

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
(Departamento de Electrotecnia y Sistemas)

GESTIÓN CENTRALIZADA DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA. APLICACIÓN AL CASO ESPAÑOL

Tesis para la obtención del grado de Doctor

Directores: Prof. Dr. D. Luis Rouco Rodríguez

Prof. Dr. D. Tomás Gómez San Román

Autor: Ing. D. Enrique Lobato Miguélez



Madrid 2002

A los que más quiero,

*mi padre, mi madre y
mis hermanos*

Agradecimientos

Quisiera en primer lugar agradecer a mis dos directores Luis Rouco y Tomás Gómez la labor y el esfuerzo realizado en la dirección de esta tesis doctoral. Por un lado, a Luis, que ya desde aquella tierna infancia de 5º de carrera empezó a confiar en mi facilitando mi incorporación al IIT. Su maestría en la dirección, visión y gestión de proyectos, así como su gran experiencia en los sistemas eléctricos han posibilitado un final feliz de esta tesis. Por otro lado, a Tomás, sin cuya indiscutible aportación y visión complementaria de esta tesis, muchos de los desarrollos de esta tesis no habrían tenido lugar. Mas allá del trato académico y profesional, tengo principalmente que agradecer el trato humano recibido de ambos.

Los desarrollos efectuados en esta tesis se han llevado a cabo en el contexto del proyecto de investigación ARO (Análisis de Restricciones a la Operación), desarrollado conjuntamente por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas e Indra SSI, para Red Eléctrica de España. En segundo lugar, mis agradecimientos se dirigen a todos los tripulantes de ese barco denominado ARO que ha navegado durante estos últimos 5 años en el mar de Red Eléctrica. A Marisa Navarrete y Rosa Casanova de Indra SSI, a Gerardo López y Fernando Blanco de Red Eléctrica, y a Paco Echavarren, nuevo fichaje del equipo. Ha sido un placer trabajar codo con codo junto a este grupo de excelentes profesionales, y mejores personas. Confío en poder seguir trabajando en este inmejorable grupo durante muchos años. También quiero agradecer a Red Eléctrica la cesión de los datos del sistema eléctrico peninsular español utilizados en los ejemplos presentados en esta tesis. Gracias también a todas las personas de Red Eléctrica que con sus comentarios han ayudado a enriquecer los desarrollos de esta tesis: Tomás Domínguez, Plácido Saucedo, Fernando Cacho, Mustafá Pezic, Juan Moreno, Eva Acosta, Rafael de Dios, José Luis Fernández, Maria Luisa Llorens, Javier García Castillejo (actualmente en Endesa), Ana Cortés (actualmente en Gas Natural), entre otros muchos.

Son muchas las personas del IIT a las que quiero reconocer el apoyo y amistad que me han brindado durante todos estos años. Eduardo, con quien he compartido los mejores y peores momentos en el IIT, a quien animo desde estas líneas en el “*sin vivir*” en el que se convierte la finalización de una tesis. A Ada, y a Pablito Romera, a quienes echamos mucho de menos toda la 2ª planta. A todos mis compañeros de la segunda, que me han ofrecido su apoyo y amistad en todos estos años y principalmente en los meses finales de esta tesis. A Alvarito, un amigo excelente, siempre dispuesto a echarme una mano cuando lo necesitas a pesar de su apretadísima agenda. A Javier Rubio y a Fidel, con quien compartí esas clases de laboratorio. A Javete, Toñín, “Sosi”, Carmen, Isa, En fin, esto se empieza a parecer al discurso de Almodóvar en los Óscar. Gracias a todos. Espero compartir muchos *cafelotes* durante muchos años con vosotros.

A mi querido grupo de amigos de Burgos, a quienes siempre tengo al lado para compartir problemas e ilusiones. Jorge, Susa, Alex, Silvia, Contri, *Psico*,... gracias por vuestra amistad.

Finalmente, el agradecimiento más especial va dirigido a los que más quiero, mis padres y hermanos. Sin su apoyo y cariño nada sería posible.

Índice

Índice general

LISTA DE SÍMBOLOS.....XVII

1.	INTRODUCCIÓN	I – 1
1.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	I – 3
1.1.1	<i>Restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica.....</i>	<i>I – 3</i>
1.1.2	<i>Restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica.....</i>	<i>I – 4</i>
1.1.3	<i>Motivación de la tesis.....</i>	<i>I – 6</i>
1.2	OBJETIVOS DE LA TESIS	I – 7
1.3	ORGANIZACIÓN DE LA EXPOSICIÓN.....	I – 7
1.4	BIBLIOGRAFÍA	I – 10
2.	REVISIÓN DEL PROBLEMA DEL TRATAMIENTO DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	II – 1
2.1	INTRODUCCIÓN	II – 3
2.2	MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	II – 4
2.3	EL PROBLEMA DEL TRATAMIENTO DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	II – 7
2.3.1	<i>Descripción del problema</i>	<i>II – 7</i>
2.3.2	<i>Internalización de restricciones técnicas a través de límites de flujo por las líneas.....</i>	<i>II – 8</i>
2.3.3	<i>Requisitos de los métodos de solución de restricciones técnicas</i>	<i>II – 10</i>
2.4	DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS	II – 11
2.4.1	<i>Clasificación de métodos.....</i>	<i>II – 12</i>
2.4.2	<i>Descripción de los distintos métodos</i>	<i>II – 13</i>
2.4.2.1	Método de bloqueo de transacción	II – 13
2.4.2.2	Método de subasta explícita	II – 15
2.4.2.3	Método de subasta implícita.....	II – 16
2.4.2.4	Método de división zonal del mercado.....	II – 17
2.4.2.5	Método de redespacho.....	II – 17
2.4.2.6	Método de recompra de energía	II – 19
2.4.2.7	Método basado en los precios nodales	II – 19
2.5	REVISIÓN DEL TRATAMIENTO DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	II – 21
2.5.1	<i>California</i>	<i>II – 21</i>
2.5.2	<i>Nueva York</i>	<i>II – 26</i>
2.5.3	<i>Nueva Inglaterra</i>	<i>II – 26</i>
2.5.4	<i>Pennsylvania-Jersey-Maryland.....</i>	<i>II – 27</i>
2.5.5	<i>Nordpool.....</i>	<i>II – 27</i>
2.5.6	<i>Inglaterra y Gales.....</i>	<i>II – 28</i>
2.5.7	<i>Argentina.....</i>	<i>II – 30</i>
2.5.8	<i>Chile</i>	<i>II – 30</i>
2.5.9	<i>Nueva Zelanda.....</i>	<i>II – 31</i>
2.5.10	<i>Unión Europea.....</i>	<i>II – 31</i>
2.6	LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL MERCADO ESPAÑOL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	II – 32
2.6.1	<i>Criterios técnicos de operación del sistema eléctrico peninsular español.....</i>	<i>II – 34</i>
2.6.2	<i>Las restricciones técnicas en los tres primeros años de funcionamiento del mercado español de energía eléctrica</i>	<i>II – 36</i>
2.6.3	<i>Sobrecoste de la solución de restricciones técnicas y su reparto.....</i>	<i>II – 41</i>
2.6.4	<i>Factores claves en la solución de las restricciones técnicas en el sistema español.....</i>	<i>II – 41</i>
2.6.4.1	Solución acoplada de restricciones en los 24 escenarios horarios.....	II – 42
2.6.4.2	El servicio complementario de control de tensión en el sistema español	II – 45
2.7	RESUMEN.....	II – 47
2.8	CONCLUSIONES	II – 47

2.9	BIBLIOGRAFÍA	II – 49
3.	REVISIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS	III – 1
3.1	INTRODUCCIÓN	III – 3
3.2	FORMULACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA	III – 6
3.2.1	<i>Notación</i>	III – 6
3.2.2	<i>Función objetivo</i>	III – 7
3.2.3	<i>Restricciones</i>	III – 7
3.3	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MODELOS DE EXPLOTACIÓN DE LA GENERACIÓN	III – 8
3.3.1	<i>Modelos de explotación en el marco de la regulación tradicional</i>	III – 9
3.3.2	<i>Modelos de explotación en un entorno de mercado</i>	III – 12
3.3.3	<i>Conclusiones</i>	III – 13
3.4	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE OPF	III – 13
3.5	PROPUESTA DE MÉTODO DE SOLUCIÓN	III – 19
3.6	CONCLUSIONES	III – 22
3.7	BIBLIOGRAFÍA	III – 24
4.	ANÁLISIS Y SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DEBIDAS A SOBRECARGAS	IV – 1
4.1	INTRODUCCIÓN	IV – 3
4.2	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	IV – 4
4.2.1	<i>Análisis de contingencias en corriente continua</i>	IV – 4
4.2.2	<i>Análisis de contingencias en corriente alterna</i>	IV – 5
4.3	DESPACHO PREVENTIVO DE ACTIVA	IV – 5
4.3.1	<i>Notación</i>	IV – 6
4.3.2	<i>Formulación matemática</i>	IV – 7
4.3.3	<i>Cálculo de los flujos de rama postfalta</i>	IV – 10
4.4	SEPARACIÓN DE RESULTADOS DEL DESPACHO PREVENTIVO DE ACTIVA	IV – 12
4.4.1	<i>Motivación</i>	IV – 12
4.4.2	<i>Procedimiento de separación de resultados</i>	IV – 13
4.5	CONCLUSIONES	IV – 14
4.6	BIBLIOGRAFÍA	IV – 15
5.	ANÁLISIS Y SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE TENSIÓN ...	V – 1
5.1	INTRODUCCIÓN	V – 3
5.2	CLASIFICACIÓN DE PROBLEMAS ORIGINADOS POR RESTRICCIONES DE TENSIÓN	V – 5
5.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN CORRIENTE ALTERNA	V – 6
5.4	MÉTODO DESACOPADO 1 DE DESPACHO PREVENTIVO DE POTENCIA REACTIVA	V – 8
5.4.1	<i>Visión general</i>	V – 8
5.4.2	<i>Notación</i>	V – 12
5.4.3	<i>Formulación del método</i>	V – 14
5.4.3.1	Cálculo de generadores eficientes y de las sensibilidades para resolver los problemas	V – 14
5.4.3.2	Selección del generador a conectar en cada iteración	V – 18
5.4.3.3	Determinación de los grupos de despacho limitado	V – 20
5.5	MÉTODO DESACOPADO 2 DE DESPACHO PREVENTIVO DE POTENCIA REACTIVA	V – 21
5.5.1	<i>Visión general</i>	V – 21
5.5.2	<i>Notación</i>	V – 23
5.5.3	<i>Formulación del método</i>	V – 25
5.6	MÉTODO ACOPLADO DE DESPACHO PREVENTIVO DE POTENCIA REACTIVA	V – 29
5.6.1	<i>Investigación preliminar</i>	V – 30
5.6.2	<i>Visión general</i>	V – 32
5.6.3	<i>Notación</i>	V – 32

5.6.4	<i>Formulación matemática del método acoplado</i>	V – 34
5.7	CONCLUSIONES	V – 37
5.8	BIBLIOGRAFÍA	V – 38
6.	RESULTADOS	VI – 1
6.1	INTRODUCCIÓN	VI – 3
6.2	CONSTRUCCIÓN Y ANÁLISIS DE UN ESCENARIO HORARIO	VI – 3
6.3	AJUSTE DEL CASO BASE DE UN ESCENARIO HORARIO.....	VI – 6
6.3.1	<i>Ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva con ajuste previo del perfil de tensiones</i>	VI – 7
6.3.1.1	Ajuste del perfil de tensiones	VI – 7
6.3.1.2	Coefficientes de eficiencia de potencia activa y reactiva de los generadores eficientes.....	VI – 8
6.3.1.3	Conexión iterativa de generadores eficientes	VI – 9
6.3.1.4	Determinación de los grupos de despacho limitado	VI – 12
6.3.1.5	Resumen de resultados	VI – 13
6.3.2	<i>Ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, sin ajuste previo del perfil de tensiones</i>	VI – 14
6.3.3	<i>Ajuste del caso base mediante el método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva</i>	VI – 15
6.3.4	<i>Comparación de alternativas</i>	VI – 18
6.4	SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS DEBIDAS A SOBRECARGAS EN UN ESCENARIO HORARIO	VI – 19
6.4.1	<i>Análisis de contingencias</i>	VI – 19
6.4.2	<i>Despacho preventivo de activa</i>	VI – 21
6.4.3	<i>Separación de redespachos en efectivos y de compensación</i>	VI – 23
6.5	SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE TENSIÓN EN UN ESCENARIO HORARIO	VI – 25
6.5.1	<i>Análisis de contingencias en corriente alterna</i>	VI – 25
6.5.2	<i>Método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva</i>	VI – 29
6.5.3	<i>Método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva</i>	VI – 29
6.5.4	<i>Comparación de resultados en ambos métodos</i>	VI – 30
6.6	SOLUCIÓN ACOPLADA DE RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN.....	VI – 31
6.6.1	<i>Solución desacoplada de cada escenario horario</i>	VI – 31
6.6.1.1	Solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora 11	VI – 31
6.6.1.2	Solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora 17	VI – 33
6.6.1.3	Solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora 20	VI – 33
6.6.1.4	Resumen de la solución desacoplada de restricciones debidas a problemas tensión	VI – 33
6.6.2	<i>Resultados del método de acoplamiento de escenarios</i>	VI – 34
6.6.2.1	Verificación técnica para la hora 11	VI – 35
6.6.2.2	Verificación técnica para la hora 17	VI – 36
6.6.2.3	Verificación técnica para la hora 20	VI – 36
6.7	RESUMEN DE LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES PARA LA PUNTA DEL 28 DE FEBRERO DE 2001	VI – 36
6.8	CONCLUSIONES	VI – 37
6.8.1	<i>Conclusiones de la solución de restricciones debidas a sobrecargas</i>	VI – 38
6.8.2	<i>Conclusiones de la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión</i>	VI – 38
6.8.3	<i>Conclusiones de la solución acoplada de restricciones debidas a problemas de tensión</i>	VI – 40
6.9	BIBLIOGRAFÍA	VI – 41
7.	CONCLUSIONES, APORTACIONES Y SUGERENCIAS PARA POSTERIORES DESARROLLOS	VII – 1
7.1	INTRODUCCIÓN	VII – 3
7.2	RESUMEN Y CONCLUSIONES	VII – 3
7.2.1	<i>Resumen y conclusiones de la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas</i>	VII – 5
7.2.2	<i>Resumen y conclusiones de la solución de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión</i>	VII – 6
7.3	APORTACIONES ORIGINALES.....	VII – 6
7.4	PUBLICACIONES	VII – 8
7.5	SUGERENCIAS PARA POSTERIORES DESARROLLOS	VII – 9

A.	ALGORITMO HEURÍSTICO PARA EL AJUSTE DEL PERFIL DE TENSIONES	A - 1
A.1	INTRODUCCIÓN	A - 3
A.2	DESCRIPCIÓN GENERAL	A - 3
A.3	ECUACIONES DEL FLUJO DE CARGAS	A - 4
A.4	COEFICIENTES DE EFICIENCIA	A - 5
A.5	MAGNITUD DE LA ACCIÓN DE CONTROL	A - 6
A.6	BIBLIOGRAFÍA	A - 7
B.	OPF PARA OPTIMIZAR PÉRDIDAS DE TRANSPORTE Y MÁRGENES DE REACTIVA.....	B - 1
B.1	INTRODUCCIÓN	B - 3
B.2	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	B - 3
B.3	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ALGORITMO DE OPF	B - 6
B.4	APROXIMACIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO MEDIANTE CORTES LINEALES	B - 7
B.5	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	B - 9
B.5.1	<i>Función objetivo</i>	B - 9
B.5.2	<i>Restricciones</i>	B - 13
B.6	FUNCIONAMIENTO DEL OPF	B - 16
B.7	CONCLUSIONES	B - 17
B.8	BIBLIOGRAFÍA	B - 19
C.	LA HERRAMIENTA ARO.....	C - 1
C.1	INTRODUCCIÓN.....	C - 3
C.2	INICIO DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.....	C - 3
C.3	DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA ARO.....	C - 4
C.4	INTERFAZ DEL ARO.....	C - 5
C.5	OTRAS APLICACIONES DE LA HERRAMIENTA ARO.....	C - 9
C.6	IMPLANTACIÓN DEL ARO.....	C - 9
C.7	CONCLUSIONES.....	C - 9
C.8	BIBLIOGRAFÍA.....	C - 10
D.	EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL	D - 1
D.1	INTRODUCCIÓN	D - 3
D.2	NOTACIÓN.....	D - 3
D.3	ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL	D - 4
E.	PROPUESTA REGULATORIA.....	E - 1
E.1	INTRODUCCIÓN.....	E - 3
E.2	PROPUESTA DE CARGO ZONAL.....	E - 3
E.3	EJEMPLO.....	E - 4

Índice de Figuras

FIGURA 2-1: CONCEPTOS COMPONENTES DEL ATC.....	II – 10
FIGURA 2-2: LOCALIZACIÓN DE LAS RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE SUBTENSIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL.....	II – 37
FIGURA 2-3: ENERGÍAS DESPACHADAS Y PRECIOS MEDIOS MENSUALES DURANTE 1998	II – 38
FIGURA 2-4: ENERGÍAS DESPACHADAS Y PRECIOS MEDIOS MENSUALES DURANTE 1999	II – 39
FIGURA 2-5: ENERGÍAS DESPACHADAS Y PRECIOS MEDIOS MENSUALES DURANTE EL 2000.....	II – 40
FIGURA 2-6: PROGRAMACIÓN PARA EL GENERADOR <i>gd</i> EN LA SOLUCIÓN DESACOPADA DE RESTRICCIONES ..	II – 44
FIGURA 2-7: PROGRAMACIÓN PARA EL GENERADOR <i>gd</i> EN LA SOLUCIÓN ACOPLADA DE RESTRICCIONES	II – 44
FIGURA 3-1: CARACTERÍSTICAS DE LOS MÉTODOS A DESARROLLAR EN LA TESIS PARA SU APLICACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL.....	III – 4
FIGURA 3-2: CARACTERÍSTICAS DE LOS MODELOS DE EXPLOTACIÓN DE LA GENERACIÓN DESARROLLADOS EN LA LITERATURA.....	III – 13
FIGURA 3-3: ESTRUCTURA GENERAL DE UN OPF BASADO EN PROGRAMACIÓN LINEAL.....	III – 16
FIGURA 3-4: CARACTERÍSTICAS DE LOS ALGORITMOS DE FLUJO DE CARGAS ÓPTIMO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD	III – 19
FIGURA 3-5: MEJORA DEL MÉTODO DE SOLUCIÓN PROPUESTO EN LA TESIS SOBRE LOS MODELOS MATEMÁTICOS DE SOLUCIÓN PROPUESTOS EN LA LITERATURA	III – 20
FIGURA 3-6: MÉTODO DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS PROPUESTO EN LA TESIS	III – 22
FIGURA 4-1: RATIO DE EFICIENCIA EN UNA RED RADIAL.....	IV – 10
FIGURA 5-1: CURVA NO-LINEAL DE LA RELACIÓN POTENCIA ACTIVA/TENSIONES PROPIA DEL FENÓMENO DE COLAPSO DE TENSIONES	V – 11
FIGURA 5-2: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL MÉTODO DESACOPADO 1 DE DESPACHO PREVENTIVO DE REACTIVA.....	V – 12
FIGURA 5-3: ESTRUCTURA EN ÁRBOL DE LOS GENERADORES EFICIENTES PARA LOS PROBLEMAS DE TENSIÓN Y REACTIVA DE CADA CONTINGENCIA <i>c</i>	V – 17
FIGURA 5-4: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL MÉTODO DESACOPADO 2 DE DESPACHO PREVENTIVO DE REACTIVA.....	V – 22
FIGURA 6-1: NÚMERO DE VIOLACIONES DE TENSIÓN ANTES Y DESPUÉS DE EJECUTAR EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE AJUSTE DEL PERFIL DE TENSIONES, EN CADA ÁREA DEL SISTEMA	VI – 7
FIGURA 6-2: NÚMERO DE ACCIONES DE CONTROL EFECTUADAS POR EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE AJUSTE DEL PERFIL DE TENSIONES, CLASIFICADAS POR TIPO Y ÁREA	VI – 8
FIGURA 6-3: SOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN LOS QUE LA CONEXIÓN DE CASTELL2 ES EFICIENTE, PARA DISTINTOS NIVELES DE CARGA	VI – 10
FIGURA 6-4: DISMINUCIÓN DE POTENCIA EN GRUPOS INICIALMENTE CASADOS EN CADA ÁREA DEL SISTEMA EN EL MÉTODO 1 CON AJUSTE PREVIO DEL PERFIL DE TENSIONES.....	VI – 13
FIGURA 6-5: NÚMERO DE ACCIONES DE CONTROL EFECTUADAS POR EL MÉTODO 2 DE DESPACHO PREVENTIVO DE POTENCIA REACTIVA, CLASIFICADAS POR TIPO Y ÁREA	VI – 17
FIGURA 6-6: COMPARACIÓN DEL NÚMERO DE ACCIONES DE CONTROL DEL MÉTODO 1 CON AJUSTE PREVIO DEL PERFIL DE TENSIONES Y DEL MÉTODO 2, EN CADA ÁREA DEL SISTEMA	VI – 17
FIGURA 6-7: ESQUEMA REDUCIDO DE LA ZONA DE LAS CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN SOBRECARGAS NO ADMISIBLES	VI – 21
FIGURA 6-8: ESQUEMA REDUCIDO DE LA ZONA DE LA CONTINGENCIA MAJADAHONDA 220 kV – VENTAS 220 kV – 1	VI – 26
FIGURA 6-9: ESQUEMA REDUCIDO DEL NIVEL 220 kV DEL ÁREA CENTRO	VI – 27

FIGURA 6-10: NÚMERO DE VIOLACIONES INICIALES DE SUBTENSIÓN DEL ESCENARIO DE LA HORA 11 EN CADA ÁREA Y NIVEL DE TENSIÓN.....	VI – 32
FIGURA A-1: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL ALGORITMO HEURÍSTICO PARA EL AJUSTE DEL PERFIL DE TENSIONES A – 4	
FIGURA B-1: ESTRUCTURA GENERAL DEL OPF DESARROLLADO PARA OPTIMIZAR PÉRDIDAS DEL TRANSPORTE Y MÁRGENES DE REACTIVA DE GRUPOS.....	B – 7
FIGURA B-2: APROXIMACIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO MEDIANTE CORTES TANGENTES.....	B – 9
FIGURA B-3: MODELO ELÉCTRICO DE UN TRANSFORMADOR CON TOMAS.....	B – 10
FIGURA B-4: EVOLUCIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO CON LA APROXIMACIÓN MEDIANTE CORTES PROPUESTA...B – 16	
FIGURA B-5: SELECCIÓN DEL FACTOR DE PONDERACIÓN	B – 16
FIGURA B-6: NÚMERO DE CORTES DE LA APROXIMACIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO EN CADA ITERACIÓN DEL BUCLE EXTERNO	B – 17
FIGURA B-7: FUNCIONAMIENTO ESTACIONAL DEL OPF.....	B – 17
FIGURA C-1: PANTALLA DE CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN SOBRECARGAS NO ADMISIBLES.....	C – 6
FIGURA C-2: PANTALLA DEL DESPACHO PREVENTIVO DE ACTIVA. SEPARACIÓN DE LOS REDESPACHOS EN EFECTIVOS Y DE COMPENSACIÓN.....	C – 7
FIGURA C-3: PANTALLA DE CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN VIOLACIONES DE TENSIÓN NO ADMISIBLES.....	C – 8
FIGURA C-4: PANTALLA DEL DESPACHO PREVENTIVO DE REACTIVA. CONEXIÓN DE GENERADORES PARA LA SOLUCIÓN DE LOS PROBLEMAS DE TENSIÓN.....	C – 8
FIGURA D-1: ESQUEMA DE LA DIVISIÓN DE ÁREAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL.....	D – 3
FIGURA E-1: SOBRECOSTE DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES EN % EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA DEL ÁREA ANDALUZA.....	E – 5
FIGURA E-2: SOBRECOSTE MARGINAL DE LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DEL ÁREA ANDALUZA	E – 5

