P. W. Lehn, and M. R. Iravani, "The hybrid power flow controller - a new concept for flexible AC transmission," *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, pp. 0–6, 2006.
- [24] N. Acharya, A. Sode-Yome, and N. Mithulananthan, "Facts about flexible AC transmission systems (FACTS) controllers: practical installations and benefits," pp. 533–538, 2005.
- [25] "SVC PLUS (VSC Technology) - References." [Online]. Available: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/facts/static-var-compensator-plus/#content=References>. [Accessed: 01-Jan-2015].
- [26] "Siemens FACTS devices – a worldwide success," no. 14/08, p. 3, 2014.
- [27] M. Pieschel and S. Xue, "SVC PLUS - Siemens Modular Multilevel Converter Solutions for HV-STATCOMs," p. 24, 2012.
- [28] ABB, "ABB FACTS Reference List," vol. A02–0136E. p. 13, 2014.
- [29] I. A. Erinmez and A. M. Foss, "Static Synchronous Compensator (STATCOM)," 2000.

-
- [30] P. Rao, M. L. Crow, and Z. Yang, "STATCOM control for power system voltage control applications," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 4, pp. 1311–1317, 2000.
- [31] G. R. F. Q. Mafra, W. Uturbey, and B. J. Cardoso Filho, "Analysis of the operation of a D-STATCOM in unbalanced distribution systems under voltage disturbances," *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA 2010*. pp. 629–634, 2011.
- [32] T. Larsson and C. Poumarede, "STATCOM, an efficient means for flicker mitigation," *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)*, vol. 2. 1999.
- [33] G. F. Reed, J. E. Greaf, T. Matsumoto, Y. Yonehata, M. Takeda, T. Aritsuka, Y. Hamasaki, F. Ojima, a. P. Sidell, R. E. Chervus, and C. K. Nebecker, "Application of a 5 MVA, 4.16 kV D-STATCOM system for voltage flicker compensation at Seattle Iron and Metals," *2000 Power Eng. Soc. Summer Meet. (Cat. No.00CH37134)*, vol. 3, pp. 1605–1611, 2000.
- [34] F. Issouribehere, J. L. Agüero, and P. E. Battaiotto, "Diseño de un STATCOM para la mitigación del flicker producido por hornos de arco eléctrico," *XII ERIAC - Encuentro Regional Iberoamericano del CIGRE*, Brasil, pp. 1–8, 2007.
- [35] B. Zhao, X. Wu, X. Fu, and P. Dai, "A novel 12-pulse 3-level inverter for STATCOM using selective harmonic elimination modulation," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, pp. 3–7, 2010.
- [36] V. Reshma, V. P. Saradhi, and K. Suresh, "Cascaded Control of a Multilevel STATCOM for Reactive Power Compensation," vol. 1, no. 1, pp. 35–47, 2014.
- [37] C. A. Carreiro, "Análise de STATCOM operando em sistemas desbalanceados," Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2001.
- [38] P. Kundur and N. Balu, *Power system stability and control*. Ontario: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [39] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, a Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, a Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [40] G. Reed, J. Paserba, and P. Salavantis, "The FACTS on resolving transmission gridlock," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 1, no. 5. pp. 41–46, 2003.
- [41] F. M. Echavarren C., E. Lobato M., L. Rouco R., and J. M. Rodriguez G., "El colapso de tensión : Causas y soluciones (I / II)," *Anales de mecánica y electricidad. Colapso de Tensión*, pp. 54–62, 2006.
- [42] C. A. Cañizares, M. Pozzi, S. Corsi, and E. Uzunovic, "STATCOM modeling for voltage and angle stability studies," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 25, no. 2003, pp. 431–441, 2003.
- [43] M. A. Kamarposhti and H. Lesani, "Comparison between parallels and series FACTS devices on static voltage stability using MLP index," *SPEEDAM 2010 - Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion*, pp. 257–262, 2010.
- [44] AREVA, *Network Protection & Automation Guide*, July 2002. .
-

- [45] I. Ngamroo, "Application of static synchronous series compensator (sssc) to stabilization of frequency oscillations in an interconnected power system," *2001 IEEE Int. Symp. Circuits Syst. 2001. ISCAS 2001*, vol. 3, no. 2, pp. 113–116, 2001.
- [46] S. Amara and H. A. Hsan, "Power system stability improvement by FACTS devices: A comparison between STATCOM, SSSC and UPFC," *2012 1st International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology, REVET 2012*. pp. 360–365, 2012.