Índice de Tablas

TABLA 2-1: RESUMEN DE LOS MÉTODOS DE GESTIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS	II – 21
TABLA 2-2: SOBRECARGAS PERMITIDAS EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES (% RESPECTO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE NOMINAL).....	II – 35
TABLA 2-3: LÍMITES DE TENSIÓN IMPUESTOS EN LOS NUDOS DE LA RED DE TRANSPORTE	II – 35
TABLA 2-4: SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL AÑO 1998.....	II – 38
TABLA 2-5: SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL AÑO 1999.....	II – 39
TABLA 2-6: SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL AÑO 2000.....	II – 40
TABLA 2-7: RESUMEN DE LOS MÉTODOS UTILIZADOS EN LOS MERCADOS INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA..	II – 47
.....	
TABLA 5-1: FLUJOS POR LAS LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN DEL ÁREA ANDALUZA ANTES Y DESPUÉS DE RESOLVER RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE TENSIÓN PARA LA HORA PUNTA DE VARIOS CASOS DE ESTUDIO	V – 31
.....	
TABLA 5-2: FLUJOS POR LAS LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN DEL ÁREA DE LEVANTE ANTES Y DESPUÉS DE RESOLVER RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE TENSIÓN PARA LA HORA PUNTA DE VARIOS CASOS DE ESTUDIO	V – 31
.....	
TABLA 6-1: DISTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN Y DEMANDA POR ÁREAS PARA LA HORA 20 DEL DÍA 28 DE FEBRERO DE 2001	VI – 4
TABLA 6-2: VIOLACIONES DE TENSIÓN EN NUDOS DE CARGA PRESENTES EN EL CASO BASE, ORGANIZADOS POR NIVEL DE TENSIÓN, ÁREA Y MAGNITUD DE LA VIOLACIÓN	VI – 5
TABLA 6-3: VIOLACIONES DE REACTIVA EN NUDOS DE GENERACIÓN DEL CASO BASE ORGANIZADOS POR ÁREAS.....	VI – 6
TABLA 6-4: SENSIBILIDADES DE GENERADORES EFICIENTES PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS DEL CASO BASE EN LA PRIMERA ITERACIÓN DEL MÉTODO 1	VI – 9
TABLA 6-5: PROBLEMAS DE TENSIÓN EN EL INICIO DE LA SEGUNDA ITERACIÓN DEL MÉTODO 1	VI – 10
TABLA 6-6: GENERADORES EFICIENTES PARA SOLUCIONAR LOS PROBLEMAS DEL CASO BASE EN LA SEGUNDA ITERACIÓN DEL MÉTODO 1	VI – 11
TABLA 6-7: ESTADO DE LOS PROBLEMAS CON LA CONEXIÓN DE GUILLEN2 AL MÍNIMO TÉCNICO.....	VI – 11
TABLA 6-8: ESTADO DE LOS PROBLEMAS CON LA CONEXIÓN DE GUILLEN2 A MEDIA CARGA	VI – 11
TABLA 6-9: PROBLEMAS DE TENSIÓN AL COMIENZO DE LA TERCERA ITERACIÓN DEL MÉTODO 1	VI – 12
TABLA 6-10: GRUPOS DE DESPACHO LIMITADO.....	VI – 12
TABLA 6-11: GRUPOS CONECTADOS EN EL AJUSTE DEL CASO BASE MEDIANTE EL MÉTODO 1, TRAS EL AJUSTE PREVIO DEL PERFIL DE TENSIONES.....	VI – 13
TABLA 6-12: VIOLACIONES FINALES DE TENSIÓN EN EL ESCENARIO CON EL MÉTODO 1 DE DESPACHO PREVENTIVO DE POTENCIA REACTIVA CON AJUSTE PREVIO DE ELEMENTOS DE CONTROL DE TENSIÓN	VI – 14
TABLA 6-13: GRUPOS CONECTADOS EN EL AJUSTE DEL CASO BASE MEDIANTE EL MÉTODO 1 SIN AJUSTE PREVIO DEL PERFIL DE TENSIONES.....	VI – 14
TABLA 6-14: VIOLACIONES FINALES DE TENSIÓN EN EL ESCENARIO TRAS EL AJUSTE DEL CASO BASE MEDIANTE EL MÉTODO 1 DE DESPACHO PREVENTIVO DE POTENCIA REACTIVA SIN AJUSTE PREVIO DE ELEMENTOS DE CONTROL DE TENSIÓN.....	VI – 15
TABLA 6-15: GRUPOS CONECTADOS POR EL MÉTODO 2 DE DESPACHO PREVENTIVO DE POTENCIA REACTIVA EN EL AJUSTE DEL CASO BASE.....	VI – 16
TABLA 6-16: COMPARACIÓN DEL SOBRECOSTE PARA EL SISTEMA DEL AJUSTE DEL CASO BASE BAJO LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS	VI – 18
TABLA 6-17: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN CORRIENTE CONTINUA COMO MÉTODO DE ANÁLISIS RÁPIDO DE CONTINGENCIAS PARA DETECTAR LAS CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN SOBRECARGAS NO ADMISIBLES.....	VI – 20
TABLA 6-18: CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN SOBRECARGAS NO ADMISIBLES EN LA RED	VI – 20
TABLA 6-19: REDESPACHOS DE GENERACIÓN REALIZADOS EN EL DESPACHO PREVENTIVO DE ACTIVA	VI – 22
TABLA 6-20: ALIVIO DE SOBRECARGAS EN EL DESPACHO PREVENTIVO DE ACTIVA.....	VI – 22
TABLA 6-21: SEPARACIÓN DE RESULTADOS EN REDESPACHOS EFECTIVOS Y DE COMPENSACIÓN.....	VI – 23

TABLA 6-22: REDESPACHO FINAL DE GENERACIÓN PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DEBIDAS A SOBRECARGAS	VI – 24
TABLA 6-23: ALIVIO FINAL DE SOBRECARGAS CON EL REDESPACHO FINAL DE GENERACIÓN	VI – 25
TABLA 6-24: CONTINGENCIAS QUE RESULTAN EN RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE TENSIÓN	VI – 26
TABLA 6-25: CONTINGENCIAS NO DETECTADAS POR EL MÉTODO DE ANÁLISIS RÁPIDO DE CONTINGENCIAS 1P-1Q	VI – 28
TABLA 6-26: CONTINGENCIAS QUE RESULTAN EN RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE TENSIÓN, ANTES DE EFECTUAR EL DESPACHO PREVENTIVO DE ACTIVA	VI – 28
TABLA 6-27: GRUPOS CONECTADOS POR EL MÉTODO 1 PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DE TENSIÓN ANTE HIPÓTESIS DE CONTINGENCIA	VI – 29
TABLA 6-28: GRUPOS CONECTADOS POR EL MÉTODO 2 PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DE TENSIÓN ANTE HIPÓTESIS DE CONTINGENCIA	VI – 30
TABLA 6-29: COMPARACIÓN DEL SOBRECOSTE PARA EL SISTEMA DE LA SOLUCIÓN DE CONTINGENCIAS CON LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS	VI – 30
TABLA 6-30: GENERADORES CONECTADOS POR EL MODELO 1 PARA LA SOLUCIÓN DESACOPLADA DE RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN EN LA HORA 11	VI – 32
TABLA 6-31: GENERADORES CONECTADOS POR EL MODELO 1 PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN EN LA HORA 17	VI – 33
TABLA 6-32: GENERADORES CONECTADOS PARA LA SOLUCIÓN DESACOPLADA DE RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN EN LA HORA 20	VI – 33
TABLA 6-33: RESUMEN DE LA POTENCIA ACTIVA CONECTADA EN LA SOLUCIÓN DESACOPLADA DE RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN	VI – 34
TABLA 6-34: CONEXIÓN DE GENERADORES EN LA SOLUCIÓN ACOPLADA DE LAS RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN	VI – 34
TABLA 6-35: COMPARACIÓN DEL SOBRECOSTE PARA EL SISTEMA DE LA SOLUCIÓN DESACOPLADA Y LA SOLUCIÓN ACOPLADA DE RESTRICCIONES DEBIDAS A PROBLEMAS DE TENSIÓN	VI – 35
TABLA 6-36: GRUPOS CONECTADOS POR EL MÉTODO ACOPLADO EN LA HORA 11 PARA EL ALIVIO DE LAS RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN	VI – 35
TABLA 6-37: GRUPOS CONECTADOS POR EL MÉTODO ACOPLADO EN LA HORA 17 PARA EL ALIVIO DE LAS RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN	VI – 36
TABLA 6-38: GRUPOS CONECTADOS POR EL MÉTODO ACOPLADO EN LA HORA 20 PARA EL ALIVIO DE LAS RESTRICCIONES DEBIDAS A TENSIÓN	VI – 36
TABLA D-1: DISTRIBUCIÓN DE LOS NUDOS DEL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL POR NIVEL DE TENSIÓN Y ÁREA	D – 4
TABLA D-2: CAPACIDAD DE CONSUMO Y GENERACIÓN DE REACTIVA A TRAVÉS DE REACTANCIAS Y CONDENSADORES EN EL SISTEMA	D – 5
TABLA D-3: CONTINGENCIAS ESPECIFICADAS DE DOBLES CIRCUITOS	D – 5
TABLA D-4: CONTINGENCIAS ESPECIFICADAS DE GRUPO Y LÍNEA	D – 6
TABLA E-1: SOBRECOSTE DE LA SOLUCIÓN PARA DIFERENTES VALORES DE DEMANDA	E – 4

Lista de símbolos

Operadores

Símbolo	Descripción
∂	Derivada parcial
Δ	Incremento
Σ	Sumatorio
\in	Perteneciente a
\mathbf{z}^T	Traspuesto del vector \mathbf{z}
$ z $	Valor absoluto de z
$\langle \mathbf{u}, \mathbf{v} \rangle$	Producto escalar de los vectores \mathbf{u} y \mathbf{v}
$\ \mathbf{u}\ $	Norma del vector \mathbf{u}

Índices

Símbolo	Descripción
a	Área del sistema
$b(g)$	Bloque de la oferta simple del generador g
$b(g, h)$	Bloque de oferta simple del generador g en la hora h
c	Contingencia
g	Generador
ga	Generador inicialmente casado
gd	Generador inicialmente no casado
gdl	Grupo de despacho limitado
gdl_h	Grupo de despacho limitado en la hora h
h	Hora
i, j	Nudo del sistema
ℓ	Rama (línea o transformador)
sh	Elemento shunt (reactancia o condensador)

Símbolos

Símbolo	Descripción
A , B , C , D , E , F	Matrices llenas de la formulación densa
A_{ga}^c , B_{sh}^c , C_ℓ^c , D_{ga}^c , E_{sh}^c , F_ℓ^c	Términos de sensibilidad de la matriz densa que relaciona las variables controladas con las variables de control
A_{g_i}	Alivio de potencia en las ramas sobrecargas con la variación de potencia en el generador g conectado en el nudo i
$a_{\ell i}$	Sensibilidad del flujo de la rama ℓ respecto al aumento de generación en el nudo i
$a_{\ell i}^*$	Sensibilidad del flujo de la rama ℓ respecto al aumento de generación en el nudo i ante la ocurrencia de la contingencia simple de la rama ℓ^*
B	Matriz del flujo de cargas en corriente continua
B'	Matriz de la parte activa del flujo de cargas desacoplado rápido
B''	Matriz de la parte reactiva del flujo de cargas desacoplado rápido
B_p	Matriz del flujo de cargas en corriente continua con aproximación de pérdidas
B''₁₁ , B''₁₂ , B''₁₃ , B''₂₁ , B''₂₂ , B''₂₃	Submatrices del flujo de cargas desacoplado rápido
B_{ij}	Parte imaginaria del término (i, j) de la matriz de admitancias nodales de la red
B_{shi}	Susceptancia de la reactancia o condensador sh del nudo i
$\Delta\mathbf{B}$	Vector de incrementos de susceptancias en los nudos con compensación de reactiva
ΔB_{sh}	Variación de la susceptancia de la reactancia o condensador sh
ΔB_{sh}^+	Incremento de la susceptancia de la reactancia o condensador sh

ΔB_{sh}^-	Decremento de la susceptancia de la reactancia o condensador sh
ΔB_{sh}^{max}	Máxima variación permitida de la susceptancia de la reactancia o condensador sh
β	Término de ponderación de los términos de reactiva de los generadores
$CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c}$	Coefficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva del generador gd para arreglar la violación de reactiva en el nudo de generación i de la contingencia c
$CE_{Q_{gd}}^{U_i^c}$	Coefficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva del generador gd para arreglar el problema de tensión del nudo i de la contingencia c
$CE_{U_j}^i$	Coefficiente de eficiencia de la tensión de consigna del generador en el nudo j para modificar la tensión del nudo i
$CE_{u_1}^{VL_i}$	Coefficiente de eficiencia de la acción u_1 para aliviar la violación VL_i
CM_a	Sobrecoste marginal de la solución de restricciones debidas a problemas de tensión en el área a
$CO_h(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h})$	Coste de operación de cada hora h
CR	Sobrecoste total de la solución de restricciones debidas a problemas de tensión en el sistema
CR_a	Sobrecoste de la solución de restricciones en el área a
$CR_g(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h})$	Coste del redespacho de cada generador g sobre la casación inicial efectuada en el mercado
$CX_{gd,h}$	Variable binaria de decisión de conectar el generador gd en la hora h
CZ_a	Recargo zonal de la energía demandada en el área a
$c_{SC,i}^+$	Coste de la oferta a subir del Scheduling Coordinator SC en el nudo i
$c_{SC,i}^-$	Coste de la oferta a bajar del Scheduling Coordinator SC en el nudo i

c_{gd}	Remuneración que el generador gd recibe del sistema al ser conectado por motivos de restricciones técnicas
c_{gd}^{oc}	Coste de acoplamiento para el sistema del generador gd según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja
c_{gd}^{os}	Coste de acoplamiento para el sistema del generador gd según la oferta simple
c_{in}^{ℓ}	Coste de dejar 1 MW de sobrecarga en el sistema
c_{in}^Q	Coste de infactibilidad para los problemas de reactiva
c_{in}^U	Coste de infactibilidad para los problemas de tensión
$c_{\Delta B}$	Coste del movimiento de la susceptancia de una reactancia o condensador
$c_{\Delta T}$	Coste del movimiento de las tomas de los transformadores
$c_{\Delta U}$	Coste del movimiento de la tensión de consigna de los generadores
$\cos(\varphi_{\ell 0})$	Factor de potencia prefalta de la rama ℓ
$\cos(\varphi_{\ell c})$	Factor de potencia postfalta de la rama ℓ
D_a	Demanda del área a
$DX_{gd,h}$	Variable binaria de decisión de desconectar el generador gd en la hora h
$d_{\ell\ell^*}$	Sensibilidad del flujo de la rama ℓ respecto del flujo de la rama ℓ^*
$d_{\ell\ell_2}^*$	Sensibilidad de la rama ℓ respecto del flujo de la rama ℓ_2 cuando ocurre la contingencia simple de la rama ℓ_1
δ_{gd}	Variable binaria del estado de un grupo inicialmente no casado gd
$\delta_{gd,h}$	Variable binaria del estado del generador gd en la hora h
$\delta_{gd,h}^0$	Estado inicial del generador inicialmente no casado gd en la hora h , en la solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión

δ_{shi}	Variable binaria del estado de la reactancia o condensador sh del nudo i
δ_{shi}^0	Estado inicial de la reactancia o condensador sh del nudo i
E_{g_i}	Eficiencia en el alivio de sobrecargas de la variación de potencia en el generador g conectado en el nudo i
EF_Q^{abs}	Eficiencia absoluta mínima para problemas de reactiva
EF_U^{abs}	Eficiencia absoluta mínima para problemas de tensión
$EF_{hidráulicos}^{rel}$	Eficiencia relativa mínima para los grupos hidráulicos
EF_{max}	Máximo ratio de eficiencia permitido en el despacho preventivo de activa
$EF_{térmicos}^{rel}$	Eficiencia relativa mínima para los grupos térmicos
EMP_Q^{max}	Empeoramiento máximo permitido para las violaciones de reactiva
EMP_U^{max}	Empeoramiento máximo permitido para las violaciones de tensión
EMP_{rel}^{max}	Empeoramiento relativo máximo permitido respecto al generador inicialmente no casado más eficiente para la solución de un determinado problema
ER_{g_i}	Eficiencia relativa en el alivio de sobrecargas de la variación de potencia en el generador g conectado en el nudo i
ER_{min}	Umbral de eficiencia mínima relativa
ε	Umbral de precisión de la aproximación de la función objetivo mediante cortes lineales
ε_p	Valor máximo admitido en los mismatches de potencia activa en la convergencia del caso base
ε_Q	Valor máximo admitido en los mismatches de potencia reactiva en la convergencia del caso base
ε_p^c	Valor máximo admitido para convergencia en los mismatches de potencia activa en el análisis de contingencias en corriente alterna
ε_Q^c	Valor máximo admitido para convergencia en los mismatches de potencia reactiva en el análisis de contingencias en

	corriente alterna
F	Matriz de coeficientes de los flujos de potencia por las líneas
F_l^{max}	Vector de límites de flujos en los corredores l
F_l	Flujo de la rama l
$F_l^{max}(MVA)$	Capacidad de transporte en MVA de la rama l
F_{lc}	Flujo de la rama l ante la ocurrencia de la contingencia c
F_{l0}	Flujo inicial de la rama l
$F_{lmax}^c(MW)$	Capacidad del flujo de potencia activa por la rama l en la contingencia c
$f(\mathbf{x}_0, \mathbf{x}_{C1}, \dots, \mathbf{x}_{CN})$	Función objetivo a minimizar en un SCOPF
Δf_l	Sobrecarga en la rama l en funcionamiento normal
Δf_{l0}	Sobrecarga inicial de la rama l en funcionamiento normal
Δf_{lc}	Sobrecarga en la rama l ante la ocurrencia de la contingencia c
Δf_{lc0}	Sobrecarga inicial en la rama l ante la ocurrencia de la contingencia c
g(x₀)	Vector de ecuaciones de igualdad del flujo de cargas que describen el comportamiento del sistema en el caso base
g_{Ci}(x_{Ci})	Vector de ecuaciones de igualdad del flujo de cargas que describen el comportamiento del sistema ante la ocurrencia de la contingencia ci
G_{ij}	Parte real del término (i, j) de la matriz de admitancias nodales de la red
g_i	Conductancia paralelo en el nudo i de la rama entre nudos i y j
g_{ij}	Conductancia serie de la rama entre nudos i y j
g_l	Conductancia del transformador l en la toma neutra
H, N, J, L, T_p, T_Q	Matrices de las ecuaciones linealizadas del flujo de cargas

$\mathbf{h}(\mathbf{x}_0)$	Vector de restricciones de desigualdad que imponen que las variables se encuentren dentro de límites
$\mathbf{h}_{Ci}(\mathbf{x}_{Ci})$	Vector de restricciones de desigualdad que imponen que las variables se encuentren dentro de límites ante la ocurrencia de la contingencia ci
\mathbf{J}	Matriz jacobiana del flujo de cargas
KP_{gd}	Escalón de potencia al que se conecta el generador gd
k_{QU}	Relación entre el coste de infactibilidad para los problemas de tensión y el coste de infactibilidad para los problemas de reactiva
N_{gd}^{max}	Número máximo de generadores a conectar por iteración
NA_{gd}	Número de arranques diarios del generador gd
$OF(\mathbf{X})$	Función objetivo en función del vector de variables \mathbf{X}
\mathbf{P}	Vector de potencias activas inyectadas por nudo
\mathbf{P}_G	Vector de potencias activas generadas
\mathbf{P}_L	Vector de potencias activas demandadas
P_L	Pérdidas de transporte
P_g	Potencia generada por el generador g
P_g^{max}	Máximo técnico del generador g
P_g^{min}	Mínimo técnico del generador g
P_{g0}	Potencia inicial generada por el generador g
P_{ij}	Flujo de potencia activa entre los nudos i y j
P_p	Potencia perdida en la contingencia simple de un generador
P_s	Potencia generada por el nudo swing del sistema
$P_{g,h}^{max}$	Máximo técnico del generador g en la hora h
$P_{g,h}^{min}$	Mínimo técnico del generador g en la hora h

$P_{ga,h}^0$	Potencia casada inicialmente en el generador ga en la hora h
$p_g^{oc_fijo}$	Término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador g
$p_g^{oc_var}$	Término variable de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador no casado g
$p_{b(g)}^{os}$	Precio de la oferta simple de cada bloque $b(g)$ de un generador g
$p_{b(g,h)}^{os}$	Precio de la oferta simple de cada bloque $b(g,h)$ del generador g en la hora h
PM	Precio marginal
ΔP	Vector de mismatches de potencia activa
$\Delta P_{SC,i}$	Balance de potencia neto en el nudo i del Scheduling Coordinator SC
$\Delta P_{SC,i}^+$	Incremento de potencia en el nudo i del Scheduling Coordinator SC
$\Delta P_{SC,i}^-$	Decremento de potencia en el nudo i del Scheduling Coordinator SC
$\Delta P_{b(g)}^{bajada}$	Decremento de potencia del bloque de oferta $b(g)$ del generador g
$\Delta P_{b(g)}^{subida}$	Incremento de potencia del bloque de oferta $b(g)$ del generador g
$\Delta P_{b(g,h)}^{bajada}$	Decremento de potencia del bloque de oferta $b(g,h)$ del generador g en la hora h
$\Delta P_{b(g,h)}^{subida}$	Incremento de potencia del bloque de oferta $b(g,h)$ del generador g en la hora h
ΔP_g	Incremento total de potencia en el generador g
ΔP_i	Aumento de generación en el nudo i
$\Delta P_{gd,h}$	Variación de potencia del generador gd en la hora h
$\Delta P_{gd,h}^0$	Potencia activa acoplada en el generador inicialmente no casado gd , en la solución desacoplada de restricciones

	debidas a problemas de tensión
\mathbf{Q}_L	Vector de reactivas inyectadas en los nudos de carga
\mathbf{Q}_G	Vector de reactivas generadas en los nudos de generación
Q_g	Reactiva generada por el generador g
Q_g^{max}	Máxima potencia reactiva generada por el generador g
Q_i	Reactiva generada en el nudo de generación i
Q_j^{lim}	Límite de inyección de reactiva en el nudo j
Q_{i0}^c	Reactiva inicial del nudo de generación i en la contingencia c
Q_j^0	Inyección inicial de reactiva en el nudo j
$Q_{i\lim}^c$	Límite de reactiva en el nudo de generación i en la contingencia c
$Q_{gd,h}^{max}$	Máxima generación de reactiva del generador inicialmente no casado gd en la hora h
$\Delta Q_{gd,h}^0$	Potencia reactiva producida por el generador inicialmente no casado gd , en la solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora h
$\Delta \mathbf{Q}$	Vector de mismatches de potencia reactiva
$\Delta \mathbf{Q}_L$	Vector de incrementos de reactivas inyectadas en los nudos de carga
ΔQ_i^c	Violación de la reactiva del nudo de generación i cuando ocurre la contingencia c
ΔQ_i^{cb}	Violación de la reactiva del nudo de generación i en el caso base
\mathfrak{R}^n	Espacio de dimensión n
r_{ij}	Resistencia serie de la rama entre nudos i y j
$S_{P_{gd}}^{Q_i^c}$	Sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia activa del generador gd inicialmente no casado

$S_{P_{gd}}^{U_i^c}$	Sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia activa del generador gd inicialmente no casado
$S_{Q_{gd}}^{Q_i^c}$	Sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado
$S_{Q_{gd}}^{U_i^c}$	Sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado
$\left(S_{P_{gd}}^{Q_i^c}\right)_h$	Sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado en la hora h
$\left(S_{P_{gd}}^{U_i^c}\right)_h$	Sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia activa del generador gd inicialmente no casado en la hora h
$\left(S_{Q_{gd}}^{Q_i^c}\right)_h$	Sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado en la hora h
$\left(S_{Q_{gd}}^{U_i^c}\right)_h$	Sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado en la hora h
$S_{U_j}^i$	Sensibilidad de la tensión en el nudo i con respecto a la tensión de consigna en el nudo j
$S_{U_j}^{Q_j}$	Sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo j con respecto a la tensión de consigna en el nudo j
$S_i _{CA}$	Sensibilidad de la tensión del nudo i con respecto a la acción de control CA
$S_{u_1}^{VL_i}$	Sensibilidad de la violación VL_i con respecto a la acción de control u_1
T_ℓ	Toma del transformador ℓ
T_ℓ^{max}	Toma máxima del transformador ℓ
T_ℓ^{min}	Toma mínima del transformador ℓ

TQ_g	Término de reactiva del generador g
$\Delta \mathbf{T}_\ell$	Vector de incrementos en las tomas de los transformadores
ΔT_ℓ	Variación de la toma del transformador ℓ
ΔT_ℓ^+	Incremento de la toma del transformador ℓ
ΔT_ℓ^-	Decremento de la toma del transformador ℓ
ΔT_ℓ^{max}	Máxima variación permitida para la toma del transformador ℓ
$\boldsymbol{\theta}$	Vector de ángulos en los nudos del sistema
θ_{ij}	Diferencia angular entre los ángulos de los nudos i y j
θ_j	Ángulo de la tensión en el nudo j
$\Delta \boldsymbol{\theta}$	Vector de incrementos de ángulos en los nudos del sistema
$\Delta \theta_i$	Aumento de ángulo de la tensión del nudo i
\mathbf{U}_G	Vector de tensiones de consigna en los nudos de generación
\mathbf{U}_L	Vector de tensiones en los nudos de carga
U_i	Módulo de la tensión del nudo i
U_i^0	Tensión inicial del nudo i
U_i^{max}	Tensión máxima en el nudo i
U_i^{min}	Tensión mínima en el nudo i
U_{i0}^c	Tensión inicial del nudo i ante la ocurrencia de la contingencia c
U_j^{lim}	Límite de tensión en el nudo j
$U_{i\lim}^c$	Límite de la tensión en el nudo i ante la ocurrencia de la contingencia c
u_h	Variables de control de tensión del sistema en el periodo horario h
$\Delta \mathbf{U}$	Vector de incrementos de los módulos de las tensiones de

	nudo
$\Delta \mathbf{U}_G$	Vector de incrementos de tensiones de consigna en los nudos de generación
$\Delta \mathbf{U}_L$	Vector de incrementos de tensiones en los nudos de carga
ΔU_i^c	Violación de la tensión del nudo i cuando ocurre la contingencia c
ΔU_i^{cb}	Violación de la tensión del nudo i en el caso base
ΔU_{ga}	Variación de la tensión de consigna del generador ga
ΔU_{ga}^+	Incremento de la tensión de consigna del generador ga
ΔU_{ga}^-	Decremento de la tensión de consigna del generador ga
ΔU_{ga}^{max}	Máxima variación permitida para la tensión de consigna del generador ga
ΔU_j^{max}	Máxima variación de la tensión en el nudo j
\mathbf{X}_{max}	Vector de valores máximos de las variables del problema de optimización
\mathbf{X}_{min}	Vector de valores mínimos de las variables del problema de optimización
\mathbf{x}_0	Vector de variables de control del sistema en el caso base
\mathbf{x}_{Ci}	Vector de variables de control del sistema ante la ocurrencia de la contingencia ci
x_{ij}	Reactancia serie de la rama entre nudos i y j
x_ℓ	Reactancia serie de la rama ℓ
\mathbf{Y}_{bus}	Matriz de admitancias nodales de la red
Z_{ij}	Término ij de la inversa de la matriz de admitancias nodales de la red

Acrónimos

Símbolo	Descripción
AC	<i>Alternating Current</i>
ARO	Sistema de Análisis de Restricciones de Operación
ATC	<i>Available Transmission Capability</i>
BOE	Boletín Oficial del Estado
BSUoS	<i>Balancing Services Use of System</i>
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CDEC	Centro de Despacho Económico de Cargas
CECOEL	Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica de España
CNE	Comisión Nacional de la Energía
DC	<i>Direct Current</i>
EERF	<i>European Electricity Regulatory Forum</i>
ETSO	<i>European Transmission System Operators</i>
FCR	<i>Financial Congestion Rights</i>
FPN	<i>Final Physical Notification</i>
FTR	<i>Firm Transmission Rights</i>
IIT	Instituto de Investigación Tecnológica
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
NEPOOL	<i>New England Power Pool</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i>
NETA	<i>New Electricity Trading Arrangements</i>
NGC	<i>National Grid Company</i>
NTC	<i>Net Transfer Capability</i>
NTF	<i>Notified Transmission Flow</i>
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i>
NZEM	<i>New Zealand Electricity Market</i>

OFFER	<i>Office of Electricity Regulation</i>
OFGEM	<i>Office of Gas and Electricity Arrangements</i>
OM	Operador del Mercado
OMEL	Compañía Operadora del Mercado Eléctrico
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
OS	Operador del Sistema
PG&E	<i>Pacific Gas and Electric Company</i>
PJM	<i>Pennsylvania-Jersey-Maryland Electricity Market</i>
PO	Procedimientos de Operación
PX	<i>Power Exchange</i>
REE	Red Eléctrica de España
RMR	<i>Reliability Must Run Contracts</i>
SC	<i>Scheduling Coordinator</i>
SCE	<i>Southern California Edison</i>
SCOPF	<i>Security Constrained Optimal Power Flow</i>
SDG&E	<i>San Diego Gas and Electric Company</i>
SEPI	Sociedad Estatal de Participaciones Industriales
SFE	<i>Supply Function Equilibrium</i>
SIOS	Sistema de Información del Operador del Sistema
TNUoS	<i>Transmisión Network Use of System</i>
TRM	<i>Transmission Reliability Margin</i>
TCC	<i>Transmission Congestion Contracts</i>
TTC	<i>Total Transfer Capability</i>
UCTE	<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>
UOA	Unidad de Oferta de Adquisición
UOG	Unidad de Oferta de Generación

Capítulo **1**

Introducción

1.1 Planteamiento del problema

El problema objeto de esta tesis es la gestión centralizada de las restricciones técnicas que aparecen en un mercado de energía eléctrica. La tesis considera como aplicación práctica el caso español.

Esta sección plantea el problema a resolver en la tesis en 3 apartados. El apartado 1.1.1 define el problema de las restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica. El apartado 1.1.2 describe los aspectos más relevantes del tratamiento de restricciones técnicas en el mercado español. Finalmente, el apartado 1.1.3 contiene los factores que han motivado los desarrollos efectuados en la tesis.

1.1.1 Restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica

La energía eléctrica se transporta desde las unidades de generación a la demanda a través de la red de transporte. Un transporte seguro de energía eléctrica a través de la red requiere que las variables del sistema eléctrico se encuentren dentro de los límites establecidos, en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia. Las restricciones técnicas en los sistemas eléctricos se pueden definir como aquellas limitaciones derivadas de la situación de la red de transporte para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse con las condiciones impuestas de seguridad, calidad y fiabilidad, dado un despacho de generación, una localización de la demanda y una topología de la red de transporte.

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la operación de un sistema eléctrico pueden aparecer tanto en sistemas de energía eléctrica operados centralizadamente (regulación tradicional), como en los mercados competitivos de energía eléctrica.

Sin embargo, es en los mercados de energía eléctrica donde cobran una especial relevancia, ya que el despacho de las unidades generadoras está gobernado por los intereses económicos de los agentes. Las restricciones técnicas limitan las transacciones de energía que los agentes desean efectuar en el mercado en un régimen de libre competencia. Por ello, una inadecuada gestión de restricciones técnicas puede distorsionar el correcto funcionamiento del mercado. Un ejemplo de dicha distorsión se puede encontrar cuando en un área del sistema, que precisa generación para resolver restricciones, los agentes elevan excesivamente los precios de sus ofertas de generación ejerciendo poder de mercado. La gestión de restricciones técnicas debe además proporcionar señales económicas adecuadas a los generadores, transportistas, distribuidores y comercializadores [Lankford, et al., 1996; McCalley, et al., 1997].

El tratamiento de restricciones técnicas en mercados competitivos de energía eléctrica presenta dos ámbitos de estudio: (1) regulación de su tratamiento, y (2) desarrollo de métodos matemáticos de análisis y solución. No son problemas separados, sino que se encuentran estrechamente interrelacionados. En muchas ocasiones, la regulación del tratamiento de las restricciones técnicas en un mercado de energía eléctrica viene determinado por la dificultad de encontrar la solución óptima al problema.

El funcionamiento de un mercado de energía eléctrica se basa en la interacción de dos nuevas figuras independientes: el *Operador del Mercado* y el *Operador del Sistema*. El Operador del Mercado es un ente creado para gestionar las operaciones de compraventa de energía que se producen en el mercado. El Operador de Sistema se define como el ente independiente

encargado de gestionar y operar la red de transporte. La gestión de la red de transporte por parte del Operador del Sistema es independiente de quien sea el propietario efectivo de la red. Sin embargo, en muchas de las experiencias internacionales, el Operador del Sistema es además propietario de la red de transporte. A su vez, en algunos enfoques una misma entidad hace la doble función de Operador del Mercado y de Operador del Sistema.

De este modo, el análisis y solución de las restricciones técnicas que aparecen en un mercado de energía eléctrica es responsabilidad del Operador del Sistema. La eliminación de las restricciones técnicas del mercado, se realiza habitualmente mediante el redespacho de generación.

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone a las transacciones dentro de un mercado de energía eléctrica se pueden clasificar en los siguientes grupos: (1) *estáticas* y (2) *dinámicas*. Las restricciones estáticas se producen cuando las variables del sistema en régimen permanente violan los límites admisibles [EES-UETP, 1996]. A este tipo de restricciones pertenecen las restricciones técnicas debidas a sobrecargas y las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión (sobretensiones y subtensiones). Las restricciones dinámicas se producen cuando ante una perturbación, el sistema eléctrico no es capaz de alcanzar un nuevo punto de operación estable, o de volver al punto original (dependiendo de la magnitud de la perturbación). En este caso, se habla de sistema eléctrico inestable. La inestabilidad de ángulos (de pequeña y gran perturbación) y la inestabilidad de tensiones [Kundur, 1994] pertenecen al grupo de restricciones dinámicas.

La inclusión explícita de todas las restricciones técnicas estáticas y dinámicas en un modelo de solución es muy difícil. Por ello, en los distintos enfoques de análisis y solución de restricciones técnicas implantados en los mercados internacionales de energía eléctrica, es práctica habitual internalizar los límites de las variables del sistema impuestos por las restricciones técnicas estáticas y dinámicas (en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia), a través de límites de flujo de potencia por las líneas. Este es el concepto de ATC (*'Available Transmission Capability'*) Sin embargo, como se pondrá de manifiesto en la exposición de la tesis, dicha internalización no es fácil.

1.1.2 Restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica

La ley del Sector Eléctrico del 27 de noviembre de 1997 ha dado lugar a la puesta en marcha en España de un mercado de energía eléctrica competitivo a partir del día 1 de enero de 1998 [BOE 197/98; BOE núm 285, 1997; Gómez San Román, 2000; OMEL].

En el nuevo mercado la producción de energía eléctrica se efectúa en un régimen de libre competencia. Este régimen está basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores cualificados, los distribuidores y los comercializadores. A partir de las ofertas de compra y venta de energía presentadas por los agentes, el Operador del Mercado programa el orden de entrada de las unidades de producción de energía eléctrica. El orden se determina partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda, según el algoritmo de la regla 6 detallado en las 'Reglas de Funcionamiento del Mercado Eléctrico y Contrato de Adhesión' [OMEL].

Por tanto, el sistema eléctrico español se encuadra dentro del grupo de sistemas que no consideran explícitamente las restricciones técnicas en el proceso de casación del mercado. La

solución de las restricciones las efectúa de forma centralizada el Operador del Sistema, reduciendo la producción de determinadas unidades, aumentando la producción de otras e incluso conectando nuevas unidades de generación que no habían sido casadas previamente en el mercado.

Los grupos que aumentan generación por motivo de restricciones técnicas son remunerados al precio de la oferta realizada. Por el contrario, a los generadores a los que se baja generación por motivos de restricciones técnicas, no se les compensa en concepto de lucro cesante. El enfoque adoptado en el sistema español establece que el coste incurrido para garantizar la seguridad de suministro de energía eléctrica ha de ser repartido entre todos los consumidores en proporción a su consumo.

Los Procedimientos de Operación del Sistema (PO) [BOE 197/98] establecen los límites estáticos y dinámicos que se deben verificar en la red de transporte para garantizar un funcionamiento seguro del sistema eléctrico peninsular español, en funcionamiento normal y en caso de contingencias. Las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación son el fallo simple de cualquier elemento de generación o transporte, el fallo de aquellos dobles circuitos que comparten apoyos en más de 30 km y el fallo combinado de aquellos grupos y líneas significativos en los análisis de seguridad.

La operación de los sistemas eléctricos puede ser efectuada con dos criterios diferentes de seguridad [Monticelli, et al., 1990]: (1) *preventivo* y (2) *correctivo*. El criterio preventivo de operación requiere que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables del sistema se encuentren dentro de límites sin efectuar ninguna medida correctiva. El criterio correctivo exige que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables puedan ser incluidas dentro de límites mediante las acciones de control apropiadas. Por tanto, un criterio preventivo es más restrictivo que un criterio correctivo. Los Procedimientos de Operación imponen un criterio preventivo para la operación del sistema eléctrico peninsular español.

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone al funcionamiento del sistema eléctrico peninsular español se clasifican en esta tesis en¹:

- 1) Restricciones debidas a *sobrecargas*. La solución de las restricciones debidas a sobrecargas en las líneas y transformadores se efectúa reduciendo la generación de determinadas unidades, aumentando la generación en otras y acoplando nuevas unidades de generación.
- 2) Restricciones debidas a *problemas de tensión* (en la práctica, son siempre problemas de tipo subtensión). Se solucionan mediante la conexión de nuevos generadores que por un lado aportan soporte de potencia reactiva para la solución de violaciones, y por otro aportan potencia activa disminuyendo el transporte de potencia activa desde las áreas exportadoras hacia las importadoras.

El análisis del volumen de restricciones técnicas en los tres primeros años de funcionamiento del mercado español de energía eléctrica pone de manifiesto la relevancia del problema en el caso español. Dado el actual nivel de desarrollo de la red de transporte del sistema peninsular

¹ En la práctica, las restricciones dinámicas no son relevantes en el sistema español. Por ello, únicamente se consideran las restricciones estáticas.

español, las restricciones debidas a subtensión son las que con mayor relevancia y frecuencia se originan en el sistema. Tal y como se analizará en la exposición de la tesis, el método de internalización de restricciones debidas a problemas de subtensión a través de límites de flujos de potencia por las líneas (concepto de ATC) es poco preciso, y por tanto, no es adecuado para abordar la solución de restricciones en el caso español.

Dos factores claves han sido identificados a la hora de solucionar las restricciones técnicas que aparecen en el mercado español de energía eléctrica: (1) el acoplamiento temporal de la solución, (2) la relación entre el servicio complementario de control de tensión y la solución de las restricciones técnicas. Por un lado, la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja que los agentes productores presentan en el mercado (que internaliza el coste de arranque de los grupos generadores) provoca que la solución de restricciones técnicas esté acoplada en los 24 periodos horarios de programación para el día siguiente. Por otro lado, la explotación del sistema con un adecuado perfil de tensiones, puede disminuir los requisitos de nueva generación a conectar para la solución de las restricciones técnicas.

1.1.3 Motivación de la tesis

Al comienzo de esta tesis doctoral, Red Eléctrica de España (Operador del Sistema del mercado español de energía eléctrica) realizaba el análisis y solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica de una manera “manual”. Es decir, a raíz del análisis de las contingencias especificadas en los Procedimientos de Operación del Sistema, determinaba los redespachos a efectuar para la solución de restricciones técnicas según la experiencia del operador, comprobando a posteriori de forma manual que los criterios de seguridad de la operación se verificaban. Este proceso requería normalmente varias iteraciones y numerosas pruebas. Las reglas del funcionamiento del mercado establecen que el análisis y solución debe de ser completado en un tiempo máximo de 3 horas (a las 11:00h el Operador del Mercado publica la casación y a las 14:00h el Operador del Sistema ha de enviar al Operador del Mercado la solución a las restricciones técnicas). Los estrictos requisitos de tiempo exigidos al Operador del Sistema sugirieron el desarrollo de métodos que automatizaran el proceso de detección y solución de las restricciones técnicas.

Por otro lado, en el sistema español es muy frecuente que con la casación inicial proporcionada por el Operador del Mercado, el flujo de cargas del sistema no converja imponiendo límites de reactiva de los grupos generadores. En estos casos, el Operador del Sistema cuenta únicamente con la experiencia para determinar los redespachos a efectuar para solucionar las restricciones técnicas. La automatización del proceso debía cumplir con la condición de poder resolver las restricciones técnicas en estos casos críticos en el que no se dispone de la solución del flujo de cargas a partir de la casación inicial.

En el apartado anterior, se ha indicado la conexión del servicio complementario del control de tensión con el proceso de solución de restricciones técnicas. Sin embargo, la política del Operador del Sistema no consideraba la actuación sobre los medios de control (tensiones de consigna de los grupos generadores, tomas de los transformadores y las reactancias y condensadores de la red) para la solución de restricciones técnicas. El punto de partida eran los casos de tiempo real obtenidos del estimador de estado en días de demanda similar. Dado que el sistema en tiempo real se explota con un perfil de tensiones correcto, este punto de partida es razonable, pero no óptimo.

Dentro de este contexto surgió la necesidad de desarrollar métodos para realizar de forma automática el análisis y solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica que superaran las limitaciones de los métodos en uso.

1.2 Objetivos de la tesis

El objetivo de la presente tesis doctoral es el desarrollo de métodos para la gestión centralizada de las restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica. La tesis considera como caso de aplicación práctica la solución centralizada de las restricciones que aparecen en el sistema eléctrico peninsular español, una vez realizada la casación del mercado diario de energía eléctrica. El método de solución a desarrollar debe incorporar las siguientes características:

- Conexión de grupos inicialmente no casados para la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas y a problemas de subtensión.
- Tratamiento acoplado de la solución en los 24 escenarios horarios de programación.
- Solución de las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación del sistema eléctrico peninsular español con criterio preventivo.
- Utilización de los elementos de control de tensión para disminuir el sobre coste para el sistema de la solución.

El problema planteado en esta tesis es de una magnitud y dificultad muy elevada. La naturaleza del problema responde a un problema de optimización no lineal con presencia de variables enteras. La formulación de un único problema con todas las condiciones y características planteadas, para su aplicación a un sistema real de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español, no es realista debido a complejidad y tamaño del problema.

La revisión bibliográfica que esta tesis efectúa pone de manifiesto que el desarrollo de un modelo que contemple las distintas características y peculiaridades impuestas por la regulación española y por los criterios técnicos de operación del sistema, y que sea aplicable en la práctica a un sistema real de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español, no ha sido resuelto satisfactoriamente hasta el momento en la literatura.

Una vez resueltas las restricciones técnicas, es deseable encontrar un punto de operación óptimo del sistema. Entre los objetivos de la tesis se incluye el desarrollo de un algoritmo de flujo de cargas óptimo (OPF), que obtenga el punto de funcionamiento óptimo del sistema mediante la minimización de las pérdidas del transporte y la maximización de los márgenes de reactiva de los grupos del sistema.

1.3 Organización de la exposición

Esta tesis contiene seis capítulos y cinco apéndices cuyo contenido se detalla a continuación.

El capítulo 2 está dedicado a la descripción y clasificación de los métodos de solución de restricciones técnicas existentes. A su vez, revisa el problema del tratamiento de restricciones técnicas en los mercados de energía eléctrica más relevantes puestos en funcionamiento a nivel

internacional. El caso español objeto de la tesis se describe con el máximo detalle en el capítulo.

El capítulo 3 está dedicado a la revisión bibliográfica de los modelos matemáticos para la solución de restricciones técnicas. El capítulo revisa los modelos de explotación generación-red y los algoritmos de flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad, que han sido identificados como problemas con un cierto parecido al problema planteado en la tesis. El capítulo finaliza con el método propuesto en la tesis para obtener la solución óptima de las restricciones técnicas en el mercado español.

El capítulo 4 detalla los métodos desarrollados en la tesis para la detección y solución de las restricciones técnicas debidas a sobrecargas que aparecen en el mercado español de energía eléctrica, incorporando el criterio preventivo para las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación.

El capítulo 5 presenta los métodos desarrollados en la tesis para la detección y solución con criterio preventivo de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión que aparecen en el mercado español de energía eléctrica.

El capítulo 6 está dedicado a demostrar la eficacia del método propuesto en la tesis para la solución de las restricciones técnicas del mercado español de energía eléctrica, así como el buen funcionamiento de los algoritmos desarrollados. Se presentan resultados para un ejemplo real de operación del sistema eléctrico peninsular español, considerando los escenarios horarios procedentes de la casación del día 28 de Febrero de 2001.

En el capítulo 7 se presenta un breve resumen de la tesis y se destacan las principales conclusiones del trabajo realizado. Se indican las aportaciones originales más relevantes de la tesis y se enumeran en orden cronológico las publicaciones que las investigaciones realizadas han dado lugar. El capítulo finaliza con las líneas de continuación sugeridas para posteriores desarrollos.

El apéndice A detalla el algoritmo heurístico para el ajuste del perfil de tensiones, empleado en los métodos de solución de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión descritos en el capítulo 5.

El apéndice B contiene la revisión bibliográfica de los algoritmos de flujo de cargas óptimo basados en programación lineal, y a su vez, formula con todo detalle el OPF basado en programación lineal desarrollado en la tesis para minimizar las pérdidas de transporte y maximizar los márgenes de reactiva de los grupos generadores.

El apéndice C describe la herramienta ARO (“Análisis de Restricciones a la Operación”), herramienta informática desarrollada conjuntamente por equipos de Indra SSI y el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, para el Red Eléctrica de España, Operador del Sistema en el mercado español de energía eléctrica. El ARO resuelve las restricciones técnicas con los algoritmos y métodos de cálculo desarrollados en esta tesis.

El apéndice D contiene el modelo del sistema eléctrico peninsular español objeto de la tesis.

El apéndice E ilustra la utilización de los métodos desarrollados para el análisis de alternativas regulatorias. Se propone un método de asignación del sobrecoste de la solución de restricciones

debidas a problemas de tensión a la demanda causante de las mismas, mediante un recargo zonal.

1.4 Bibliografía

[BOE 197/98]

BOE_197/98, “Resolución de 10 julio 1998 de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales que aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.”, <http://www.omel.es>, 18 de Agosto de 1998.

[BOE núm 285, 1997]

BOE núm 285, “Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico”, viernes 28 de noviembre de 1997, <http://www.omel.es>.

[EES-UETP, 1996]

EES-UETP, “Static Security Assessment. Contingency Ranking and Screening.”, EES-UETP Course, Universidad de Sevilla, Junio 1996.

[Gómez San Román, 2000]

T. Gómez San Román, “Chapter 8: The Spanish Power Sector,” *Principles of Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, T. Gómez San Román and G. Rothwell, Ed., October 2000.

[Kundur, 1994]

P. Kundur, “Introduction to the Power System Stability Problem,” *Power System Stability and Control*: Mc. Graw-Hill, 1994, pp. 17-41.

[Lankford, et al., 1996]

C. Lankford, J. McCalley, N. Saini, “Bibliography on Transmission Access Issues”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, No. 1, pp. 30-40, February 1996.

[McCalley, et al., 1997]

J. D. McCalley, S. Asgarpoor, T. Gedra, M. Halpin, N. K. Saini, M. H. Schrameyer, “Second Bibliography on Transmission Access Issues”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, No. 4, pp. 1654-1659, November 1997.

[Monticelli, et al., 1990]

A. Monticelli, M. V. F. Pereira, S. Granville, “Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-2, No. 1, pp. 175-182, February 1987.

[OMEL]

OMEL, <http://www.omel.es>, Reglas del funcionamiento del Mercado Electrico y Contrato de Adhesión.

Capítulo 2

Revisión del problema del tratamiento
de restricciones técnicas en mercados
de energía eléctrica

2.1 Introducción

Este capítulo sitúa el problema del tratamiento de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica, dentro del contexto de liberalización que el sector eléctrico ha experimentado a nivel internacional. La gestión de restricciones técnicas en un mercado competitivo de energía eléctrica juega un papel muy importante, debido a que la red de transporte de los sistemas de energía eléctrica puede limitar las transacciones de energía que los agentes desean realizar en el mercado en un régimen de competencia. Una inadecuada gestión de restricciones puede distorsionar el correcto funcionamiento de un mercado competitivo de energía eléctrica.

El objetivo que este capítulo persigue es doble. Por un lado, se analizan con el máximo detalle los distintos factores del tratamiento de las restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica. Se justifica la importancia de las restricciones técnicas evaluando su volumen en los tres primeros años de funcionamiento del mercado español de energía eléctrica. Por otro lado, el capítulo ofrece una visión general de los métodos y procedimientos adoptados para la solución de las restricciones técnicas en otros mercados competitivos de energía eléctrica relevantes puestos en funcionamiento a nivel internacional.

El tratamiento de restricciones técnicas en los distintos mercados analizados asume la internalización de las distintas limitaciones técnicas al transporte de electricidad (límites térmicos, tensiones en los nudos y límites de estabilidad) a través de límites de flujos de potencia por las líneas. Sin embargo, el método de internalización es poco preciso cuando las restricciones que predominan en un sistema eléctrico son las restricciones debidas a problemas de tensión. Este es el caso del sistema eléctrico peninsular español; de este modo, el método de internalización no es adecuado para abordar la solución de restricciones en el caso español. El análisis que se efectúa en el capítulo justifica y propone los desarrollos a abordar en la presente tesis.

El capítulo se ha organizado de la siguiente forma. La sección 2.2 analiza la estructura y funcionamiento de los mercados competitivos de energía eléctrica. La sección 2.3 sitúa el problema del tratamiento de restricciones técnicas dentro de los mercados de energía eléctrica. La sección contiene la descripción del problema, introduce el concepto de internalización de los distintos tipos de restricciones técnicas a través de límites de flujo por las líneas, y enumera las características que un método de solución de restricciones técnicas debiera cumplir. La sección 2.4 está dedicada a la clasificación y análisis de los distintos métodos existentes para la solución de restricciones técnicas. La revisión del tratamiento de restricciones técnicas en los mercados de energía eléctrica más relevantes (a excepción del mercado español) puestos en funcionamiento a nivel internacional figura en la sección 2.5. La revisión incluye los mercados de California, Nueva York, el NEPOOL, PJM, Nordpool, el mercado en Inglaterra y Gales, el mercado argentino, el mercado chileno, y el mercado de Nueva Zelanda. La revisión también abarca el diseño del mercado único europeo, actualmente sometido a un intenso debate. La sección 2.6 revisa con el máximo detalle el tratamiento de restricciones técnicas en el caso español. La sección 2.7 contiene una tabla resumen con los mercados analizados. Finalmente, la sección 2.8 expone las conclusiones del capítulo.

2.2 Mercados de energía eléctrica

La energía eléctrica es un producto con unas características especiales que lo hacen diferente de cualquier otro producto que se comercializa en un mercado basado en las leyes de la oferta y la demanda. Entre ellas se pueden citar:

- Es un producto que no se puede almacenar, se ha de producir en el mismo instante de su consumo.
- Existen complejos requisitos técnicos para la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica.

Las economías de escala existentes en la generación han constituido un obstáculo clave a la hora de comercializar energía eléctrica en un mercado competitivo.