- [47] "Requisitos técnicos de las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador " Instalaciones conectadas a la Red de Transporte y equipo generador: requisitos minimos de diseño. Separat," *Red Eléctrica Española, REE*, pp. 1–15, 2008.
- [48] A. O. Ibrahim, T. H. Nguyen, D. Lee, and S. Kim, "A Fault Ride-Through Technique of DFIG Wind Turbine Systems Using Dynamic Voltage Restorers," *Energy*, vol. 26, no. 3, pp. 871–882, 2011.
- [49] C. Wessels, F. Gebhardt, and F. W. Fuchs, "Dynamic voltage restorer to allow LVRT for a DFIG wind turbine," *Ind. Electron. (ISIE), 2010 IEEE Int. Symp.*, pp. 803–808, 2010.
- [50] T. Thurnherr and C. G. Schaub, "Fuerza para cambiar. Estabilización de las redes e incorporación de las fuentes renovables PCS 6000 STATCOM," *Rev. ABB*, pp. 16–19.
- [51] R. Jessler, "ADINE SP4 New-generation STATCOM for Distribution Network," no. October, 2010.
- [52] PowerWorld Corporation. <http://www.powerworld.com/>, *B10Reserve.pwb*. 2007.
- [53] A. Adamczyk, R. Teodorescu, R. N. Mukerjee, and P. Rodriguez, "Overview of FACTS devices for wind power plants directly connected to the transmission network," *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, pp. 3742–3748, 2010.
- [54] UK Essays, "Optimal Placement Of Facts Controllers Computer Science Essay," 2013. [Online]. Available: <http://www.ukessays.com/essays/computer-science/optimal-placement-of-facts-controllers-computer-science-essay.php?cref=1>.
- [55] B. Singh, N. K. Sharma, and a. N. Tiwari, "A Comprehensive Survey of Optimal Placement and Coordinated Control Techniques of FACTS Controllers in Multi-Machine Power System Environments," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 5, no. 1, pp. 79–102, 2010.
- [56] J.-W. P. J.-W. Park, R. G. Harley, and G. K. Venayagamoorthy, "Power system optimization and coordination of damping controls by series FACTS devices," *2005 IEEE Power Eng. Soc. Inaug. Conf. Expo. Africa*, no. July, pp. 11–15, 2005.
- [57] Y. E. Valle, "Optimization of Power System Performance Using Facts Devices," Georgia Institute of Technology, 2009.
- [58] M. Behshad, A. Lashkarara, and A. H. Rahmani, "Optimal location of UPFC device considering system loadability, total fuel cost, power losses and cost of installation," *PEITS 2009 - 2009 2nd Conf. Power Electron. Intell. Transp. Syst.*, vol. 2, pp. 231–237, 2009.
- [59] T. Orfanogianni and R. Bacher, "Steady-state optimization in power systems with series FACTS devices," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 19–26, 2003.

-
- [60] M. R. Bussieck and A. Pruessner, "Mixed-Integer Nonlinear Programming," *Memory*, vol. 20007, no. 1, pp. 1–7, 2003.
- [61] W. D. W. Deng and T. T. Lie, "Optimal compensation of variable series capacitors for improved economic dispatch in power systems," *Proc. 1995 Int. Conf. Energy Manag. Power Deliv. EMPD '95*, vol. 2, no. 95, pp. 732–737, 1995.
- [62] M. Zeraatzade, I. Kockar, and Y. H. Song, "Minimizing balancing market congestion re-dispatch costs by optimal placements of FACTS devices," *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proc.*, pp. 873–878, 2007.
- [63] F. G. M. Lima, F. D. Galiana, I. Kockar, and J. Munoz, "Phase shifter placement in large-scale systems via mixed integer linear programming," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1029–1034, 2003.
- [64] N. Yorino, E. E. El-Araby, H. Sasaki, and S. Harada, "A new formulation for FACTS allocation for security enhancement against voltage collapse," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 3–10, 2003.
- [65] L. J. C. Cai, I. Erlich, and G. Stamtsis, "Optimal choice and allocation of FACTS devices in deregulated electricity market using genetic algorithms," *IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. 2004.*, vol. 1, pp. 201–207, 2004.
- [66] C.-C. Liu, G. T. Heydt, and A.-A. Edris, "Impact of FACTS controllers on transfer capability of power grids," *2002 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet. Conf. Proc.*, vol. 1, pp. 556–561, 2002.