Sin embargo, en los últimos 10 años, el negocio eléctrico ha experimentado una profunda transformación en el contexto internacional. Son muchos los países que han optado por reorganizar el sector eléctrico, introduciendo competencia en las actividades de generación y comercialización. Los principales factores que han hecho posible el cambio son [Gómez San Román, et al., 2000]:

- 1) Desarrollo de nuevas tecnologías de generación (ciclos combinados de gas), que han hecho posible que el tamaño óptimo de las centrales se redujera hasta los 400 MW. Por otro lado, el tiempo de construcción y puesta en marcha de las centrales eléctricas se ha reducido drásticamente. En dos años¹ es posible completar la construcción e iniciar la operación de un nuevo proyecto de generación.
- 2) Búsqueda de la eficiencia en el negocio eléctrico. En la regulación tradicional el suministro eléctrico se realiza por empresas verticalmente integradas que se encargan de la producción, transporte, distribución y comercialización de la energía en su área de influencia. La remuneración de las distintas actividades se produce a precios regulados, que no incentivan a la reducción de costes y al aumento de la eficiencia por parte de agentes del sector eléctrico.
- 3) Desarrollo de los sistemas de información y de comunicación y de las nuevas tecnologías de la informática y de las comunicaciones. La venta de energía eléctrica dentro de un mercado organizado exige el intercambio de un gran volumen de información. El desarrollo actual de los sistemas de información a través de la red ha permitido la compra y venta de energía eléctrica a través de mecanismos de mercado.

Los nuevos mercados competitivos de energía eléctrica puestos en funcionamiento internacionalmente se organizan a través de las siguientes actividades:

- 1) *Generación*. La actividad de generación se encarga de la producción de energía eléctrica en las centrales. La introducción de competencia en la actividad de generación es uno de los pilares sobre los que se fundamenta la organización de los nuevos mercados de energía eléctrica. Los agentes generadores compiten por la venta de energía eléctrica

¹ En España este tiempo es mayor en la realidad, debido a la lentitud en la obtención de los diferentes permisos necesarios.

acudiendo al mercado mayorista de energía eléctrica (denominado ‘pool’ de energía en terminología inglesa), y también estableciendo contratos bilaterales con otros agentes.

- 2) *Transporte*. La actividad del transporte recoge la energía eléctrica de las centrales eléctricas y la traslada hacia la distribución a través de la red de transporte. La red de transporte posee la característica de monopolio natural. Por un lado, existen importantes economías de escala en el tendido de líneas eléctricas (fundamentalmente por nivel de tensión). Por otro lado, la interdependencia que existe entre todos los elementos de un sistema eléctrico sugieren la necesidad de operar el sistema como un conjunto.

La característica intrínseca de monopolio natural de la red de transporte, provoca que la actividad del transporte haya de seguir regulada en el diseño de un mercado competitivo de energía eléctrica. El acceso de terceros a la red es un factor clave que debe ser adecuadamente regulado para que el funcionamiento de un mercado sea eficiente, tanto para los mercados individuales de energía eléctrica, como para aquellos mercados que involucran a múltiples sistemas regionales interconectados. Los problemas que el libre acceso de los agentes a las redes de transporte plantea en un mercado de energía eléctrica, pueden ser clasificados en tres grandes grupos [EES-UETP, 2000; Rubio, 1998]:

i) *Inversión*: el diseño regulatorio ha de dar respuesta a la pregunta ¿quién debe ampliar la red de transporte cuando se necesita?. A su vez, se deben establecer incentivos adecuados para que la inversión se realice de forma óptima, y las nuevas inversiones sean operadas y mantenidas de forma eficiente.

ii) *Remuneración*: los criterios de diseño del nuevo mercado han de establecer cómo, quién y cuánto se debe pagar por el uso de la red de transporte. A su vez, se deben determinar criterios eficientes y no discriminatorios de asignación de las pérdidas de la red de transporte entre los agentes.

iii) *Acceso*: el libre acceso de los agentes a la red de transporte es un derecho reconocido en todos los mercados eléctricos puestos en funcionamiento a nivel internacional. Sin embargo, cuando la red de transporte no puede dar cabida por motivos de seguridad a todas las transacciones que los agentes desean efectuar, es necesario asignar de forma eficiente la capacidad disponible de red entre los agentes.

- 3) *Distribución*. La actividad de distribución recoge la energía eléctrica en los puntos frontera con la red de transporte, y suministra la energía al consumidor final a través de las redes de distribución. La actividad de distribución también constituye un monopolio natural, y por tanto, ha de ser regulada de forma conveniente en el diseño de un mercado de energía eléctrica. La calidad del suministro, y el acceso de terceros a la red de distribución son los principales factores a regular en la actividad de distribución.
- 4) *Comercialización*. La comercialización es una nueva actividad del negocio eléctrico que se desarrolla en un régimen de libre competencia. Los agentes comercializadores negocian la compra de energía en el mercado mayorista o a través de contratos bilaterales con los agentes generadores, y su venta final con los consumidores finales, accediendo a las redes de distribución mediante el pago de los peajes que la regulación establece. La competencia en la actividad de comercialización reside en factores como el precio de venta de la energía o el servicio de atención al cliente.

En la regulación tradicional, las actividades de comercialización y de distribución iban unidas y eran proporcionadas por los agentes distribuidores. En los nuevos mercados competitivos de energía eléctrica la actividad de distribución sigue siendo una actividad regulada, y se establece la nueva actividad de comercialización que sí admite un régimen de libre competencia.

Los agentes participantes en un mercado de energía eléctrica son los agentes productores, transportistas, distribuidores, comercializadores y los consumidores. A su vez, se establecen dos nuevas figuras independientes: el *Operador del Mercado* y el *Operador del Sistema*. Las transacciones del mercado de energía eléctrica se realizan mediante la interacción entre estas dos nuevas entidades.

La figura del *Operador de Sistema* se define como el ente independiente encargado de gestionar y operar la red de transporte por la que fluye la energía que los agentes generadores venden a los agentes consumidores en un régimen de competencia. El Operador del Sistema es responsable de transportar la energía eléctrica con los niveles de calidad y fiabilidad que la regulación de cada país establece. La gestión de la red de transporte por parte del Operador del Sistema es independiente de quien sea el propietario efectivo de la red. Sin embargo, en muchas de las experiencias internacionales, el Operador del Sistema es además propietario de la red de transporte.

El *Operador del Mercado* es un ente creado para gestionar las operaciones de compraventa de energía que se producen en el mercado. La compraventa de energía se realiza acudiendo al mercado mayorista, o bien mediante contratos bilaterales entre los agentes. El mercado mayorista está basado en un sistema de ofertas de generación y un sistema de ofertas de demanda. Los productores de energía eléctrica efectúan ofertas económicas de venta de energía a través del Operador del Mercado para las unidades de generación de las que son titulares. A su vez, los consumidores cualificados, los distribuidores y los comercializadores formulan al Operador del Mercado, las compras de energía que desean efectuar y el precio máximo que están dispuestos a pagar por ella. El Operador del Mercado es el encargado de efectuar la casación de energía, determinando para cada periodo de programación que unidades de generación entrarán en funcionamiento y que ofertas de demanda serán satisfechas.

La organización de un mercado de energía eléctrica a través del Operador del Sistema y del Operador del Mercado, puede variar de unos casos a otros. A modo de ejemplo, en el mercado eléctrico de California el Operador del Sistema (que gestiona la red de transporte cuya propiedad corresponde a los agentes generadores), y el Operador del Mercado, denominado PX² (siglas que responden a '*Power Exchange*'), son dos figuras independientes entre sí. Lo mismo ocurre en el mercado español de energía eléctrica, donde la figura del Operador del Mercado y el Operador del Sistema están diferenciadas. La compañía Red Eléctrica de España, Operador del Sistema del mercado español, es además propietaria de la red de transporte. Sin embargo, en el mercado inglés, las funciones de Operador del Mercado y de Sistema las desarrolla la misma compañía NGC ('*National Grid Company*'). NGC es además la propietaria de la red de transporte en el sistema inglés. En el mercado argentino de energía eléctrica, CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico) también realiza la doble función de Operador del Mercado y de Operador del Sistema, pero está totalmente separada de las empresas propietarias de activos de red.

² Tras la crisis energética acontecida en el mercado californiano de energía eléctrica en primavera de 2001, la figura del PX ha desaparecido.

2.3 El problema del tratamiento de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica

Esta sección está dedicada a la revisión del problema del tratamiento de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica. La sección se ha organizado de la siguiente manera. Inicialmente se introduce el problema en el apartado 2.3.1. El apartado 2.3.2 detalla la internalización de los diferentes tipos de restricciones técnicas a través de límites de flujo por las líneas. El apartado 2.3.3 establece cuales son las propiedades deseables que un método de gestión de restricciones técnicas debiera cumplir para su aplicación a un mercado de energía eléctrica.

2.3.1 Descripción del problema

La energía eléctrica se transporta desde las unidades de generación a la demanda a través de la red de transporte. Un transporte seguro de energía eléctrica a través de la red requiere que las variables del sistema eléctrico (frecuencia, flujos de potencia por líneas y transformadores, tensiones en los nudos) se encuentren dentro de los límites establecidos, en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia. Los complejos requisitos técnicos en el transporte de energía eléctrica son una de las limitaciones más importantes que impiden la organización de un mercado de energía eléctrica basado exclusivamente en la ley de la oferta y la demanda.

Las restricciones técnicas en los sistemas eléctricos se pueden definir como aquellas limitaciones derivadas de la situación de la red de transporte para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse con las condiciones impuestas de seguridad, calidad y fiabilidad, dado un despacho de generación, una localización de la demanda y una topología de la red de transporte.

La presencia de restricciones técnicas en los sistemas de energía eléctrica no es un problema nuevo. Dentro de la regulación tradicional, la operación del sistema eléctrico se realiza de forma centralizada. En este contexto, el operador central realiza la programación de la generación a través de modelos de despacho económico de generación [Rivier, et al., 1999], que pueden incorporar restricciones de red. Cuando el despacho económico ejecutado por el operador central incluye restricciones de red, éstas quedan implícitamente resueltas. En caso contrario, la programación de unidades de producción puede originar restricciones técnicas en la red de transporte, que el operador central debe eliminar redespachando la generación de forma adecuada. En este contexto de regulación tradicional, la planificación de las ampliaciones de la red de transporte es también responsabilidad del operador central. Se diseña con el objetivo de reducir las limitaciones técnicas que la red de transporte impone a la operación del sistema eléctrico (eliminar las restricciones por completo requeriría un coste de inversión muy elevado). Esta se realiza incluyendo modelos de explotación generación-red en los modelos de planificación, como por ejemplo los modelos PERLA y CHOPIN [Latorre, 1993] desarrollados para la planificación de la red de transporte a largo plazo del sistema eléctrico español.

Sin embargo, en un mercado de energía eléctrica, las restricciones técnicas cobran mayor relevancia, ya que el despacho de las unidades generadoras está gobernado por los intereses económicos de los agentes. Las limitaciones técnicas que la red de transporte impone a la casación inicial, impide que todas las transacciones de energía que los agentes desean efectuar en el mercado puedan llevarse a cabo. De este modo, la gestión de restricciones técnicas juega un papel clave en la operación de un mercado de energía eléctrica; una inadecuada gestión de

restricciones técnicas puede distorsionar el correcto funcionamiento del mercado. Un ejemplo de dicha distorsión se puede encontrar cuando en un área del sistema, que precisa generación para resolver restricciones, los agentes elevan excesivamente los precios de sus ofertas de generación ejerciendo poder de mercado. Por ello, el mecanismo de solución de restricciones técnicas en un mercado debe proporcionar señales económicas adecuadas a todos los agentes del mercado (generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores).

El análisis y solución de las restricciones técnicas que aparecen en un mercado de energía eléctrica es responsabilidad del Operador del Sistema. Ello se debe a que el Operador del Sistema es el que mejor conoce el estado topológico y las limitaciones técnicas de la red que gestiona. La eliminación de las restricciones técnicas del mercado, se realiza habitualmente mediante el redespacho de generación³. La reducción de demanda se considera únicamente en aquellos casos en que las restricciones técnicas no pueden ser eliminadas mediante el redespacho de generación⁴. Para llevar a cabo la función de análisis y solución de restricciones técnicas, el Operador del Mercado ha de facilitar al Operador del Sistema las transacciones de energía asignadas mediante los mecanismos de mercado.

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone a las transacciones dentro de un mercado de energía eléctrica se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- 1) *Estáticas*. Cuando en un sistema eléctrico se produce una perturbación, se inicia un proceso transitorio en que las variables del sistema evolucionan hacia un nuevo estado; el régimen permanente se alcanza cuando el proceso transitorio finaliza. Las restricciones estáticas se producen cuando las variables del sistema en régimen permanente violan los límites admisibles [EES-UETP, 1996]. A este tipo de restricciones pertenecen las restricciones técnicas debidas a sobrecargas y las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión (sobretensiones y subtensiones).
- 2) *Dinámicas*. Las restricciones dinámicas se producen cuando ante una perturbación, el sistema eléctrico no es capaz de alcanzar un nuevo punto de operación en régimen permanente. En este caso, se habla de sistema eléctrico inestable. La inestabilidad de ángulos (de pequeña y gran perturbación) y la inestabilidad de tensiones [Kundur, 1994] pertenecen al grupo de restricciones dinámicas.

2.3.2 Internalización de restricciones técnicas a través de límites de flujo por las líneas

La inclusión explícita de todas las restricciones técnicas estáticas y dinámicas en un modelo de solución es muy difícil. Por ello, en los distintos enfoques de análisis y solución de restricciones técnicas implementados en los mercados internacionales de energía eléctrica, es práctica habitual internalizar los límites de las variables del sistema impuestos por las restricciones técnicas estáticas y dinámicas (en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia), a través de límites de flujo de potencia por las líneas. Este es el concepto de ATC (*Available*

³ Algunos tipos de restricciones pueden ser aliviadas mediante modificaciones topológicas. Sirva como ejemplo la apertura de líneas para el alivio de sobrecargas mediante el redireccionamiento de los flujos de potencia, o la apertura de líneas en periodos valle para evitar la aparición de sobretensiones.

⁴ Como ejemplo se cita la desconexión en el sistema eléctrico peninsular español de 500 MW de demanda en Madrid y 300 MW de demanda en Levante, el día 17 de diciembre de 2001 a las 18:30 horas.

Transmission Capability’) Sin embargo, tal y como se justifica a continuación, dicha internalización no es fácil y sencilla.

El ATC es por tanto el concepto sobre el que se fundamenta la resolución de restricciones técnicas en los distintos enfoques internacionales. Se define como la máxima capacidad de transporte de energía eléctrica entre dos áreas del sistema, verificándose las condiciones de seguridad y fiabilidad impuestos en los criterios de explotación del sistema eléctrico [NERC, 1996]. El concepto de ATC es direccional por naturaleza, de manera que la capacidad de transmisión de un área A a un área B es generalmente distinto de la capacidad de transmisión desde el área B al área A. Su valor depende de la configuración topológica de la red de transporte y de la situación de la generación y carga. Además, tiene una dependencia temporal; las condiciones de los sistemas interconectados cambian con el tiempo y por lo tanto, la capacidad de transferencia entre dos áreas de la red varía de un instante a otro.

El valor de ATC entre dos áreas es normalmente inferior a la suma de las capacidades térmicas de los corredores que unen las áreas del sistema. Los flujos de energía entre dos áreas se distribuyen según las leyes del flujo de cargas, estando limitada la capacidad de transferencia de potencia por las características físicas y eléctricas de las líneas y del sistema. Así, los factores que limitan el ATC son la capacidad térmica de las líneas, los límites de tensión en los nudos del sistema y los límites de estabilidad, tanto en funcionamiento normal como ante hipótesis de contingencia. Se habla de congestión⁵ en una interconexión entre dos áreas cuando el flujo de potencia supera el valor del ATC declarado.

La determinación del ATC considerando únicamente el límite térmico de las líneas es fácilmente modelable a través del flujo de cargas lineal en corriente continua usando los factores de sensibilidad de los flujos por las líneas [Wood, et al., 1984], resolviéndose mediante técnicas de programación lineal [Sandrin, et al., 1991]. Sin embargo, la inclusión de los límites de tensión convierte el cálculo de ATC en un proceso muy costoso computacionalmente [Ilic, et al., 1998]. En [Gravener, et al., 1999] primeramente se obtiene un primer valor del ATC impuesto por los límites térmicos de las líneas; los límites de tensión se consideran mediante un proceso de prueba en escalones; el valor de ATC es aquel último valor de capacidad de intercambio para el que no se producen violaciones de tensión. Un enfoque similar se considera en la herramienta CI3 de Red Eléctrica de España para la determinación de la capacidad de intercambio de las conexiones internacionales de España con Francia, Portugal y Marruecos [REE, 1999]. Otros autores proponen la utilización de factores de sensibilidad de los niveles de tensión [Greene, et al., 1997], si bien su utilización es menos fiable dada la gran no linealidad del problema [Sauer, 1997].

Es común en la literatura descomponer el ATC en los siguientes términos [ETSO, 1999]:

⁵ En la literatura existente sobre el tratamiento de restricciones técnicas en los distintos mercados internacionales de energía eléctrica, normalmente se utiliza el término *congestión* para referirse a las restricciones técnicas. Sin embargo, es preciso clarificar las diferencias que existen entre ambos conceptos. El término congestión hace referencia a las violaciones de los flujos de potencia por las líneas de la red de transporte en funcionamiento normal. El término restricción técnica es un concepto más general: no sólo incluye las violaciones de los flujos de potencia por las líneas, sino que también incluye los límites de las tensiones del sistema y los límites de estabilidad, en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia. Sin embargo, el término congestión equivale al término restricción técnica, cuando los límites de flujo de potencia por las líneas representan el concepto de ATC.

$$\begin{aligned} ATC &= NTC - NTF \\ NTC &= TTC - TRM \end{aligned} \quad (2.1)$$

donde:

TTC ('Total Transfer Capability'): es la capacidad de transporte total

TRM ('Transmission Reliability Margin'): representa el margen de seguridad de transporte establecido en la operación

NTC ('Net Transfer Capability'): es la capacidad de transporte neta

NTF ('Notified Transmission Flow'): cuantifica la capacidad previamente reservada a través de contratos firmes

El margen de seguridad de transmisión TRM permite una operación del sistema con suficiente reserva, cubriendo los posibles desvíos de la previsión de generación y demanda. La Figura 2-1 ilustra los distintos conceptos componentes en la evolución temporal del valor de ATC.

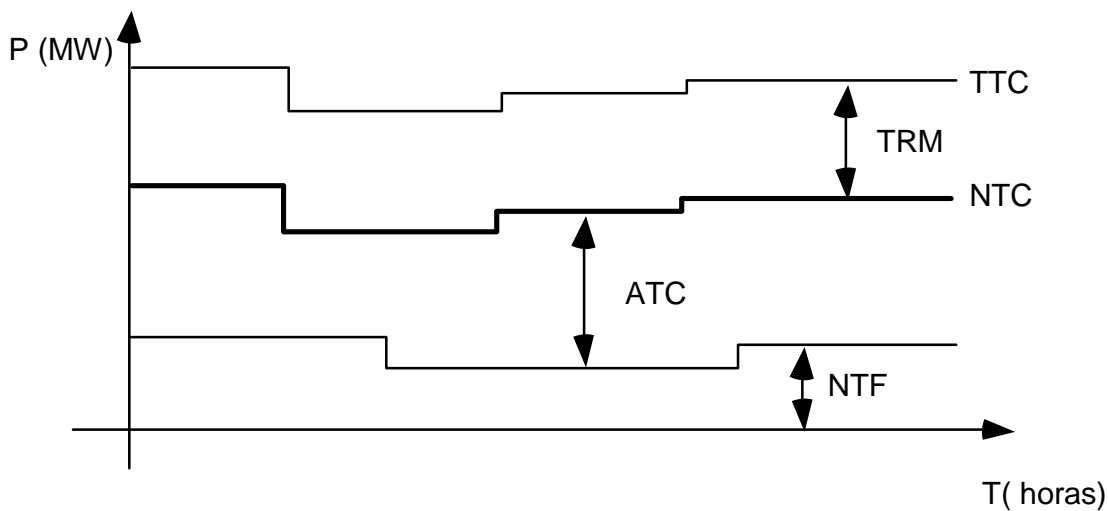


Figura 2-1: Conceptos componentes del ATC

2.3.3 Requisitos de los métodos de solución de restricciones técnicas

Antes de pasar a describir los distintos métodos descritos en la literatura para la solución de restricciones técnicas en un mercado de energía eléctrica, es preciso definir el conjunto de requisitos deseables que cada uno de estos métodos debería cumplir. Entre las propiedades que debe verificar un método de solución de restricciones técnicas en el contexto de un mercado competitivo de energía eléctrica, cabe citar [EES-UETP, 2000; ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]:

- *Equidad*: dos agentes en idéntica situación deben tener los mismos derechos y obligaciones con respecto al reparto de capacidad de transmisión entre dos áreas y con respecto al cargo que deben soportar por su uso.
- *Eficiencia económica*: el método “ideal” debe proporcionar las señales adecuadas para que las decisiones de los agentes vayan en la dirección de un uso y una operación eficiente del sistema eléctrico, y a su vez promuevan la competencia en el mercado. Las señales económicas deben reflejar el coste marginal del servicio.

La eficiencia económica se garantiza cuando las señales e incentivos establecidos, promueven en los agentes decisiones de actuación idénticas a las decisiones que tomaría un organismo centralizado que gestionara el sistema con el objetivo de maximizar el beneficio social neto.

- *Transparencia*: las reglas establecidas deben ser claras e inequívocas, evitando especulación y el ejercicio de posiciones de poder de mercado.
- *Factibilidad*: la implementación del método debe ser factible para garantizar la fiabilidad y la seguridad del suministro. Se han de establecer medidas para facilitar el intercambio de información necesario.
- *Compatibilidad*: el método ha de ser compatible con los distintos tipos de transacciones de energía que el mercado permite (a través del mercado mayorista o de contratos bilaterales de corto y largo plazo) [David, 1998; Fang, et al., 1999; Singh, et al., 1998].

Estos requisitos o cualidades han sido ya definidos por otros autores como deseables en el diseño de métodos para tratar el acceso de terceros a la red y la asignación de los costes de la red de transporte [Tabors, 1994]. En [Rubio, 1998] se definen dos categorías en las que se pueden agrupar los requisitos descritos: conceptuales y operativos. Los requisitos conceptuales corresponden a las características teóricas que debe cumplir el método elegido para poder ser aplicado a un mercado abierto a la competencia. Los requisitos operativos corresponden a aquellas propiedades que hacen que el método sea implantable en la práctica. Los requisitos de equidad, eficiencia económica y transparencia se catalogan dentro de la categoría de requisitos conceptuales. En la categoría de requisitos operativos, se encuadran los requisitos de factibilidad y compatibilidad.

2.4 Descripción de los métodos de solución de restricciones técnicas

Existen numerosos procedimientos para el tratamiento de las restricciones técnicas que aparecen en un mercado competitivo de energía eléctrica. En esta sección se presenta una descripción de los distintos métodos de solución propuestos en la literatura, para la solución de las congestiones que aparecen en los sistemas de energía eléctrica [EES-UETP, 2000; ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]. En todos ellos se asume que se han internalizado las distintas limitaciones técnicas al transporte de electricidad (límites térmicos, límites de las tensiones y límites de estabilidad), en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia, a través del concepto de ATC. Es por ello que el término congestión se usa indistintamente al término restricción técnica en el desarrollo de la exposición.

Tal y como se ha expuesto anteriormente, el concepto de ATC no es adecuado para internalizar restricciones debidas a problemas de tensión. Por ello, no es posible la aplicación de la mayor parte de los métodos que se describen cuando las restricciones que predominan en un sistema son debidas a problemas de tensión. Este es el caso del sistema eléctrico peninsular español⁶, considerado como caso de aplicación práctica en los desarrollos efectuados en esta tesis doctoral. Por ello, el objetivo de esta sección es proporcionar una visión general de los métodos utilizados en los mercados competitivos puestos en funcionamiento a nivel internacional. El

⁶ En el apartado 5.6.1 del capítulo 5 se justifica a través de ejemplos reales que la internalización a través del concepto de ATC de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en el caso español no es adecuada.

análisis y discusión profunda de las señales económicas que ofrece cada método queda fuera del alcance y los objetivos de esta tesis.

Los métodos analizados son el método de bloqueo de transacción, el método de subasta explícita, el método de subasta implícita, el método de división zonal del mercado, el método de redespacho, el método de recompra de energía y finalmente, el método basado en los precios nodales. Al final de la descripción de cada método se indican ejemplos de mercados internacionales que lo utilizan. Posteriormente, en la sección 2.5 se realiza una revisión del tratamiento de las restricciones técnicas de los mercados relevantes puestos en funcionamiento a nivel internacional. La revisión del mercado español se pospone hasta la sección 2.6.

La sección se ha organizado en dos apartados. El apartado 2.4.1 clasifica los distintos métodos considerados. El apartado 2.4.2 contiene la descripción de los métodos.

2.4.1 Clasificación de métodos

Tradicionalmente [EES-UETP, 2000], los métodos de solución de restricciones se clasifican en:

- 1) Métodos basados en transacción (denominados en la literatura inglesa como *'transaction-based methods'*): en estos métodos se identifican la o las transacciones responsables de la congestión y se establecen métodos para restringir o repartir la capacidad de transmisión disponible. La responsabilidad de eliminar la congestión se transfiere a los agentes causantes de la misma. En este grupo se encuadran el método de bloqueo de transacción y los métodos de subasta explícita e implícita.
- 2) Métodos no basados en transacción (en la literatura inglesa denominados *'non transaction-based methods'*): En estos métodos la solución adoptada no depende de transacciones específicas, y la responsabilidad de resolver las congestiones se transfiere a un agente distinto a los causantes de la misma (al Operador del Sistema o al gestor del mercado mayorista). A este grupo pertenecen los métodos de división zonal del mercado, el método de redespacho, el método de recompra de energía y el método basado en precios nodales⁷.

Otro enfoque distinto del anterior [Rivier, et al., 1999] clasifica los métodos de solución de restricciones técnicas en los siguientes grupos:

- 1) Los que incorporan la red de transporte explícitamente en la asignación de las transacciones del mercado. A este grupo pertenece el método basado en los precios nodales. Un modelo de generación-red obtiene la casación del mercado teniendo en cuenta la red de transporte, determinando en cada nodo el precio al que la generación será retribuida y el precio que la demanda pagará por la energía consumida. De este modo, en la casación efectuada no aparecen congestiones. Considerando la internalización implícita de las restricciones técnicas a través de límites de flujo por las líneas, la mayoría de los modelos generación-red incorporan la red de transporte a través del modelo lineal de flujo de cargas en corriente continua [Rivier, et al., 1990; Sánchez, 1998].

⁷ El método basado en los precios nodales incorpora la red de transporte en la casación inicial, y por tanto las transacciones asignadas en el mercado no generan congestiones. Por tanto, en sentido riguroso no es un método de *solución* de restricciones técnicas. Sin embargo, dado que sí es un método de *gestión* de las restricciones técnicas de un mercado, se incluye en la clasificación y descripción de métodos realizada en esta tesis.

2) Los que efectúan la asignación de transacciones del mercado sin considerar la red de transporte. Cuando la casación del mercado se realiza sin considerar la red de transporte, pueden aparecer restricciones de operación como consecuencia de la disposición de la generación casada. Dentro de este grupo, se pueden distinguir distintos tipos de mecanismos de solución de restricciones técnicas:

i) Los que resuelven las restricciones técnicas sin incorporar mecanismos de mercado.

A este grupo pertenece el método de resdespacho, donde el ente encargado de la gestión y operación del sistema efectúa un resdespacho de la casación inicial de manera que se cumplan los criterios de seguridad y fiabilidad, minimizando el resdespacho a efectuar. Las soluciones adoptadas para compensar a los generadores resdespachados varían de un sistema a otro.

Dentro de este grupo también se encuadra el método de bloqueo de transacción, donde en función de unas reglas de precedencia preestablecidas, algunas transacciones son limitadas o completamente bloqueadas para conseguir eliminar las congestiones detectadas.

ii) Los que incorporan mecanismos de mercado para solucionar las restricciones técnicas.

Ante una restricción técnica, el Operador del Sistema acude a ofertas para disminuir generación en el área exportadora e incrementar la generación en el área importadora, o subasta la capacidad de intercambio congestionada entre los agentes que usan la interconexión. En este grupo se clasifican los métodos de subasta explícita e implícita y el método de recompra de energía.

2.4.2 Descripción de los distintos métodos

2.4.2.1 Método de bloqueo de transacción

El método de bloqueo de transacción (referido como '*curtailment of transaction method*' en la literatura inglesa) se incluye dentro de los métodos basados en transacción. El procedimiento incluye tres etapas [ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]:

- 1) Los distintos agentes presentan al Operador del Sistema el tiempo y la duración de las transacciones de energía que desean efectuar, junto con la información necesaria para que el Operador del Sistema efectúe los análisis de seguridad.
- 2) Si no se producen congestiones, el Operador del Sistema tiene la obligación de aceptar todas las transacciones. En caso que el Operador del Sistema detecte congestiones que no puedan ser eliminadas mediante la modificación topológica de la red, rechaza o limita las transacciones que contribuyen a las congestiones detectadas. El rechazo o limitación de transacciones se realiza de acuerdo a unas reglas de precedencia establecidas.
- 3) Los agentes que sufren bloqueo de transacción han de tomar las medidas necesarias a través de los diferentes mecanismos de mercado para poder hacer frente a los contratos firmados.

Este método incentiva a los distintos agentes a establecer sus transacciones evitando congestiones en la red de transporte. Entre las desventajas, se pueden citar:

- El proceso de comunicación, análisis y aceptación o rechazo de transacciones requiere tiempo y lo hace difícilmente aplicable para transacciones de corto plazo.
- Algunos agentes son reacios por motivos de confidencialidad al envío de información al Operador del Sistema (la declaración de determinadas transacciones puede revelar las posiciones estratégicas de un agente ha tomado en el mercado), máxime cuando en ciertos sistemas algunos agentes independientes tienen una pequeña parte del accionariado del Operador del Sistema⁸.
- El riesgo que supone el bloqueo de una transacción obliga a los agentes a establecer cláusulas en sus contratos, siendo un firme obstáculo en el desarrollo de un mercado.

Uno de los aspectos críticos del método consiste en establecer las reglas de precedencia aplicables en el bloqueo de transacciones. Varias reglas de precedencia han sido formuladas en los distintos estudios, pero ninguna de ellas se puede considerar globalmente óptima. Las más importantes son [ETSO, 1999]:

- 1) *Prioridad por orden de llegada.* A la hora de bloquear transacciones, tienen prioridad de acceso aquellas que hayan sido declaradas con anterioridad. En la práctica, esta regla supone reservar la capacidad de transporte de la red. Las reservas de capacidad deben ser confirmadas el día antes de la transacción, incluyendo penalizaciones a los agentes que modifiquen o cancelen a última hora la transacción.

Esta regla favorece que los agentes hagan predicciones de más largo plazo, en beneficio de una mejor predicción del tránsito de energía y una mayor fiabilidad del análisis de restricciones.

La desventaja principal de esta regla de precedencia es el bloqueo de la totalidad de la capacidad de transmisión por contratos de largo plazo, impidiendo las transacciones de corto plazo del mercado. Se pueden adoptar medidas como establecer penalizaciones a los agentes que no usen la capacidad reservada o reservar parte del ATC para transacciones de corto plazo. Normalmente la reserva de capacidad se ha de efectuar bajo el principio denominado en la literatura inglesa como ‘*use-it or lose-it*’; el citado principio establece que si un agente no va a hacer uso de una capacidad de transmisión previamente reservada, el agente pierde su derecho de uso sin ningún tipo de compensación, y la capacidad queda disponible para otros agentes que deseen utilizarla en sus transacciones de energía.

Esta regla de precedencia se adecua para mercados organizados a través de transacciones bilaterales entre agentes.

- 2) *Prioridad por grado de firmeza de la transacción.* A mayor firmeza de la transacción, mayor prioridad y mayor pago por el uso de la red. Esta regla de precedencia permite al

⁸ La regulación del mercado eléctrico español garantiza la independencia del Operador del Sistema (Red Eléctrica de España S.A.) mediante un límite en la participación individual de cada accionista establecido en el 10% del capital, con excepción de SEPI (Sociedad Estatal de Participaciones Industriales) hasta el año 2003, y en su conjunto para los sujetos del sector eléctrico que no podrá pasar del 40% [Temboury, 1998].

agente aumentar la probabilidad de la transacción mediante el pago de un peaje de acceso. Sin embargo, esta regla no aporta solución en caso de confluir varias transacciones con igual grado de firmeza.

- 3) *Prioridad por contribución relativa de la transacción a la congestión.* El Operador del Sistema determina la contribución relativa de cada transacción, dando prioridad a las transacciones que menos contribuyen a la congestión. Esta opción permite solucionar las restricciones de manera efectiva, bloqueando las transacciones que más contribuyen a la congestión hasta que ésta quede solucionada. Otra virtud de esta opción es la transparencia, calculando para cada transacción independiente el flujo de potencia que provoca en los corredores congestionados. La aplicación práctica de esta regla depende del tipo de congestión. Las congestiones se pueden clasificar en: (i) congestiones simples y (ii) congestiones múltiples.

i) Las congestiones simples son aquellas que no se pueden evitar a través de caminos alternativos, siendo las transacciones causantes de la congestión fácilmente identificables. Como ejemplo de congestión simple se puede citar la interconexión entre España y Francia. En el caso de congestiones simples, el establecimiento de prioridades en función de la contribución relativa carece de sentido ya que todas las transacciones que fluyen por la interconexión contribuyen por igual a la congestión.

ii) Las congestiones múltiples son aquellas localizadas en zonas de la red altamente malladas donde existen caminos paralelos en el tránsito de energía. Como ejemplo se puede citar la interconexión entre Francia y Bélgica. La contribución relativa de cada transacción a la congestión es un criterio adecuado para asignar prioridades en el caso de congestiones múltiples. Sin embargo, normalmente es difícil identificar las transacciones causantes de las congestiones⁹. Además, la implantación práctica es difícil si el número de transacciones que provocan la congestión es elevado.

- 4) *Prorratio entre las transacciones causantes de la congestión.* El Operador del Sistema bloquea las transacciones en función del cociente capacidad disponible/capacidad requerida por cada transacción.

Este es un mecanismo transparente, adecuado para el caso de congestiones simples. Sin embargo, no envía ninguna señal económica ni a los agentes ni al Operador del Sistema para que la congestión desaparezca. Además, puede provocar la especulación de los agentes estimando la cantidad de transacción que se puede limitar y aumentando la cantidad solicitada artificialmente. Una forma de evitar la especulación consiste en limitar la capacidad solicitada por cada agente a la capacidad física real que el agente puede proporcionar.

En el método de bloqueo de transacción el Operador de Sistema no asume ningún riesgo. Son los agentes los que han de asumir que las transacciones contratadas puedan ser limitadas o eliminadas.

Entre los países que utilizan el método de bloqueo de transacción se encuentra Alemania [Haubrich, et al., 1999], y la solución de las congestiones internacionales en Italia y España.

⁹ La utilización de los factores de sensibilidad plantea problemas en la identificación de la contribución relativa de cada transacción cuando las transacciones no son bilaterales, debido a que su valor depende del nudo slack elegido en el sistema [Rivier, et al., 1999]

2.4.2.2 Método de subasta explícita

El método de subasta explícita (referido en la literatura inglesa como '*explicit auction method*') es un método de solución de restricciones técnicas basado en transacción. Consiste en ofertar a los agentes la capacidad de intercambio total disponible fijada por el valor de ATC [EES-UETP, 2000; ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]; cada agente oferta el precio que está dispuesto a pagar por usar la interconexión para efectuar transacciones. Las ofertas de los agentes se ordenan de mayor a menor, asignándose la capacidad hasta completar el valor de ATC. Es un mecanismo eficiente desde el punto de vista de mercado, debido a que los precios de las ofertas reflejan el valor que la interconexión congestionada aporta a cada agente. Sin embargo, el número de agentes que pujan por el uso de la interconexión condiciona la eficiencia del método.

El método de subasta explícita es adecuado para mercados organizados a través de contratos bilaterales. A su vez, es un método que permite gestionar las transacciones entre mercados organizados de forma diferente (por ejemplo, para transacciones bilaterales entre un país con un mercado organizado a través de un mercado mayorista y un país con un mercado organizado a través de contratos bilaterales). Sin embargo, la identificación de las transacciones que utilizan una interconexión es problemática en el caso de congestiones múltiples.

El diseño de la subasta de la capacidad de intercambio condiciona el funcionamiento del método. Un primer diseño consiste en facturar a los agentes la capacidad casada al precio de oferta efectuada. En este diseño se maximizan los ingresos por uso de la interconexión, disminuyendo el beneficio de los agentes que utilizan la interconexión. Un segundo diseño consiste en facturar a los agentes la capacidad casada al precio de la última oferta casada. Dado que la última oferta casada es la de menor precio, los ingresos por el uso de la interconexión son menores y el beneficio de los agentes mayor. En este segundo diseño se incentivan las transacciones del mercado entre los agentes al resultar más baratas.

Otras variables de diseño de la subasta son el horizonte temporal al que afectan (diario, semanal, mensual, anual) y el grado de firmeza de los derechos de uso de la interconexión.

En el método de subasta explícita se separa el concepto de capacidad de transmisión del concepto de energía transmitida. Esta separación está en la línea de desintegración vertical de las distintas actividades del negocio eléctrico en el que se fundamenta un mercado competitivo de energía eléctrica. Sin embargo, la citada separación incrementa la complejidad de las transacciones ya que obliga a establecer por separado la subasta de la capacidad y el contrato propio de la transacción de energía. Esta complejidad se acentúa cuando una transacción tiene que atravesar varias interconexiones congestionadas entre diversas áreas o países.

El dinero recaudado a través de la subasta puede ser utilizado para ampliar la capacidad de intercambio. En cualquier caso, el destino de estos fondos dependerá de la regulación específica de cada país o de acuerdos entre los Operadores de Sistema que gestionan las áreas entre las que se efectúan las transacciones.

2.4.2.3 Método de subasta implícita

El método de subasta implícita (referido en la literatura inglesa como '*implicit auction method*') es un método similar al anterior (es también un método basado en transacción), diferenciándose en que no se separa la transacción de energía del uso de la capacidad de interconexión [EES-

UETP, 2000; ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]. Los agentes únicamente ofertan energía, internalizando en la oferta el precio por el uso de la interconexión. La importación de energía desde un área a otra se realiza casando las ofertas de energía efectuadas hasta que se llega al valor de capacidad de intercambio en la interconexión entre las áreas.

También puede adoptarse un enfoque híbrido subasta implícita- explícita, donde las transacciones bilaterales ofertarían por el uso de la interconexión (método de subasta explícita).

2.4.2.4 Método de división zonal del mercado

El método de división zonal del mercado (referido en la literatura inglesa como '*market splitting method*') es un método no basado en transacción que consiste en dividir un mercado organizado a través de un mercado mayorista de energía en diferentes áreas entre las cuales existe capacidad de intercambio limitada [EES-UETP, 2000; ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]. Inicialmente se realiza una casación de mercado sin tener en cuenta las posibles congestiones, obteniéndose el precio global del sistema. Las congestiones que aparecen se solucionan a través de mecanismos de mercado: el precio de mercado sube en el área importadora, debido a que parte de su demanda se tiene que satisfacer a través de generadores más caros situados dentro del área. Por el contrario, el precio de mercado disminuye en el área exportadora, debido a que la generación casada disminuye al estar limitada la exportación a otras áreas. Por otro lado, si la demanda presenta cierta elasticidad, ésta disminuye en el área importadora al incrementarse el precio y aumenta en el área exportadora al reducirse el precio.

De este modo se establecen precios zonales en las diferentes áreas. El precio de congestión se calcula en redes radiales¹⁰ como la diferencia de precios zonales del área exportadora e importadora por el flujo total de energía entre las áreas. El ingreso por congestión es recaudado por el Operador del Sistema y puede ser utilizado para reducir las tarifas de acceso de la generación y demanda. También puede ser empleado por el Operador del Sistema para financiar refuerzos de red, si bien en este caso es necesario diseñar incentivos para garantizar la eficiencia de las decisiones tomadas por el Operador de Sistema.

El método de división zonal de mercado proporciona una señal económica de localización para que la nueva generación se localice en áreas deficitarias de energía y la nueva demanda se localice en zonas excedentarias de energía.

Es preciso señalar que para aplicar este método en un mercado en el que existen contratos bilaterales entre dos agentes es necesario repartir de forma eficiente los cargos de congestión entre las transacciones efectuadas en el mercado y las transacciones bilaterales. Sin embargo, los contratos financieros por diferencias [Hull, 1997] no plantean ninguna dificultad en la implantación de este esquema de solución de restricciones técnicas.

Entre los sistemas que emplean el método de división zonal de mercado para la solución de restricciones técnicas se encuentran el NordPool (mercado mayorista conjunto de Noruega, Suecia, Finlandia y el norte de Dinamarca) [Christie, et al., 1998; EES-UETP, 2000; Gronli, et

¹⁰ En redes malladas, el ingreso por congestión de cada línea de interconexión se calcula haciendo uso de las variables duales de las restricciones de flujo máximo por las líneas [Gómez San Román, et al., 1999; Gómez San Román, et al., 2000a]

al., 2000] y California¹¹ [Gribik, et al., 1999; Papalexopoulos, et al., 1998; Shirmohammadi, et al., 1998].

2.4.2.5 Método de redespacho

En el método de redespacho (referido en la literatura inglesa como '*redispatching method*'), es el Operador del Sistema el responsable de determinar que unidades de generación deben variar el despacho para eliminar las congestiones detectadas [EES-UETP, 2000; ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]. Para efectuar el redespacho, el Operador del Sistema dispone de precios. Dependiendo del diseño del procedimiento de redespacho, estos precios pueden corresponder a ofertas específicas de generación para eliminar las congestiones. También pueden utilizarse las ofertas de energía de los generadores en el mercado. En cualquiera de las opciones, el redespacho supone un sobre coste en el que se incurre en el proceso de solución de restricciones técnicas.

En la determinación del coste incurrido en el redespacho de energía, distintos enfoques pueden ser adoptados:

- 1) *No remuneración del lucro cesante a la generación que decrementa su producción.* Las unidades que bajan generación a causa del redespacho efectuado por el Operador del Sistema no reciben remuneración en concepto de lucro cesante. A corto plazo, constituye una señal en apariencia discriminatoria. Sin embargo, a largo plazo, constituye una señal económica de localización para la nueva generación, que tenderá a situarse en las zonas deficitarias de generación.
- 2) *Remuneración a precio de oferta a la generación que aumenta su producción.* Consiste en remunerar a la generación que aumenta producción al precio de la oferta efectuada. Esta opción puede originar el ejercicio de posiciones de poder de mercado, pero a su vez en el largo plazo constituye un incentivo a la localización de la generación en las zonas deficitarias de energía.

Para evitar el ejercicio de poder de mercado de los generadores que por motivos de seguridad han de estar en funcionamiento continuo, en el mercado de California se han establecido contratos de funcionamiento obligatorio (denominados RMR '*Reliability Must-Run Contracts*') [Jurewitz, et al., 1998; Wolak, et al., 1999] que obligan a estos generadores a funcionar bajo ciertas condiciones de remuneración. Sin embargo, con los tipos de contratos RMR diseñados, se ha comprobado que estos contratos intervienen y distorsionan el comportamiento de los agentes a la hora de ofertar en el mercado diario [Shiffirin, et al., 1999].

A su vez, para el reparto del coste incurrido en el redespacho, existen distintas alternativas:

- 1) *Distribución del coste a las transacciones causantes de las congestiones.* Si bien el método de redespacho es un método no basado en transacción, el reparto del coste incurrido puede realizarse entre las transacciones causantes de la congestión. La identificación de las transacciones causantes de restricciones se efectuaría de igual manera

¹¹ El método de división zonal de mercado se utiliza en California para la solución de restricciones interzonales, no así para las intrazonales (ver apartado 2.5.1).

que en el método de bloqueo de transacción; en este enfoque los agentes deben declarar al Operador del Sistema el tiempo y duración de las transacciones que desean realizar.

- 3) *Reparto del sobrecoste de restricciones técnicas uniformemente entre la demanda.* En esta opción se recupera el coste incurrido por el Operador del Sistema a través de un recargo en el precio del kWh en las compraventas en el mercado mayorista, o mediante un concepto integrado dentro de la tarifa de acceso a la red. El inconveniente de este enfoque es que no se envía señal económica a la demanda para que tienda a evitar las restricciones técnicas.
- 4) *Reparto del coste de restricciones técnicas a la demanda causante de las restricciones técnicas.* Consiste en repartir de forma nodal o zonal el sobrecoste de restricciones técnicas entre la demanda causante de la misma (situada en el área deficitaria). En [Rau, 2000] los autores identifican la demanda causante de las congestiones a través de un algoritmo que determina la mínima reducción de demanda en la red que evita la aparición de restricciones, repartiendo el coste de restricciones técnicas proporcionalmente a nivel de nodo.

Entre los países que aplican el método de resdespacho para la solución de restricciones técnicas se encuentran España [BOE 197/98; BOE núm 285, 1997; OMELa], el mercado de Inglaterra y Gales¹² [EES-UETP, 2000; Rivier, et al., 1999], y el mercado de California¹³ [Golden, 1997]

2.4.2.6 Método de recompra de energía

El método de recompra de energía (denominado en la literatura inglesa como '*counter-trading method*') es muy similar al método de resdespacho. En el método de recompra de energía, la responsabilidad de la solución de congestiones recae en el Operador del Sistema que, acudiendo a las ofertas en el mercado, compra y vende la energía necesaria a ambos lados de la congestión para eliminarla [EES-UETP, 2000; ETSO, 1999; Haubrich, et al., 1999]. En el método del resdespacho, el Operador del Sistema obliga a resdespachar la generación a determinadas unidades. Por el contrario, en el método de recompra de energía, el Operador del Sistema entra en el mercado para solucionar las congestiones asumiendo el sobrecoste de las restricciones. Posteriormente, el Operador del Sistema recupera el sobrecoste incurrido en el proceso de solución mediante alguna de las alternativas de reparto expuestas en el método de resdespacho.

El método de recompra de energía se utiliza en el Nordpool para el tratamiento de las restricciones internas entre los países Suecia y Finlandia.

2.4.2.7 Método basado en los precios nodales

En el método basado en los precios nodales, la casación de energía que los productores venderán a los consumidores se efectúa considerando explícitamente las restricciones que la red impone al suministro de energía.

La teoría marginalista [Schweppe, et al., 1988] propone los precios nodales o precios puntuales ('*spot prices*' en la literatura inglesa) como las señales económicas de referencia en un sistema

¹² Antes de la entrada de los NETA ('*New Electricity Trading Arrangements*'), ver apartado 2.5.6.

¹³ El método de resdespacho se utiliza en el mercado de California para la solución de las restricciones intrazonales, no así para las interzonales (ver apartado 2.5.1).

competitivo marginalista. Para cada nudo de la red se genera un precio nodal al que los generadores venderán la energía eléctrica y los consumidores la comprarán. La descomposición de precios puntuales divide los precios nodales en una componente de generación y en un término de red [Rivier, et al., 1993]. El término de red considera las pérdidas óhmicas y las restricciones técnicas, constituyendo una señal de localización. De este modo las restricciones técnicas quedan implícitamente resueltas en los sistemas que incorporan la red de transporte en el mecanismo de casación, proporcionando los precios nodales una señal económica de localización para la generación y la demanda. De este modo, el método basado en los precios nodales no es en sentido riguroso un método de solución de restricciones técnicas, sino un método de gestión de las mismas.

Los precios puntuales se calculan a partir de los modelos de optimización de despacho económico del sistema [Rivier, et al., 1990; Rivier, et al., 1999], en base al coste de producción o a las ofertas de generación efectuadas por los agentes. El precio puntual de un nudo se corresponde con el incremento del coste global del sistema para responder al mínimo coste a un incremento unitario de demanda del nudo, respetando todas las restricciones del sistema. Sin embargo, en la nueva estructura de los mercados eléctricos competitivos, la utilización de modelos de optimización para el cálculo de precios nodales ha sido criticada [Gómez San Román, 2000] por varias razones:

- Por un lado, los precios nodales son muy sensibles a los datos y a la tolerancia establecida de los códigos y algoritmos de optimización con los que se calculan.
- Las congestiones en una línea producen diferencias de precios nodales en líneas no congestionadas.
- Con los precios nodales calculados a través de los modelos de optimización, en redes malladas el flujo de potencia puede fluir desde un nudo con menor precio nodal a otro con mayor.

Los precios nodales permiten recuperar íntegramente los costes de la red de transporte (inversión, operación y mantenimiento) cuando existen condiciones de competencia perfecta y en ausencia de economías de escalas en el transporte. En los mercados reales, donde no se verifican las condiciones citadas y además, las decisiones de inversión en líneas de transporte presentan un carácter discreto a la hora de modelar el problema de optimización que obtiene la inversión óptima, los precios nodales sólo permiten recuperar del orden del 20% del coste total de la red [Rubio, 1998]. Si bien este factor no representa una limitación de la eficacia del método para gestionar de forma adecuada las restricciones técnicas en un mercado, su aplicación efectiva requiere establecer procedimientos de reparto del coste no recuperado (carga complementario).

La agrupación de nudos con precios nodales similares en áreas conduce al concepto de precios zonales establecido en el subapartado 2.3.2.4. El proceso de agrupación simplifica el manejo y tratamiento de la gran cantidad de información que supondría considerar los precios nodales de cada nudo.

Entre los países que utilizan el método basado en los precios nodales para la gestión de restricciones técnicas se encuentran Argentina y Chile [Gómez San Román, et al., 1998; Rudnick, 1994; Rudnick, et al., 1997], el mercado de Pennsylvania-Jersey-Maryland [Hogan, 1999b; Raikar, et al., 2001] y el mercado de Nueva Zelanda [M-co, 1998; Jones, 1995]. Los

mercados eléctricos de Nueva York y Nueva Inglaterra aplican un método de gestión de restricciones híbrido nodal-zonal [NYISO, 1999a; NEEPOOL, 1999].

Resumen

La Tabla 2-1 resume los distintos métodos de gestión de restricciones técnicas aplicables a un mercado de energía eléctrica.