- [67] S. N. Singh and A. K. David, "Placement of FACTS device in open market," *Proc. 5th Int. Conf. Adv. Power Syst. Control. Oper. Manag.*, no. October, pp. 173–177, 2000.
- [68] J. G. Singh, S. N. Singh, and S. C. Srivastava, "Placement of FACTS controllers for enhancing power system loadability," *2006 IEEE Power India Conf.*, vol. 2005, pp. 284–290, 2005.
- [69] S. R. Donapati, "An Approach for Optimal Placement of UPFC to Enhance Voltage Stability Margin under Contingencies," no. December, pp. 541–546, 2008.
- [70] A. Saltelli, "Global Sensitivity Analysis: An Introduction," in *Sensitivity Analysis of Model Output*, K. M. Hanson and F. M. Hemez, Eds. Mexico: Proceedings of the 4th International Conference on Sensitivity Analysis of Model Output (SAMO 2004), 2004, pp. 27–43.
- [71] D. Radu and Y. Besanger, "Blackout prevention by optimal insertion of FACTS devices in power systems," *2005 Int. Conf. Futur. Power Syst.*, pp. 1–6, 2005.
- [72] S. Gerbex, R. Cherkaoui, and A. J. Germond, "Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 3, pp. 537–544, 2001.
- [73] K. Vijayakumar and R. P. Kumudinidevi, "A new method for optimal location of FACTS controllers using genetic algorithm," *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 3, no. 4, pp. 1–6, 2007.
- [74] H. C. Leung and T. S. Chung, "Optimal placement of FACTS controller in power system by a genetic-based algorithm," *Proc. IEEE 1999 Int. Conf. Power Electron. Drive Syst. PEDS'99 (Cat. No.99TH8475)*, vol. 2, no. July, pp. 833–836, 1999.
-

- [75] M. W. Mustafa and W. Y. Chiew, "Optimal Placement of Static VAR Compensator Using Genetic Algorithms," vol. 10, no. 1, pp. 26–31, 2008.
- [76] G. I. Rashed, Y. Sun, and H. I. Shaheen, "Optimal Location and Parameter Setting of TCSC for Loss Minimization Based on Differential Evolution and Genetic Algorithm," *Phys. Procedia*, vol. 33, pp. 1864–1878, 2012.
- [77] H. Barati and M. E. and M. Fortuhi-Firuzabad, "Location of unified power flow controller and its parameters setting for congestion management in pool market model using genetic algorithm," in *2006 International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES '06*, 2006, pp. 1–7.
- [78] S. Kaewniyompanit, Y. Mitani, and K. Tsuji, "A method of micro-GA combined neighboring search for approaching to an optimal type selection and placement of a FACTS device for power system stabilizing purpose in a multi-machine power system," *Int. Conf. Power Syst. Technol.*, no. November, pp. 1451–1456, 2004.
- [79] Y. Del Valle, R. G. Harley, and G. K. Venayagamoorthy, "Comparison of enhanced-PSO and classical optimization methods: A case study for STATCOM placement," *2009 15th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. to Power Syst. ISAP '09*, pp. 1–7, 2009.
- [80] S. Sreedharan, W. Ongsakul, J. G. Singh, K. Buayai, and I. M. Wartana, "PSO based tuning of FACTS controllers for maximizing the wind energy penetration in power systems," *2011 IEEE PES Int. Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT India 2011*, pp. 287–293, 2011.
- [81] Task Force 38.01.06, "Load flow control in high voltage power systems using FACTS controllers," 1996.
- [82] G. Glanzmann, "FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems." ETH, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, EEH Power Systems Laboratory, Zürich, pp. 1–31, 2005.
- [83] A. Hernandez, P. Eguia, E. Torres, and M. A. Rodriguez, "Dynamic simulation of a SSSC for power flow control during transmission network contingencies," *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, pp. 1–6, 2011.
- [84] Red Eléctrica de España, "Mapa del sistema eléctrico ibérico," 2015. [Online]. Available: http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2015.pdf.
- [85] Asociación Empresarial Eólica, "Generación eólica en Aragón.pdf," 2015. [Online]. Available: <http://www.aeeolica.org/es/map/aragon/>.
- [86] Asociación Empresarial Eólica, "Generación eólica en Cataluña," 2015. [Online]. Available: <http://www.aeeolica.org/es/map/cataluna/>.
- [87] A. Hernandez, M. A. Rodriguez, E. Torres, and P. Eguia, "Testing and Validation of a 200 kVA SSSC Prototype for Power Flow Control," *Renew. Energy Power Qual. J.*, no. 11, pp. 1–4, 2013.