Tabla 2-1: Resumen de los métodos de gestión de restricciones técnicas

	MÉTODOS QUE INCORPORAN LA RED DE TRANSPORTE EN LA CASACIÓN	MÉTODOS QUE NO INCORPORAN LA RED DE TRANSPORTE EN LA CASACIÓN	
		Resolución de restricciones centralizada	Resolución de restricciones mediante mecanismos de mercado
MÉTODOS BASADOS EN TRANSACCIÓN	Método basado en precios nodales	Método de bloqueo de transacción	Método de subasta explícita Método de subasta implícita
MÉTODOS NO BASADOS EN TRANSACCIÓN		Método de redespacho	Método de recompra de energía Método de división zonal del mercado

2.5 Revisión del tratamiento de restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica

Esta sección revisa el tratamiento de las restricciones técnicas en los mercados relevantes de energía eléctrica puestos en funcionamiento a nivel internacional, a excepción del mercado español. Los mercados revisados son el mercado de California (apartado 2.5.1), el mercado de Nueva York (apartado 2.5.2), el mercado de Nueva Inglaterra (apartado 2.5.3), el mercado de Pennsylvania-Jersey-Maryland (apartado 2.5.4), el Nordpool (apartado 2.5.5), el mercado de Inglaterra y Gales (apartado 2.5.6), el mercado de Argentina (apartado 2.5.7), el mercado de Chile (apartado 2.5.8), el mercado de Nueva Zelanda (apartado 2.5.9) y finalmente el mercado interno de la Unión Europea (apartado 2.5.10). El apartado 2.5.11 resume las características de los mercados de energía eléctrica analizados. El tratamiento de las restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica se revisa con el máximo detalle en la sección 2.6.

2.5.1 California

Organización del mercado

El mercado eléctrico de California [Moore, et al., 1997; Wiser, et al., 2000], entró en funcionamiento el 31 de Marzo de 1998. El mercado está basado en la interacción de la figura de un Operador del Sistema independiente (denominado ISO, en terminología inglesa *'Independent System Operator'*) y un conjunto de agentes denominados *'Scheduling Coordinators'* (SC). Los SC se definen como agentes autorizados a presentar al ISO balances cuadrados de generación-demanda. Estos balances cuadrados de generación-demanda se pueden considerar como contratos bilaterales entre agentes generadores y agentes productores. La organización del nuevo mercado californiano permite la existencia teórica de un número ilimitado de SC.

Entre los SC del mercado eléctrico de California figura el PX (*'Power Exchange'*), el equivalente al Operador del Mercado en el sistema eléctrico español. El mercado mayorista de energía está organizado a través del PX¹⁴, que recibe las ofertas de venta de energía de los

¹⁴ La figura del PX ha desaparecido a raíz de la crisis energética acontecida en California en primavera de 2001.

agentes generadores y las ofertas de compra de energía de los distribuidores y consumidores cualificados, y efectúa la casación determinando el precio marginal del sistema. Las tres grandes compañías generadoras en California (PG&E ‘*Pacific Gas and Electric Company*’, SCE ‘*Southern California Edison*’ y SDG&E ‘*San Diego Gas and Electric Company*’), tienen la obligación de vender su energía a través del PX (y no a través de otro SC) durante un periodo transitorio que durará hasta el 2002.

De forma similar al mercado eléctrico español, el ISO es el encargado de la operación de la red de transporte, así como del análisis y solución de restricciones técnicas que pudieran aparecer. El PX y el resto de SC autorizados presentan los balances cuadrados de generación-demanda al ISO, junto con un conjunto de ofertas de redespacho de energía a subir y a bajar. Estas ofertas, como se expondrá en detalle más adelante, son las que el ISO utiliza para efectuar el redespacho de energía en caso de detectar congestiones en el sistema.

El PX realiza la casación de energía del mercado diario (denominado ‘*Day-Ahead Market*’), donde se realiza la programación para cada una de las 24 horas del día siguiente. A su vez, en la hora anterior a la operación, el PX realiza la casación del mercado horario (denominado ‘*Hour-Ahead Market*’), donde los agentes tienen la oportunidad de ajustar los programas de generación y consumo que habían sido casados en el mercado diario.

Clasificación de restricciones técnicas

El sistema eléctrico californiano se ha dividido en zonas interconectadas entre sí a través de corredores que frecuentemente se encuentran congestionados. Los límites técnicos de intercambio de energía entre las zonas se encuentran modelados a través del valor de ATC según se detalla en [Golden, 1997]. A partir de esta división zonal, se distinguen dos tipos de restricciones técnicas:

- 1) *Restricciones interzonales*. Son aquellas congestiones frecuentes que aparecen en los corredores que interconectan las zonas establecidas. El método de solución adoptado para este tipo de restricciones es el método de división zonal de mercado.
- 2) *Restricciones intrazonales*. Son aquellas restricciones que ocurren en el interior de las zonas establecidas. Estas restricciones no son frecuentes, y por ello tienen un trato diferenciado respecto a las restricciones interzonales. El método de solución adoptado para este tipo de restricciones es el método de redespacho.

El proceso de división zonal del sistema eléctrico de California es un proceso dinámico, dividiéndose en dos aquella zona donde se detectan congestiones frecuentes, e inhabilitando la separación zonal efectuada en zonas donde las congestiones frecuentes han desaparecido [Alomoush, et al., 1999]. En Febrero de 2000, el sistema eléctrico californiano contenía 6 zonas, 2 de las cuales estaban inactivas [CAISO, 2000].

Asignación de costes de la red de transporte

Uno de los pilares del mercado eléctrico californiano es el acceso no-discriminatorio de los agentes a la red de transporte, así como la asignación eficiente de su coste. Además, la asignación de estos costes de la red de transporte a través de la tarifa de acceso está

estrechamente relacionada con la solución de las restricciones técnicas. La tarifa de acceso se divide en tres componentes [Gómez San Román, et al., 1999]:

- 1) *Componente de acceso* (en terminología inglesa ‘*access charge*’). La componente de acceso se calcula de tal modo que los propietarios de la red de transporte (fundamentalmente las tres compañías generadoras PG&E, SCE y SDG&E) recuperen la totalidad de los costes que la red origina (inversión, operación y mantenimiento).
- 2) *Componente de uso de la red* (en terminología inglesa ‘*usage charge*’). Este término refleja el impacto que la solución de las restricciones técnicas interzonales origina. Los ingresos netos obtenidos por el ISO como consecuencia de las diferencias de precios zonales entre las áreas, constituyen la componente de uso de la red de la tarifa. El componente de uso de la red se destina a los propietarios de las conexiones interzonales congestionadas, reduciéndose en igual magnitud el ingreso que obtienen mediante la componente de acceso de la tarifa.
- 3) *Componente de operación de la tarifa* (en terminología inglesa ‘*grid operation charge*’). El sobrecoste incurrido por el ISO para la solución de las congestiones intrazonales se recupera a través de la componente de operación de la tarifa. Este coste refleja, por tanto, el impacto de la solución de las restricciones técnicas intrazonales.

Solución de las restricciones técnicas interzonales

El método de solución de las restricciones técnicas interzonales es el método de división zonal del mercado.

Cuando se producen restricciones interzonales, el ISO efectúa un redespacho basado en las ofertas de ajuste a subir y a bajar que cada SC proporciona para su balance generación-demanda (incluido el PX, que envía las ofertas de ajuste que ha recibido de los agentes que participan en el mercado mayorista). El redespacho se efectúa de tal manera que se conserva el balance de generación y demanda en cada programa de operación de los SC. Dicho de otro modo, para cada SC, la energía que se incrementa ha de igualar la energía que se decrementa. De este modo, el ISO no interviene en las transacciones de energía bilaterales entre los agentes [Gribik, et al., 1999].

La formulación matemática [Papalexopoulus, et al., 1998; Singh, et al., 1998] del modelo matemático basado en técnicas de optimización que determina el redespacho, es un modelo lineal en corriente continua. La función objetivo y las restricciones del modelo se presentan a continuación:

$$\min \sum_{SC} \sum_i (c_{SC,i}^+ \cdot \Delta P_{SC,i}^+ + c_{SC,i}^- \cdot \Delta P_{SC,i}^-) \quad (2.2)$$

sujeto a:

$$\mathbf{B} \cdot \Delta \boldsymbol{\theta} = \Delta \mathbf{P} \quad (2.3)$$

$$-\mathbf{F}_1^{\max} \leq \mathbf{F} \cdot \boldsymbol{\theta} \leq \mathbf{F}_1^{\max} \quad (2.4)$$

$$P_{SC,i}^{\min} < P_{SC,i} < P_{SC,i}^{\max} \quad (2.5)$$

$$\sum_i \Delta P_{SC,i} = 0 \quad (2.6)$$

donde:

$\Delta P_{SC,i}^+$: incremento de potencia en el nudo i del Scheduling Coordinator SC

$c_{SC,i}^+$: coste de la oferta a subir del Scheduling Coordinator SC en el nudo i

$\Delta P_{SC,i}^-$: decremento de potencia en el nudo i del Scheduling Coordinator SC

$c_{SC,i}^-$: coste de la oferta a bajar del Scheduling Coordinator SC en el nudo i

$\Delta P_{SC,i}$: balance de potencia neto en el nudo i del Scheduling Coordinator SC

\mathbf{B} : matriz del flujo de cargas en corriente continua

$\boldsymbol{\theta}$: vector de ángulos en los nudos del sistema

$\Delta\boldsymbol{\theta}$: vector de incremento de ángulos en los nudos del sistema

\mathbf{F} : matriz de coeficientes de los flujos de potencia por las líneas

\mathbf{F}_l^{\max} : vector de límites de flujos en los corredores ℓ

La ecuación (2.13) impone que el balance neto de generación-demanda de cada SC permanezca inalterado.

Las variables duales¹⁵ de las restricciones del límite de flujo por las líneas (ecuación 2.11) representan el coste adicional del redespacho si el flujo límite por cada línea se decrementa en una unidad. La componente neta de uso de la red se determina multiplicando la variable dual de la restricción de flujo máximo por cada interconexión congestionada por el flujo neto de potencia que circula a través de ella. Los SC que utilizan una interconexión congestionada en el sentido de la congestión, realizan un pago igual a la variable dual de la interconexión por el flujo que transportan. A su vez, los SC que utilizan la interconexión en sentido contrario de la congestión, eliminando parte de la congestión, reciben una compensación igual a la variable dual de la interconexión por el flujo que transportan.

En la casación del mercado diario los SC tienen la posibilidad de modificar sus balances de generación-demanda tras una primera iteración del algoritmo de solución de restricciones interzonales. Con los balances revisados el ISO aplica el algoritmo de solución de restricciones interzonales y obtiene el redespacho final de energía. Por el contrario, en la casación del mercado horario, el redespacho del algoritmo de solución de restricciones interzonales se considera firme y los SC no tienen la oportunidad de revisar sus balances.

Si con las ofertas recibidas de los SC no es posible solucionar las restricciones técnicas detectadas, el ISO utiliza el método de bloqueo de transacción para asignar la capacidad de intercambio, dando prioridad a las transacciones con derechos contractuales, después a las transacciones que dispongan de FTR (descritos más adelante), y por último redistribuyendo la capacidad remanente prorrateando entre el resto de transacciones que contribuyen a las congestiones.

¹⁵ La variable dual correspondiente a una restricción lineal de un problema de optimización representa el incremento de la función objetivo para un incremento unitario del término independiente de la restricción.

Una vez efectuado el redespacho que soluciona las restricciones interzonales, el PX modifica zonalmente el precio marginal determinado en la casación. El objetivo de los precios zonales es recuperar íntegramente el sobrecoste incurrido por el PX en la solución de restricciones interzonales (pagado al ISO) . El proceso de cálculo de los precios zonales se encuentra detallado en la referencia [Shirmohammadi, et al., 1998].

El sistema de solución de restricciones técnicas puede, según los casos, no resultar en el redespacho de energía más económico [Stoft, 1996], debido a la restricción de igualdad del balance de generación-demanda de cada SC. También se ha criticado la competencia del ISO para tomar decisiones de tipo “económico”. En [Wu, et al., 1999], los autores proponen un modelo de mercado multilateral, que limita la responsabilidad del ISO a la detección de las restricciones técnicas y al envío de información técnica a los agentes del mercado; a partir de la información técnica disponible, los agentes acuerdan en un proceso iterativo transacciones de energía que no violan los criterios de seguridad de la red de transporte.

Solución de las restricciones intrazonales

El método de solución de este tipo de restricciones es el método de redespacho. El ISO determina el redespacho de mínimo coste, en función de las ofertas a subir y a bajar que cada SC proporciona. Las ofertas de redespacho aceptadas en el proceso son remuneradas al precio de la oferta, y no al precio de la última oferta aceptada. A diferencia con el redespacho efectuado para la solución de restricciones interzonales, la solución de las restricciones intrazonales no exige que el balance generación-demanda de cada SC permanezca inalterado.

El sobrecoste incurrido por el ISO en el redespacho de cada zona, se distribuye entre todos los SC de la zona en proporción a su demanda y a las exportaciones con el resto de zonas, formando parte de la componente de uso de la tarifa de acceso.

La solución de restricciones técnicas intrazonales no modifican los ingresos de la componente por uso de la red resultado de la solución de congestiones interzonales, aunque varíen ligeramente los flujos por las interconexiones entre zonas. Algunas formulaciones propuestas en la literatura consideran la interacción entre ambos tipos de restricciones [Alomoush, et al., 2000].

FTR

Los FTR (*Firm Transmission Rights*) son unos contratos diseñados en el mercado eléctrico californiano que dan derecho a quien lo posee a recibir parte de la componente de uso de la red recaudada cuando se producen restricciones interzonales en las interconexiones entre dos áreas. Los FTR se definen para cada uno de los sentidos del flujo de potencia de cada línea de interconexión entre las zonas establecidas. Un FTR corresponde a 1MW de capacidad de transmisión entre dos áreas en un sentido. Los FTR se asignan mediante un sistema de subasta [CAISO, 1998] y tienen una duración de 1año, pudiendo ser vendidos o traspasados entre los agentes del mercado.

Los portadores de FTR de las interconexiones entre zonas no tienen ningún privilegio en el redespacho que efectúa el ISO para solucionar las restricciones interzonales. Únicamente tienen prioridad de acceso en aquellos casos donde las ofertas a subir y a bajar de los SC no sean suficientes para resolver las restricciones interzonales.

Contratos RMR

Los contratos RMR (*Reliability Must-Run contracts*), descritos en el subapartado 2.3.2.5, han sido diseñados en el mercado eléctrico californiano con el objetivo de evitar el ejercicio de poder de mercado local de aquellos generadores necesarios para garantizar la operación segura del sistema.

2.5.2 Nueva York

La reestructuración del sector eléctrico en Nueva York tuvo lugar en 1998. El nuevo mercado mayorista eléctrico está operado y gestionado por NYISO, el Operador del Sistema. NYISO incorpora la red de transporte en la casación del sistema, obteniendo la disposición de la generación y demanda a través de un modelo de despacho de generación con restricciones de seguridad [NYISO, 1999a]. El modelo obtiene los valores de los precios nodales en cada uno de los nudos de la red.

El método de solución de restricciones técnicas es una combinación del método basado en los precios nodales y el método que divide el mercado en zonas mediante precios zonales [Raikar, et al., 2001]. NYISO ha dividido el sistema eléctrico en Nueva York en 15 zonas. La generación es remunerada al precio nodal del nudo en el que vierten su energía. La demanda, por el contrario, paga la energía consumida al precio zonal, calculado como la media de los precios nodales dentro de la zona.

Similarmente a la subasta de FTR en el mercado eléctrico californiano, NYISO asigna mediante subasta los contratos TCC (*Transmission Congestion Contracts*) [NYISO, 1999b]. Los TCC dan el derecho a sus propietarios a cobrar los costes de congestión provenientes de las diferencias de precios nodales en las interconexiones congestionadas.

2.5.3 Nueva Inglaterra

NEPOOL, el mercado eléctrico de Nueva Inglaterra, comenzó su funcionamiento el 1 de Mayo de 1999. El Operador del Sistema es el encargado de administrar el mercado mayorista de energía eléctrica. La casación del mercado se realiza teniendo en cuenta la red de transporte, obteniendo precios diferenciados geográficamente en función del nodo.

El método propuesto para el tratamiento de las restricciones técnicas en el NEPOOL [NEPOOL, 1999] coincide con el modelo híbrido nodal/zonal adoptado en el mercado eléctrico de Nueva York. El modelo de casación obtiene los precios nodales en cada nudo. La energía vertida por los generadores se remunera al precio nodal del nudo. La energía consumida se factura al precio zonal calculado como la media ponderada de los precios nodales en la zona. Para ello, el Operador del Sistema divide de forma dinámica el sistema en distintas zonas eléctricas.

Aquellos generadores identificados como necesarios para garantizar la seguridad y cuyo precio de oferta sea superior al precio marginal del último generador despachado en el mercado, se conectan a la mínima potencia posible. Estos generadores serán remunerados al precio de la oferta realizada, bajo supervisión de un ente regulador que vigila y limita el poder de mercado. El modo de asignación del sobrecoste que el despacho de estos grupos provoca, uniformemente a través de un recargo en la tarifa de acceso a red, o localmente en las áreas responsables de las congestiones, está siendo objeto de un intenso debate.

El equivalente en el NEPOOL a los contratos FTR de California y a los contratos TCC en el sistema neoyorquino, son los FCR (*Financial Congestion Rights*) [Hogan, 1999a]. Los FCR se asignan periódicamente mediante un sistema de subastas.

2.5.4 Pennsylvania-Jersey-Maryland

El mercado eléctrico de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM), en funcionamiento desde Marzo de 1997, también incluye la red de transporte en la casación del mercado. Al igual que los mercados vecinos NYPOOL y NEPOOL, el método de solución de restricciones técnicas es el método basado en los precios nodales [Hogan, 1999b; Raikar, et al., 2001].

2.5.5 Nordpool

Nordpool [Nordpool] responde a las siglas del mercado de energía eléctrica conjunto de los países nórdicos, en funcionamiento desde Enero de 1991. Nordpool está formado por Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca, ésta última integrante de Nordpool desde Julio de 1999 la parte oeste y desde el primer semestre de 2000 la parte este. Nordpool es propiedad de Statnett (Operador del Sistema en Noruega) al 50% y de Svenska Kraftnät (Operador del Sistema en Suecia) al 50%. Sin embargo, entre los objetivos de Nordpool se encuentra la integración del Operador del Sistema de Finlandia (Fingrid), Dinamarca occidental (Eltra) y Dinamarca oriental (Elkraft System).

El Nordpool se ha dividido en áreas donde la generación y demanda presentan sus ofertas. Suecia, Finlandia, Dinamarca occidental y Dinamarca oriental constituyen áreas individuales. Noruega se subdivide en un conjunto de áreas definidas de forma dinámica por Statnett. El conjunto de áreas definidas en Noruega varía entre 2 y 5. Nordpool realiza la casación conjunta del mercado nórdico sin tener en cuenta la red de transporte, obteniendo el precio marginal del sistema.

El método de solución de restricciones técnicas es el método de división zonal del mercado [Christie, et al., 1998; EES-UETP, 2000; Gronli, et al., 2000]. Si se detectan congestiones entre dos áreas se adapta la generación y demanda; el precio de mercado sube en el área importadora, debido a que parte de su demanda se satisface a través de generadores más caros situados dentro del área. Por el contrario, el precio de mercado disminuye en el área exportadora, debido a que la generación casada disminuye al estar limitada la exportación a otras áreas. La demanda disminuye en el área importadora al incrementarse el precio y aumenta en el área exportadora al reducirse el precio. El método produce diferentes precios zonales en cada una de las áreas. Entre Noruega, Suecia y Finlandia no existen peajes a las transacciones de energía entre los países. Sin embargo, sí existen peajes para las transacciones con Dinamarca.

Las congestiones internas en los países partícipes en el Nordpool se solucionan de forma distinta en cada uno de ellos. En Noruega, se utiliza también el método de división zonal del mercado para solucionar las congestiones internas. Sin embargo, en Suecia y Finlandia se utiliza el método de recompra de energía, redespachando el Operador del Sistema generación y demanda a ambos lados de la generación en función del orden de mérito de las ofertas de ajuste.

La tarifa de acceso que los agentes tienen que pagar por el uso de la red incluye un término de capacidad que compensa al Operador del Sistema por aquellos costes incurridos no incluidos en la tarifa de conexión. En Noruega, el término de capacidad es uniforme para todos los nudos de

la red. En Suecia, por el contrario, se establece un término de capacidad nodal, mayor en el norte que en el sur, debido a que el flujo de potencia en Suecia es siempre de norte a sur.

Los ingresos por congestiones derivados de la aplicación del método de división zonal del mercado se reparten entre los Operadores del Sistema de las áreas implicadas. En el caso de Stattenet, este ingreso se repercute en los usuarios de la red mediante una reducción de la tarifa de acceso.

2.5.6 Inglaterra y Gales

El mercado eléctrico hasta el 27 de Marzo de 2001

El mercado eléctrico de Inglaterra y Gales [Gómez San Román, et al., 1998; Huse, 1998], en funcionamiento desde el 1 de Abril de 1990, ha sido organizado en torno a un mercado mayorista de energía eléctrica. En el nuevo mercado, la compañía propietaria de la red de transporte NGC (*National Grid Company*), asume las funciones de Operador del Mercado y Operador del Sistema.

Los generadores tienen la obligación de ofertar al mercado mayorista de energía. NGC realiza la casación de energía cada media hora, similar al método de casación del mercado español, determinando el precio marginal del sistema. En el mercado no están permitidos los contratos bilaterales físicos; los contratos por diferencias son los instrumentos que los agentes utilizan para cubrir el riesgo de la compra de energía como consecuencia de la volatilidad de los precios en el mercado.

La casación de energía que realiza NGC es una casación sin considerar la red de transporte, pudiendo aparecer restricciones técnicas como consecuencia de la disposición de la generación resultante de la casación.

NGC como Operador del Sistema es el encargado del análisis y solución de las restricciones técnicas en el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales. El método de solución empleado es el método del redespacho [EES-UETP, 2000; Rivier, et al., 1999], siendo muy similar al procedimiento utilizado en el sistema eléctrico español.

NGC establece la generación que ha de variar su producción para solucionar las congestiones detectadas, en función del orden de mérito procedente de la oferta realizada por los generadores¹⁶. Los generadores que incrementan su producción son remunerados al precio de la oferta realizada. A los generadores que decremantan su producción por motivos de restricciones técnicas, a diferencia con el sistema eléctrico español, sí se les reconoce el lucro cesante. El sobrecoste incurrido por NGC en la solución de restricciones técnicas se reparte entre toda la demanda a través de un incremento del precio del mercado mayorista.

La solución de restricciones técnicas en los 48 periodos de programación diarios del mercado, no contiene ningún tipo de señal de localización a la generación y demanda, que tienda a evitar las restricciones técnicas. Sin embargo, NGC establece anualmente a la generación y a la demanda una tarifa denominada TNUoS (*Transmission Network Use of System*), diferenciada geográficamente en función del punto de conexión. El TNUoS constituye una señal de

¹⁶ En el mercado de Nueva Inglaterra y Gales, se ha detectado ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores en algunas zonas con problemas locales de tensión [Guan, et al., 1996].

localización que incentiva a la generación a situarse en las zonas deficitarias de energía, y a la demanda a emplazarse en las zonas excedentarias de energía.

El mercado eléctrico a partir del 27 de Marzo de 2001: NETA

En 1998, los análisis del funcionamiento del mercado en Inglaterra y Gales, realizados por el ente regulador OFFER (*'Office of Electricity Regulation'*), actualmente fusionado al regulador de gas en el OFGEM (*'Office of Gas and Electricity Arrangement'*), pusieron de manifiesto que los precios del mercado mayorista no reflejaban los costes reales y que existían múltiples fuentes de ineficiencia en el funcionamiento del mercado.

La solución adoptada para mejorar el funcionamiento del mercado fue la reorganización del mercado mediante la introducción de nuevos tipos de contratos entre agentes denominados NETA (*'New Electricity Trading Arrangements'*) [NETA, 1998]. Inicialmente, la fecha de puesta en marcha de los NETA se fijó en Abril de 2000. Sin embargo, no ha sido hasta el 27 de Marzo de 2001 cuando han entrado en funcionamiento.

Las principales novedades introducidas por NETA son [Green, 1999]:

- Introducción de mercados de opciones y futuros.
- Diseño de un mercado de transacciones bilaterales a corto plazo desde el día anterior hasta las cuatro horas antes de la operación en tiempo real. Al cierre de este mercado los agentes han de comunicar la energía neta final que van a generar/consumir, denominada FPN (*'Final Physical Notification'*).
- Introducción de un Mercado de Balance. Con el cierre del mercado de transacciones bilaterales 4 horas antes de la operación, se abre el mercado de Balance donde los agentes generadores/consumidores efectúan ofertas al Operador del Sistema NGC para incrementar o reducir la energía generada/consumida. Aquellos que se desvíen de su balance final especificado en el FPN, deberán pagar el coste del desvío calculado a través de las ofertas de redespacho de los agentes.

En lo que respecta a la solución de restricciones técnicas, NGC solventará las congestiones utilizando las ofertas de redespacho recibidas de los agentes de generación y demanda, siendo el único comprador en el mercado de balance. Con la introducción de NETA, los agentes del mercado pagan dos componentes en la tarifa de red:

- 1) Por un lado el TNUoS ya existente en el diseño anterior del mercado, descrito anteriormente.
- 2) El término que refleja el coste neto para NGC del mercado de balance, denominado BSUoS (*'Balancing Services Use of System'*). A diferencia con el sistema anterior (donde el coste de solución de restricciones técnicas se repartía únicamente entre la demanda), este término no depende del nodo del sistema, cargándose a la generación y a la demanda.

Una característica importante del nuevo sistema es el incentivo que recibe el Operador del Sistema a reducir el coste de restricciones. NGC ha de asumir parte del exceso del término BSUoS con respecto a un umbral fijado; si NGC es capaz de reducir el coste de restricciones por debajo de este umbral, podrá ingresar parte del ahorro.

2.5.7 Argentina

Argentina ha sido uno de los pioneros en la reestructuración del sector eléctrico. El nuevo mercado eléctrico competitivo se puso en funcionamiento en diciembre de 1991 [Gómez San Román, 2000c; Gómez San Román, et al., 1998; Rudnick, et al., 1997].

El mercado en Argentina se denomina MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). El MEM está dirigido y operado por CMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico). CMMESA hace las funciones de Operador del Mercado y de Operador del Sistema, optimizando la operación del sistema eléctrico, minimizando el coste de producción sujeto a las restricciones de seguridad y de calidad del servicio.

Los generadores tienen la obligación de vender toda su producción en el MEM gestionado por CMMESA. Los contratos bilaterales entre agentes están permitidos, pero funcionan como contratos financieros por diferencias, es decir, los generadores deben adquirir en el MEM al precio marginal la energía para satisfacer sus contratos.

La casación del mercado en el MEM se realiza a través de un sistema de despacho óptimo [CMMESA, 2001], en base a las ofertas presentadas por los generadores (los precios de oferta de energía han de estar en un cierto rango). El despacho óptimo determina los precios nodales en cada uno de los nudos del sistema teniendo en cuenta las pérdidas óhmicas y las restricciones técnicas de operación. El precio de la electricidad se compone de un término de capacidad y de un término de energía, ambos diferenciados geográficamente en función del nudo de la red. El sistema de transporte recibe una remuneración variable en función del precio de nudo y una remuneración fija en concepto de cargos de conexión y capacidad.

El mercado eléctrico argentino incorpora la red de transporte en el mecanismo de casación, quedando implícitamente resueltas las restricciones técnicas. El método de solución de restricciones técnicas es por tanto el método basado en los precios nodales.

2.5.8 Chile

En el mercado eléctrico de Chile [Gómez San Román, et al., 1998; Rudnick, 1994], en funcionamiento desde 1982, la operación de las centrales está coordinada a través de un mercado mayorista obligatorio denominado Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC) al que todos los generadores vierten su energía. El CDEC realiza la casación del mercado¹⁷, obteniendo los precios nodales de la energía en cada nudo de la red a través de un modelo de despacho económico. Su funcionamiento es muy similar al mercado argentino; en [Rudnick, et al., 1997] se realiza un análisis y comparación detallada de ambos mercados.

De este modo, el mercado chileno es otro ejemplo de sistemas que resuelven las restricciones técnicas por el método basado en los precios nodales, incorporando la red de transporte en el mecanismo de casación.

¹⁷ En el mercado chileno la casación se efectúa en base a costes auditados de las centrales y no en base a ofertas de energía de los generadores.

2.5.9 Nueva Zelanda

El mercado eléctrico de Nueva Zelanda, en funcionamiento desde Octubre de 1996, está organizado a través de un mercado mayorista de energía eléctrica denominado NZEM (*New Zealand Electricity Market*) operado y gestionado por M-co. La red de transporte es propiedad de Transpower, responsable a su vez de su operación. El mercado mayorista es un mercado voluntario, pudiendo los agentes establecer contratos bilaterales particularmente.

La casación del mercado se efectúa para periodos horarios de 30 minutos, a través de un modelo de optimización que tiene en cuenta la red de transporte [M-co, 1998]. El modelo de optimización obtiene los precios nodales en cada nudo de la red [Jones, 1995].

2.5.10 Unión Europea

El Parlamento Europeo en su directiva 96/92/CE [Parlamento Europeo, 1996] promueve el desarrollo de un mercado interno de electricidad entre los países miembros. El principal objetivo de la directiva es el establecimiento de los principios y las reglas que promuevan el acceso no discriminatorio de los agentes a las redes de transporte de electricidad que interconectan los distintos países europeos.

En la actualidad, el tratamiento de congestiones es un tema que está siendo ampliamente estudiado y debatido en el diseño del mercado único. En este apartado se recogen las conclusiones obtenidas en la reunión de Florencia de Noviembre de 2000, derivadas del análisis de los distintos métodos de solución de restricciones técnicas, para su aplicación en el mercado interno de electricidad de Europa [EERF, 2000]. Las principales conclusiones obtenidas son:

- Son preferibles aquellos métodos de solución de restricciones técnicas que incorporan mecanismos de mercado y que envían señales económicas, tanto a los agentes como a los Operadores de Sistema.
- Los problemas de congestiones deben ser resueltos preferiblemente por métodos no basados en transacción, que no discriminen entre transacciones que realizan agentes distintos. Así, el método de división zonal de mercado es un método recomendado, si bien su aplicación requiere la existencia de mercados mayoristas a ambos lados de la transacción.
- El desarrollo actual del mercado interno de electricidad apunta los métodos de subasta implícita, subasta explícita y redespacho coordinado entre los Operadores de Sistema, como los más adecuados dada su sencillez de aplicación.
- El método de bloqueo de transacción, basado en un orden de prioridad establecido, debe ser utilizado únicamente en situaciones de emergencia.

La combinación de diferentes métodos en función de las características y el diseño de cada sistema es la alternativa recomendada por los participantes de la reunión de Florencia.

2.6 Las restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica

La ley del Sector Eléctrico del 27 de noviembre de 1997 ha dado lugar a la puesta en marcha en España de un mercado de energía eléctrica competitivo a partir del día 1 de enero de 1998 [BOE 197/98; BOE núm 285, 1997; Gómez San Román, 2000b; OMELa].

En el nuevo mercado la producción de energía eléctrica se efectúa en un régimen de libre competencia. Este régimen está basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores cualificados, los distribuidores y los comercializadores.

Los productores de energía eléctrica efectúan ofertas económicas de venta de energía a través del Operador del Mercado para cada una de las unidades de producción de las que son titulares. A la hora de presentar las ofertas de energía en el mercado, los agentes generadores deben agrupar sus unidades constituyendo entidades denominadas UOG (unidad de oferta de generación). La regulación del mercado español de energía eléctrica establece que cada unidad térmica constituye una UOG. A su vez, las centrales hidráulicas de un agente pertenecientes a la misma cuenca se agrupan en una única UOG. Cada UOG debe presentar una oferta diaria para cada uno de los periodos horarios del día siguiente. La oferta que cada UOG presenta al Operador del Mercado puede ser de dos tipos: (1) oferta simple, o (2) oferta compleja.

Cada oferta que una UOG presenta en el mercado contiene un precio y una cantidad para cada tramo de energía ofertado, pudiendo presentar para cada periodo horario de programación hasta 25 bloques de energía. Si no se añaden condiciones adicionales, la oferta se denomina oferta simple. Si además la oferta incorpora alguna de las 4 condiciones que se citan a continuación, la oferta se denomina compleja:

- 1) *Condición de indivisibilidad.* Mediante esta condición se otorga el derecho a que el primer bloque de energía ofertado tenga carácter de indivisibilidad, y de este modo, si se acepta en el proceso de casación, el bloque ha de ser aceptado por toda la energía ofertada y nunca por una fracción de la misma. Esta condición permite imponer que el grupo generador de un agente deben producir por encima del mínimo técnico.
- 2) *Condición de ingresos mínimos.* Esta condición incorpora un término fijo (en c€) y un término variable (en c€/kWh). Representa el ingreso mínimo que el agente exige ingresar para arrancar las centrales integrantes de la unidad de oferta de generación. La condición compleja de ingresos mínimos internaliza el coste de arranque de los grupos generadores.
- 3) *Condición de parada programada.* Mediante esta condición se permite que las ofertas de las UOG que no hayan resultado casadas por incumplir la condición de ingresos mínimos, puedan ser consideradas como ofertas simples para el primer bloque de los tres primeros periodos horarios de programación.
- 4) *Condición de gradiente de carga.* Mediante esta condición los agentes establecen para cada UOG la rampa máxima de variación de energía, al alza o a la baja, entre dos periodos consecutivos de programación, pudiendo incluir también la condición de variación máxima de carga correspondiente al arranque y a la parada.

Las ofertas de adquisición de energía se componen por cada UOA (unidad de oferta de adquisición, constituida por un consumidor cualificado, un distribuidor o un comercializador)

de 25 bloques de energía y precio de compra para cada periodo de programación del día siguiente.

A partir de las ofertas de compra y venta de energía presentadas por los agentes, el Operador del Mercado programa el orden de entrada de las unidades de producción de energía eléctrica. El orden se determina partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda, según el algoritmo de la regla 6 detallada en las ‘Reglas de Funcionamiento del Mercado Eléctrico y Contrato de Adhesión’ [OMELa], asegurando el cumplimiento de las condiciones establecidas en la oferta compleja de los agentes generadores.

El Operador del Sistema programa el funcionamiento de las instalaciones de producción a partir del resultado de la casación de ofertas realizada por el Operador del Mercado y de las restricciones técnicas impuestas por la red de transporte.

Por tanto, el sistema eléctrico español se encuadra dentro del grupo de sistemas que no consideran explícitamente las restricciones técnicas en el proceso de casación del mercado. La solución de las restricciones las efectúa de forma centralizada el Operador del Mercado, reduciendo la producción de determinadas unidades, aumentando la producción de otras e incluso conectando nuevas unidades de generación que no habían sido casadas previamente en el mercado. Si bien el análisis y solución de las restricciones técnicas impuestas por la red de transporte al despacho inicial de generación es responsabilidad del Operador del Sistema, en el ajuste económico interviene también el Operador del Mercado. De este modo, el procedimiento de solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica comprende las siguientes etapas:

- 1) El Operador del Sistema determina los redespachos de la casación inicial proporcionada por el Operador del Mercado necesarios para que el suministro se efectúe en consonancia a los criterios técnicos de operación establecidos para el sistema eléctrico español. Dichos redespachos (aumento y disminución de producción de unidades inicialmente casadas, y conexión de unidades de generación inicialmente no casadas), son enviados al Operador del Mercado. Es preciso señalar que el Operador del Sistema debe enviar sólo las modificaciones del despacho de generación necesarias para resolver las restricciones.

A su vez, el Operador del Sistema debe determinar además los *grupos de despacho limitado*. Los grupos de despacho limitado son aquellas unidades de generación que se bloquean para posteriores redespachos o mercados de energía, debido a que la bajada de potencia en ellos es perjudicial para la seguridad del sistema¹⁸.

- 2) El Operador del Mercado incorpora a la casación inicial las modificaciones indicadas por el Operador del Sistema y, teniendo en cuenta que a los grupos de despacho limitado no se les puede decrementar su generación por motivos de seguridad, determina los ajustes necesarios para alcanzar el equilibrio producción-demanda. Dichos ajustes se realizan en función del orden de precedencia económica de las ofertas suministradas por los agentes generadores.

¹⁸ Como se expone en el apartado 2.4.2, las restricciones técnicas más relevantes en el sistema español son provocadas por problemas de subtensión. En este aspecto, la bajada de potencia activa en grupos situados en las zonas importadoras donde se localizan las subtensiones puede tener una repercusión muy negativa en la seguridad del sistema [Bell, et al., 2000; Kirschen, et al., 1988].

En este contexto, queda claro que el análisis y tratamiento de restricciones técnicas impuestas por la red de transporte es una tarea muy importante del Operador del Sistema y que puede afectar al funcionamiento competitivo del mercado español de energía eléctrica.

El análisis y solución de las restricciones técnicas impuestas por la red de transporte en el mercado de energía eléctrica español precisa desarrollos en dos ámbitos:

- 1) *Técnico-Económico*. Desde el punto de vista técnico-económico el problema a resolver consiste en encontrar la variación mínima del despacho resultado de la casación de las ofertas de generación y demanda que satisface las restricciones técnicas de operación en condiciones normales y anormales (bajo la hipótesis de fallo de algún elemento del sistema de generación y transporte), minimizando el sobre coste para el sistema del redespacho de generación de la casación inicial.
- 2) *Regulatorio*. Desde el punto de vista regulatorio, es preciso analizar si el proceso de solución de restricciones establecido por la regulación provoca la mínima distorsión posible en el funcionamiento competitivo del mercado, y a su vez, si los distintos agentes reciben señales económicas adecuadas que les incentiven a eliminar las restricciones técnicas.

En los siguientes apartados se exponen y discuten los distintos aspectos relacionados con el tratamiento de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica. Los criterios técnicos de operación del sistema eléctrico peninsular español se detallan en el apartado 2.4.1. El apartado 2.4.2 analiza el volumen de las restricciones técnicas en los tres primeros años de funcionamiento del mercado eléctrico español. El apartado 2.4.3 establece la solución adoptada en el mercado español para la determinación y reparto del sobre coste asociado a la solución de restricciones técnicas. En el apartado 2.4.4 se describen dos factores claves identificados en la tesis para la solución de restricciones técnicas en el mercado español. Los citados factores claves son el acoplamiento económico de la solución de restricciones técnicas en los 24 escenarios horarios del análisis diario, y la relación del servicio complementario de control de tensión con la solución de restricciones técnicas en el sistema español.

2.6.1 Criterios técnicos de operación del sistema eléctrico peninsular español

Los Procedimientos de Operación del Sistema (PO) [BOE 197/98] establecen los límites que se deben verificar en la red de transporte para garantizar un funcionamiento seguro del sistema eléctrico peninsular español, en funcionamiento normal y en caso de contingencias.

En un principio, es preciso definir los elementos que integran la red de transporte. La red de transporte [Real Decreto 1955/2000] se compone en el sistema eléctrico peninsular español de las líneas de tensión superior o igual a 220 kV, las subestaciones de tensión igual o superior a 220 kV, los transformadores 400/220 kV y las líneas de interconexión internacional (independientemente de su tensión).

Las contingencias postuladas en los PO (PO 1.1) son el fallo simple de cualquier elemento de generación o transporte (criterio N-1), el fallo de aquellos dobles circuitos que comparten apoyos en más de 30 km y el fallo combinado de ciertos grupos y líneas de interconexión entre áreas (criterio N-2). El criterio N-1 es uniforme en todo el sistema, es decir, se ha de verificar para cualquier elemento de generación o transporte independientemente de su localización o nivel de tensión. Por el contrario, el criterio N-2 sólo se analiza en aquellos dobles circuitos y

combinación de grupos y líneas que la experiencia determina que son relevantes para garantizar una operación segura del sistema.

Las variables que permiten supervisar el grado de seguridad del suministro de energía eléctrica son la frecuencia del sistema, las tensiones en los nudos y los niveles de carga de los elementos de la red de transporte.

La Tabla 2-2 contiene las sobrecargas permitidas en líneas y transformadores por los PO, en régimen de funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia (PO 1.1). La capacidad de transporte de una línea en funcionamiento normal se determina en función del límite térmico de los conductores de la línea y de la aparamenta de la subestaciones en los nudos extremos. La capacidad de transporte de un transformador en funcionamiento normal se determina en función del nivel de carga y de las características específicas de cada transformador (PO 1.2). A su vez, se establecen cuatro límites térmicos estacionales para el cálculo de la capacidad de transporte de líneas y transformadores, correspondientes a primavera (abril-mayo), verano (junio-julio-agosto), otoño (septiembre-octubre), invierno (noviembre a marzo).

Tabla 2-2: Sobrecargas permitidas en líneas y transformadores (% respecto a la capacidad de transporte nominal)

	Condiciones sin fallo	Fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia	Fallo de doble circuito o de grupo y línea (N-2)
Sobrecargas permitidas en líneas	0%	0% 15%(transitorias de duración inferior a 20 minutos)	15%
Sobrecargas permitidas en transformadores	0%	Invierno: 10% Resto: 0%	Invierno: 20% Verano: 10% Resto: 15%

Los niveles admisibles de tensión en los nudos de la red de transporte, en condiciones de funcionamiento normal, son publicados anualmente por el OS. Estos niveles han de garantizar la seguridad del sistema y tienen como objetivo a su vez la minimización de las pérdidas de transporte (PO 1.3). Los límites impuestos en los PO para las tensiones en los nudos de la red de transporte, ante la ocurrencia de las contingencias postuladas (PO 1.1), figuran en la Tabla 2-3.

Tabla 2-3: Límites de tensión impuestos en los nudos de la red de transporte

Nivel de tensión	Fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia	Fallo de doble circuito o de grupo y línea (N-2)
220 kV	205-245 kV	200-245 kV
400 kV	380-435 kV	375-435 kV

Los márgenes de frecuencia que deben mantenerse en el sistema son establecidos para el sistema europeo interconectado por la UCTE¹⁹ [UCTEa, UCTEb]. La banda permitida de variación corresponde a ± 150 mHz. Las restricciones debidas a frecuencia se contemplan en la gestión de los servicios complementarios de reserva primaria y secundaria [EES-UETP, 1999; Soler, 2001]. En el mercado de reserva secundaria se publican y casan los niveles mínimos requeridos de reserva (PO 1.5, 7.1 y 7.2). De este modo, en la gestión de restricciones técnicas de operación la frecuencia de la red no se contempla como variable implícita.

¹⁹ Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad.

La operación de los sistemas eléctricos puede ser efectuada con dos criterios diferentes de seguridad [Monticelli, et al., 1990]:

- 1) *Criterio preventivo*. El criterio preventivo de operación requiere que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables del sistema se encuentren dentro de límites sin efectuar ninguna medida correctiva.
- 2) *Criterio correctivo*. El criterio correctivo exige que, para todas las contingencias postuladas en los criterios de seguridad, todas las variables puedan ser incluidas dentro de límites mediante las acciones de control apropiadas.

Por tanto, un criterio preventivo es más restrictivo que un criterio correctivo. Los PO imponen un criterio preventivo para la operación del sistema eléctrico peninsular español.

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone al funcionamiento del sistema eléctrico peninsular español se clasifican en esta tesis en:

- 1) Restricciones debidas a *sobrecargas*. La solución de las restricciones debidas a sobrecargas en las líneas y transformadores se solucionan reduciendo la generación de determinadas unidades, aumentando la generación en otras y acoplando nuevas unidades de generación.
- 2) Restricciones debidas a *problemas de tensión*. En la práctica, en el sistema eléctrico peninsular español las restricciones debidas a problemas de tensión son siempre problemas de tipo subtensión. Se solucionan mediante la conexión de nuevos generadores que por un lado aportan soporte de potencia reactiva para la solución de violaciones, y por otro aportan potencia activa que disminuye el transporte de potencia activa desde las áreas exportadoras hacia las importadoras, y de este modo, reducen las pérdidas de potencia reactiva en las ramas. El balance de demanda para compensar la conexión de nuevas unidades lo acomete Operador del Mercado reduciendo la producción en aquellas unidades casadas más caras, teniendo presente los grupos de despacho limitado establecidos por el Operador del Sistema.

2.6.2 Las restricciones técnicas en los tres primeros años de funcionamiento del mercado español de energía eléctrica

En este apartado se analiza el volumen de las restricciones técnicas en los tres primeros años del funcionamiento del mercado español de energía eléctrica [CNE, 2000; OMELb].

La aparición de restricciones en el mercado español de energía eléctrica tiene típicamente un carácter estacional, siendo las estaciones de verano e invierno las que presentan mayores problemas. Las restricciones originadas por sobrecargas en la red de transporte aparecen con poca frecuencia²⁰. Estas restricciones se solucionan reduciendo la generación de determinadas unidades y aumentando la generación en otras. En raras ocasiones es necesario acoplar unidades no casadas para la solución de sobrecargas. Las modificaciones de topología mediante la

²⁰ Los criterios de planificación de la red de transporte empleados por Red Eléctrica de España han dado como resultado que la carga de la mayor parte de las líneas del sistema eléctrico peninsular español en funcionamiento normal sea inferior al 50% de su capacidad de transporte máxima [REE, 2001]. Por ello, las restricciones técnicas debidas a sobrecargas son poco frecuentes. Cuando ocurre una contingencia, el flujo de potencia reactiva de las líneas aumenta, causando principalmente restricciones técnicas debidas a problemas de subtensión.

apertura de líneas, pueden aliviar en ciertas ocasiones ciertas sobrecargas mediante el redireccionamiento del flujo.

Sin embargo, las restricciones originadas por problemas de bajas tensiones son frecuentes en el sistema español (zona andaluza, zona de levante, zona catalana, zona centro), debido a la descompensación entre el consumo y la generación de potencia activa y reactiva en las zonas donde se producen. Las áreas donde se producen subtensiones son áreas importadoras de potencia activa y reactiva. Las restricciones debidas a subtensiones se solucionan mediante la conexión de nuevos generadores que por un lado aportan soporte de potencia reactiva para la solución de las violaciones, y por otro aportan potencia activa disminuyendo el transporte de potencia activa y las pérdidas de potencia reactiva en las líneas. Una característica importante de este tipo de restricciones técnicas es su marcado carácter local, resolviéndose únicamente con generación situada en las zonas donde aparecen los problemas. La Figura 2-2 muestra las zonas del sistema eléctrico peninsular español donde son frecuentes las restricciones debidas a problemas de subtensión.

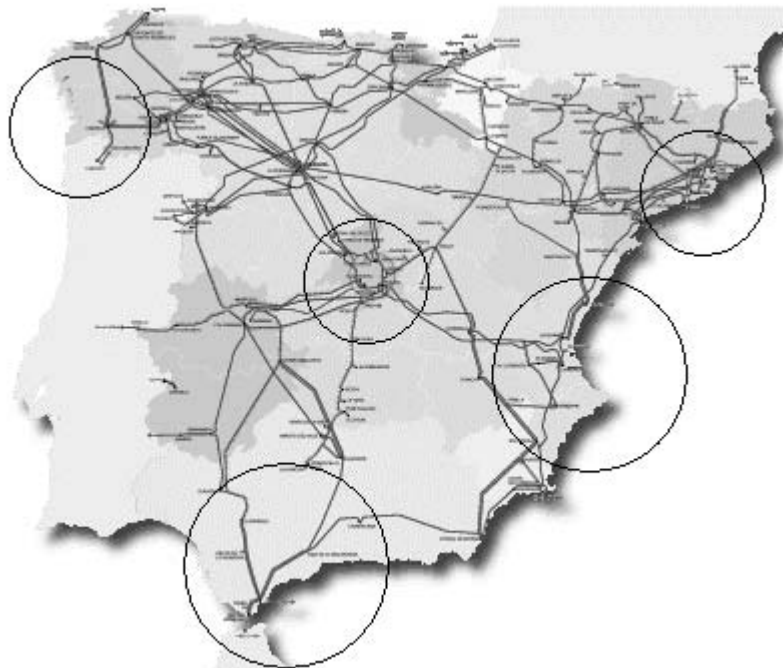


Figura 2-2: Localización de las restricciones debidas a problemas de subtensión en el sistema eléctrico peninsular español

La Tabla 2-4 resume el volumen y sobrecoste de la solución de restricciones técnicas para cada uno de los meses del año 1998.

Tabla 2-4: Solución de restricciones técnicas en el año 1998

MES	Energía (GWh)	Volumen económico (Mpta)	Coste total (Mpta)	Coste unitario (pta/kWh)	Precio medio (pta/kWh)
ENERO	45	439	205	0,015	9,672
FEBRERO	6	32	3	0	5,243
MARZO	31	243	120	0,009	7,968
ABRIL	1	6	3	0	10,334
MAYO	29	257	133	0,011	8,945
JUNIO	252	1908	855	0,071	7,578
JULIO	368	3186	1456	0,103	8,656
AGOSTO	423	3463	1427	0,111	8,19
SEPTIEMBRE	320	3001	1364	0,102	9,373
OCTUBRE	41	386	181	0,015	9,334
NOVIEMBRE	34	350	132	0,01	10,323
DICIEMBRE	80	1048	477	0,032	13,133
TOTAL	1630	14323	6396	0,042	8,786

La Figura 2-3 presenta la variación de la energía empleada en resolver restricciones y el precio medio a lo largo del año 1998. La energía empleada para resolver las restricciones técnicas fue de 1630 GWh (1% de la demanda) y el precio medio pagado a esta energía se situó en 8,786 pta/kWh (el precio medio de la energía en el mercado diario en el año 1998 fue de 4,167 pta/kWh). El sobrecoste total para el sistema ascendió a 6396 millones de pesetas (un 1% respecto a los 658977 millones de pesetas negociados en el mercado diario). El mayor volumen de energía redespachada se produjo en los meses de verano, si bien el precio medio mas caro por kWh redespachado se situó en el mes de diciembre.

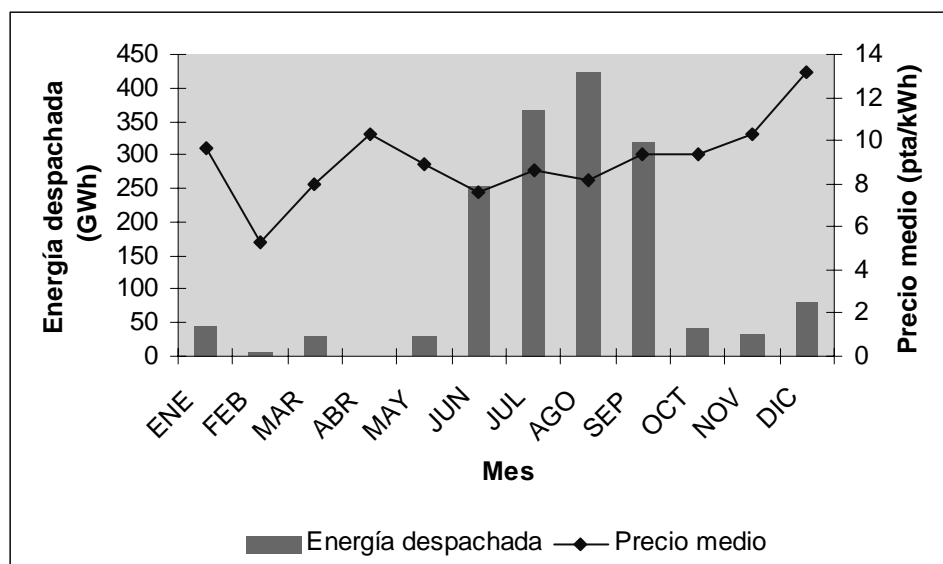


Figura 2-3: Energías despachadas y precios medios mensuales durante 1998

La Tabla 2-5 resume el volumen y sobrecoste de la solución de restricciones técnicas para cada uno de los meses del año 1999.

Tabla 2-5: Solución de restricciones técnicas en el año 1999

MES	Energía (GWh)	Volumen económico (Mpta)	Coste total (Mpta)	Coste unitario (pta/kWh)	Precio medio (pta/kWh)
ENERO	60	847	599	0,040	14,204
FEBRERO	28	384	238	0,018	13,595
MARZO	10	123	76	0,006	12,810
ABRIL	7	60	31	0,002	8,844
MAYO	27	340	201	0,015	12,646
JUNIO	196	2009	1078	0,080	10,278
JULIO	585	5896	2953	0,198	10,076
AGOSTO	399	4320	2439	0,181	10,814
SEPTIEMBRE	246	2756	1435	0,103	11,192
OCTUBRE	56	655	361	0,026	11,637
NOVIEMBRE	223	2637	1263	0,087	11,839
DICIEMBRE	318	3859	2067	0,135	12,154
TOTAL	2155	23886	12741	0,076	11,089

La Figura 2-4 presenta la variación de la energía empleada en resolver restricciones y el precio medio a lo largo del año 1999. La energía total redespachada en la solución de restricciones técnicas alcanzó 2154 GWh, un 32% superior al año anterior. El sobrecoste total para el sistema fue de 12741 millones de pesetas (1,7% frente a 723733 millones de pesetas negociados en el mercado diario), un 99% superior al de 1998. El precio medio pagado a la energía redespachada fue de 11,089 pta/kWh (el precio medio pagado a la energía en el mercado diario que fue de 4,316 pta/kWh), lo que supone un 26% de aumento respecto al precio del 98. Las estaciones de verano e invierno son las que presentaron mayores energías redespachadas.

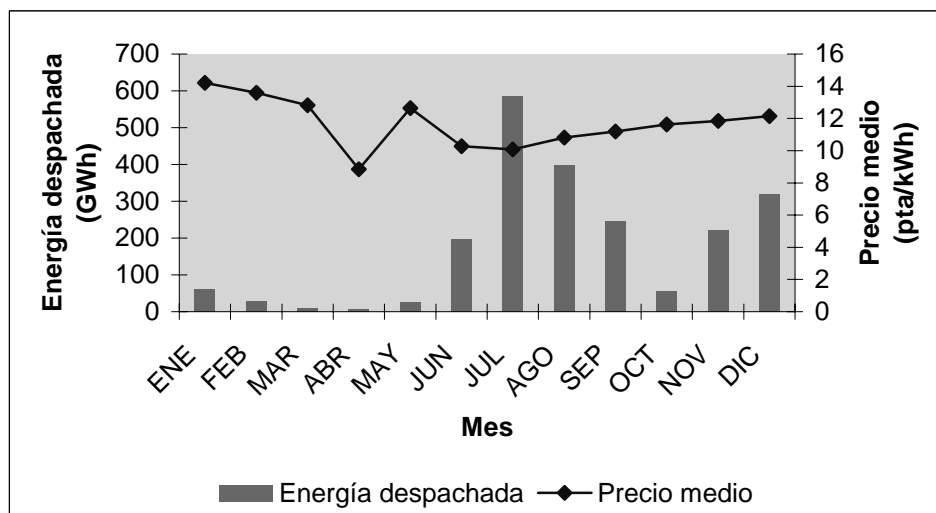


Figura 2-4: Energías despatchadas y precios medios mensuales durante 1999

En el año 2000, el volumen y sobrecoste de la solución de restricciones en cada uno de los meses aumentó significativamente respecto a los valores obtenidos en años anteriores. La Tabla 2-6 contiene los datos correspondientes al 2000.

Tabla 2-6: Solución de restricciones técnicas en el año 2000

MES	Energía (GWh)	Volumen económico (Mpta)	Coste total (Mpta)	Coste unitario (pta/kWh)	Precio medio (pta/kWh)
ENERO	438	5360	2438	0,149	12,224
FEBRERO	106	1413	674	0,047	13,355
MARZO	44	543	239	0,016	12,261
ABRIL	37	499	285	0,021	13,657
MAYO	156	2225	1507	0,105	14,286
JUNIO	431	7229	4920	0,334	16,786
JULIO	516	8476	5270	0,346	16,412
AGOSTO	485	7236	4620	0,319	14,935
SEPTIEMBRE	629	9638	4777	0,322	15,317
OCTUBRE	199	3837	2101	0,145	19,277
NOVIEMBRE	343	7049	4413	0,287	20,565
DICIEMBRE	273	5360	3967	0,255	19,618
TOTAL	3657	58865	35211	0,198	16,098

La energía total redespachada en la solución de restricciones técnicas en el año 2000 ascendió a 3657 GWh, un 70% superior al año 1999. El sobrecoste total para el sistema fue de 35211 millones de pesetas (3,8% frente a 908703 millones de pesetas que se negociaron en el mercado diario), más del doble del sobrecoste incurrido en el año 1999 para la solución de restricciones técnicas. Por último, la marcada tendencia creciente de la importancia económica de la solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica se confirma con un precio medio pagado a la energía redespachada de 16,098 pta/kWh (el precio medio de la energía en el mercado diario fue de 5,086 pta/kWh). La Figura 2-5 ilustra el carácter estacional de las restricciones técnicas en el año 2000.

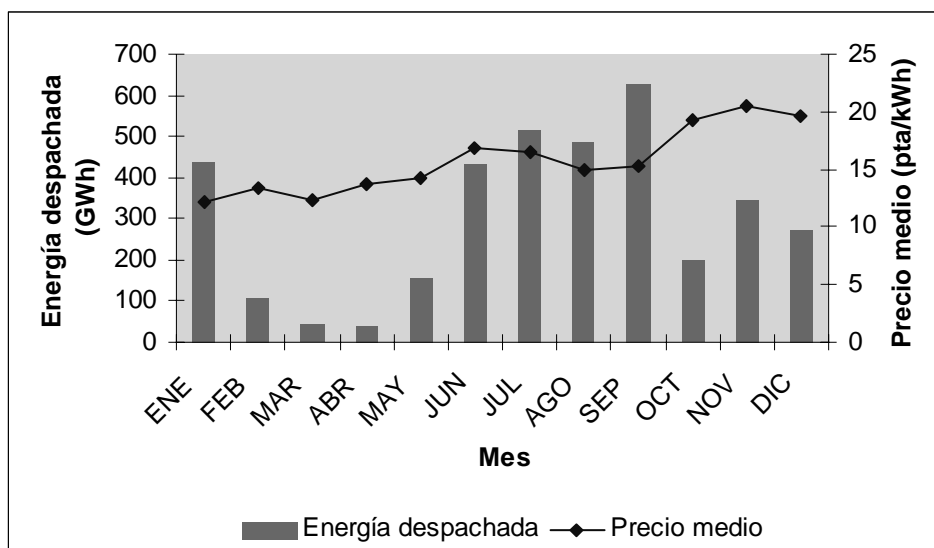


Figura 2-5: Energías despatchadas y precios medios mensuales durante el 2000

El alto ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica peninsular marca una creciente importancia del volumen económico de la solución de restricciones técnicas. Sirva de ejemplo el 25 de Enero de 2000, día en el que se alcanzó la punta nacional con 33424 MW a las 19:25 horas; fue necesario redespachar 25966 MWh con un sobrecoste de 149 millones de pesetas para la solución de las restricciones técnicas.

El análisis del volumen de la solución de restricciones técnicas durante los tres primeros años del funcionamiento del mercado, concluye la importancia que el tratamiento de las restricciones técnicas juega a la hora de garantizar un funcionamiento correcto y transparente del mercado competitivo español de energía eléctrica.

2.6.3 Sobrecoste de la solución de restricciones técnicas y su reparto

El Operador del Sistema debe resolver las restricciones técnicas con el menor sobrecoste posible para el sistema. Los grupos que aumentan generación por motivo de restricciones técnicas son remunerados al precio de la oferta realizada. Por el contrario, a los generadores a los que se baja generación por motivo de restricciones técnicas, no son compensados en concepto de lucro cesante.

Es preciso señalar que las restricciones técnicas en el sistema español presentan un marcado carácter local (principalmente las restricciones debidas a problemas de tensión). Este carácter local implica que sólo pueden ser resueltas con generación situada en la zona donde ocurren. La remuneración establecida para los generadores que aumentan su producción permite el ejercicio de poder de mercado de aquellos grupos situados en las zonas donde ocurren las restricciones. Sin embargo, esta remuneración constituye una señal económica de localización. En efecto, aquellos agentes que desean instalarse en España, reciben un incentivo a situarse en aquellas zonas donde hacen falta por motivo de restricciones técnicas²¹.

Por otro lado, el hecho que los generadores a los que se baja generación no sean compensados en concepto de lucro cesante, constituye en sí mismo una señal económica de largo plazo para la localización de nueva generación [Rivier, et al., 1999]. En efecto, un nuevo agente a la hora de elegir emplazamiento para una nueva central, no tenderá a situarse en zonas excedentarias de generación, ya que corre el riesgo de ser retirado de la casación sin compensación alguna en el proceso de solución de restricciones técnicas.

Según el marco expuesto anteriormente el sobrecoste del sistema se calcula como el coste a precio de oferta pagado a los generadores que aumentan generación menos el coste a precio marginal que no se paga por la potencia retirada de los generadores que bajan producción. El enfoque adoptado en el sistema español establece que el coste incurrido para garantizar la seguridad de suministro de energía eléctrica ha de ser repartido entre todos los consumidores en proporción a su consumo. Por tanto, en el enfoque adoptado en el sistema español no existe señal económica de localización para la demanda.

2.6.4 Factores claves en la solución de las restricciones técnicas en el sistema español

Este apartado analiza los factores claves identificados en el desarrollo de la presente tesis doctoral, a la hora de solucionar las restricciones técnicas que aparecen en el mercado español de energía eléctrica. El subapartado 2.4.4.1 describe el acoplamiento temporal existente en la solución de restricciones en los 24 periodos horarios de programación del día siguiente. El subapartado 2.4.4.2 justifica que la relación del servicio complementario del control de

²¹ Si bien hay otros factores determinantes a la hora de elegir un emplazamiento de generación, como por ejemplo suministro barato de gas para centrales térmicas de ciclo combinado [Arraiza, 2000].

tensiones con la solución de restricciones técnicas es otro factor clave que es necesario tener en cuenta a la hora de abordar el problema.

2.6.4.1 Solución acoplada de restricciones en los 24 escenarios horarios

La conexión de grupos (no casados inicialmente) para la solución de restricciones, provoca que la solución de restricciones esté acoplada económicamente a través de la condición de ingresos mínimos presente en la oferta compleja de los grupos generadores. En el desarrollo subsiguiente se ha adoptado la siguiente notación:

gd : representa un grupo inicialmente no casado, que se conecta para solucionar restricciones técnicas

h : cada una de las horas del periodo de programación diario

$b(gd, h)$: representa cada uno de los bloques de oferta en cada hora h del grupo gd inicialmente no casado

$p_{b(gd, h)}^{os}$: es el precio de la oferta simple de cada bloque $b(gd, h)$ del generador gd en la hora h

$\Delta P_{b(gd, h)}^{subida}$: es el incremento de potencia del bloque de oferta $b(gd, h)$ del generador gd en la hora h

$\Delta P_{gd, h}$: es el incremento total de potencia del generador gd en la hora h

$p_{gd}^{oc_fijo}$: es el término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador no casado gd

$p_{gd}^{oc_var}$: es el término variable de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador no casado gd

NA_{gd} : número de arranques diarios del generador gd efectuados para solucionar las restricciones técnicas

c_{gd}^{os} : coste de acoplamiento para el sistema del generador gd según la oferta simple

c_{gd}^{oc} : coste de acoplamiento para el sistema del generador gd según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja

c_{gd} : remuneración que el generador gd recibe del sistema al ser conectado por motivos de restricciones técnicas

En efecto, cuando el generador gd se conecta en la solución de restricciones técnicas, se calcula su coste para el sistema según la oferta simple y según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja. El coste para el sistema según la oferta simple representa la remuneración correspondiente al conjunto de bloques de energía ofertados por el generador:

$$c_{gd}^{os} = \sum_h \sum_{b(gd, h)} p_{b(gd, h)}^{os} \cdot \Delta P_{b(gd, h)}^{subida} \quad (2.7)$$

El coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja depende del número de arranques diarios del generador, calculándose según:

$$c_{gd}^{oc} = NA_{gd} \cdot p_{gd}^{oc_fijo} + p_{gd}^{oc_var} \cdot \sum_h \Delta P_{gd,h} \quad (2.8)$$

La regulación española²² establece que el generador gd conectado por motivos de restricciones técnicas debe recibir el máximo de las dos cantidades:

$$c_{gd} = \max(c_{gd}^{os}, c_{gd}^{oc}) \quad (2.9)$$

Es preciso señalar que la regulación establece que el Operador del Sistema no tiene obligación de respetar las rampas máximas de subida y bajada de los generadores conectados para solucionar las restricciones técnicas. Una vez solucionadas las restricciones técnicas, los agentes generadores son responsables de eliminar las posibles violaciones de rampa de subida o bajada en los sucesivos mercados intradiarios que tienen lugar previamente a la ejecución del programa en tiempo real.

De este modo, resulta evidente que la solución óptima al resolver las 24 horas de manera acoplada, puede diferir de la solución óptima que se obtiene al resolver cada hora de manera desacoplada (considerando el coste de arranque en cada hora). Esto viene provocado por la disminución en la solución acoplada del número de arranques de las unidades conectadas para resolver las restricciones técnicas. A continuación se presentan 2 ejemplos que ayudan a clarificar los conceptos desarrollados en el apartado. El ejemplo 1 pone de manifiesto como en la solución de restricciones técnicas de manera acoplada en los 24 escenarios horarios, la programación de un grupo puede sufrir variación con respecto a la solución acoplada. El ejemplo 2 ilustra como la solución acoplada de escenarios puede sustituir un grupo previamente acoplado en la solución desacoplada, por otro que sea técnicamente eficiente y con menor sobrecoste cuando se consideran los escenarios acoplados.

Ejemplo 1

Supóngase que en un día se producen restricciones únicamente en las horas 12 y 20. Asimismo, supóngase que la solución desacoplada de los dos escenarios ha dado como solución óptima la conexión del generador gd en la hora 12 generando 300 MWh y el mismo generador gd a las 20 horas generando 500 MWh. Imagínese que los datos de la oferta económica enviada por el generador son²³ (habiendo presentado toda la energía en un sólo bloque en la oferta simple):

$$\begin{aligned} p_{b(gd,h)}^{os} &= 0,5 \text{ pta/kWh} \\ p_{gd}^{oc_fijo} &= 10 \text{ Mpta} \\ p_{gd}^{oc_var} &= 3 \text{ pta/kWh} \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta que el número de arranques del generador asciende a 2, el coste de la solución desacoplada se calcula según:

²² Véase regla 21.3 “Procedimiento de resolución de restricciones técnicas” en las reglas de funcionamiento del mercado [OMELa]

²³ Los datos económicos han sido inventados de manera conveniente para ilustrar los conceptos, y no responden a ofertas reales presentadas por algún generador en el mercado.

$$\left. \begin{aligned}
 c_{gd}^{oc} &= NA_{gd} \cdot p_{gd}^{oc_fijo} + p_{gd}^{oc_var} \cdot \sum_h \Delta P_{gd,h} = \\
 2 \cdot 10 \cdot 10^6 + 3 \cdot 800 \cdot 10^3 &= 22,4 \text{ Mpta} \\
 c_{gd}^{os} &= \sum_h \sum_{b(gd,h)} p_{b(gd,h)}^{os} \cdot \Delta P_{b(gd,h)}^{subida} = \\
 0,5 \cdot 800 \cdot 10^3 &= 0,4 \text{ Mpta}
 \end{aligned} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{aligned}
 c_{gd} &= \max(c_{gd}^{os}, c_{gd}^{oc}) = \\
 \max(0,4, 22,4) &= 22,4 \text{ Mpta}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.10)$$

La Figura 2-6 ilustra la solución desacoplada obtenida.

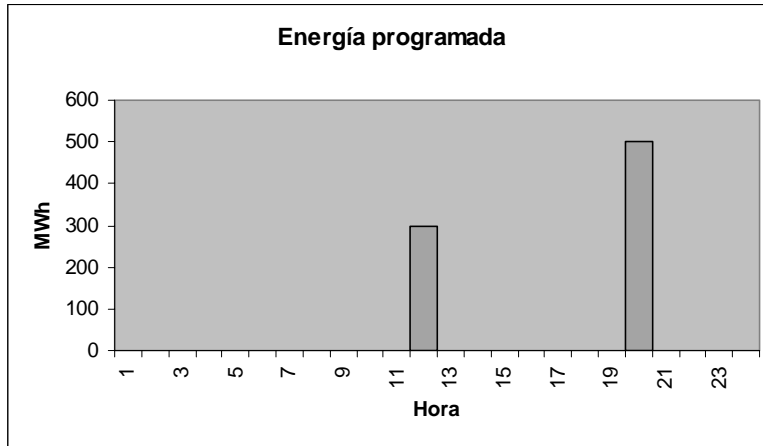


Figura 2-6: Programación para el generador *gd* en la solución desacoplada de restricciones

Sin embargo, si se resuelve de manera acoplada para las 24 horas, se obtiene la solución representada en la Figura 2-7 (con una energía total conectada de 3600 MWh). El coste de la solución acoplada es:

$$\left. \begin{aligned}
 c_{gd}^{oc} &= NA_{gd} \cdot p_{gd}^{oc_fijo} + p_{gd}^{oc_var} \cdot \sum_h \Delta P_{gd,h} = \\
 1 \cdot 10 \cdot 10^6 + 3 \cdot 3600 \cdot 10^3 &= 20,8 \text{ Mpta} \\
 c_{gd}^{os} &= \sum_h \sum_{b(gd,h)} p_{b(gd,h)}^{os} \cdot \Delta P_{b(gd,h)}^{subida} = \\
 0,5 \cdot 3600 \cdot 10^3 &= 1,8 \text{ Mpta}
 \end{aligned} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{aligned}
 c_{gd} &= \max(c_{gd}^{os}, c_{gd}^{oc}) = \\
 \max(1,8, 20,8) &= 20,8 \text{ Mpta}
 \end{aligned} \right\} \quad (2.11)$$

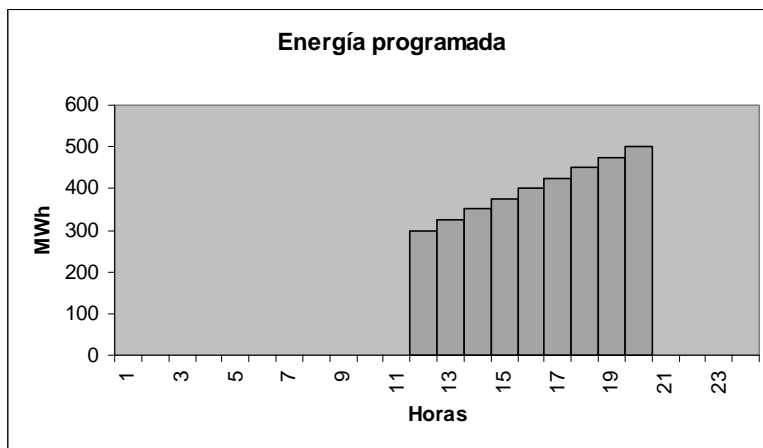


Figura 2-7: Programación para el generador *gd* en la solución acoplada de restricciones

En la solución acoplada se ha evitado un arranque; el ahorro que se produce al evitar un arranque es mayor que el gasto en el que se incurre al programar energía de las 12 a las 20 horas, y por tanto, la solución óptima es la solución acoplada representada en la Figura 2-7.

Ejemplo 2

Considérese un día en el que se producen restricciones en las horas 12 y 20. Asimismo, supóngase que la solución óptima desacoplada propone conectar el generador gd_1 en la hora 12 generando 300 MWh y el generador gd_2 a las 20 horas generando 300 MWh (el generador gd_2 no es suficientemente eficiente para resolver los problemas de la hora 12). Si los datos de las ofertas presentadas son²⁴ :

$$p_{gd_1}^{oc_fijo} = 10 \text{ Mpta}, p_{gd_2}^{oc_fijo} = 5 \text{ Mpta}$$

$$p_{gd_1}^{oc_var} = p_{gd_2}^{oc_var} = 1 \text{ pta/kWh}$$

El coste total de la solución desacoplada se calcula como:

$$c_{desacoplada} = c_{gd_1} + c_{gd_2} =$$

$$(10 \cdot 10^6 + 1 \cdot 300 \cdot 10^3) + (5 \cdot 10^6 + 1 \cdot 300 \cdot 10^3) = 15,6 \text{ Mpta} \quad (2.12)$$

Si suponemos que el generador gd_1 es suficientemente eficiente para resolver los problemas de la hora 20 (en la hora 20 no se había conectado por ser su coste de arranque superior al de gd_2), la solución óptima acoplada propondría el acoplamiento de gd_1 de las 12 a las 20 horas (produciendo una energía neta 2700 MWh) y la no conexión del generador gd_2 . El coste total de la solución acoplada vendría determinado por:

$$c_{acoplada} = c_{gd_1} + c_{gd_2} =$$

$$(10 \cdot 10^6 + 1 \cdot 2700 \cdot 10^3) + 0 = 12,7 \text{ Mpta} \quad (2.13)$$

El ahorro que se produce en la solución acoplada al evitar el arranque del grupo gd_2 , compensa el gasto en el que se incurre al programar energía en gd_1 de las 12 a las 20 horas.

2.6.4.2 El servicio complementario de control de tensión en el sistema español

El PO 7.4 [PO 7.4] establece las bases de prestación y remuneración del servicio complementario del control de tensión en el sistema eléctrico español. La prestación del servicio ha sido diseñada con un nivel mínimo sin remuneración asociada y un nivel sujeto a mercado con remuneración fija y establecida anualmente por el regulador. Se considera este servicio como un servicio que garantiza la seguridad y fiabilidad del suministro de energía

²⁴ Por simplicidad se ha supuesto que el coste derivado de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja es superior al coste derivado de la oferta simple en los dos generadores.

eléctrica, distribuyéndose por tanto su coste entre todos los consumidores proporcionalmente a su consumo [EES-UETP, 1999].

El servicio complementario es proporcionado por:

- 1) Las unidades de generación conectadas a la red de transporte cuya potencia instalada sea mayor de 30 MW. Deberán proporcionar una margen de reactiva (tanto de generación como de consumo) obligatorio para un funcionamiento con factor de potencia 0,989. El resto de la capacidad de reactiva puede ser ofertada al OS.
- 2) Los propietarios de la red de transporte (Red Eléctrica de España en su mayor parte).
- 3) Los consumidores cualificados conectados directamente a la red de transporte cuya potencia instalada sea mayor de 15 MW. Se establecen los siguientes límites obligatorios:
 - i) en horas punta, funcionamiento con factor de potencia inductivo mínimo de 0,95.
 - ii) en horas valle, imposibilidad de funcionamiento con factor de potencia capacitivo.

Los consumidores cualificados podrán ofertar funcionamientos con mejores factores de potencia que los límites establecidos.

- 4) Las compañías distribuidoras. Si bien en una fase inicial de implementación del servicio no tendrán obligaciones ni posibilidad de ofertar, tendrán un tratamiento similar al de los consumidores cualificados en la segunda fase de implementación.

El Operador del Sistema debe acometer las siguientes funciones:

- Una vez al año debe asignar aquellas ofertas de reactiva necesarias para el funcionamiento del sistema con los niveles de seguridad y fiabilidad requeridos, justificando técnicamente las decisiones adoptadas. Las ofertas de reactiva rechazadas por ser innecesarias no reciben remuneración alguna.
- En la operación diaria del sistema el Operador del Sistema debe establecer las tensiones de consigna de los grupos generadores y el factor de potencia de los consumidores cualificados, asumiendo que toda la capacidad de reactiva obligatoria y que la capacidad de reactiva de las ofertas aceptadas está disponible. La función objetivo consiste en minimizar las pérdidas del sistema, garantizando unos márgenes de reactiva suficientes en los grupos generadores. Estos niveles que establece el Operador del Sistema serán controlados y registrados para establecer el grado de cumplimiento del servicio de las ofertas aceptadas y la remuneración/penalización subsiguiente.

La resolución de restricciones técnicas en el mercado español está íntimamente ligada con el servicio complementario del control de tensión. Por un lado, el criterio de ajuste de los elementos de control de tensión (tensiones de consigna de generadores, tomas de los transformadores y estado de las reactancias y condensadores) se ha de realizar con el objetivo de la minimización de pérdidas y la maximización de la fiabilidad cuantificable a través de los márgenes de reactiva de los grupos. Por otro lado, la explotación del sistema con un adecuado perfil de tensiones disminuye los requisitos de nueva generación a conectar para la solución de las restricciones técnicas [Aldrich, et al., 1980]. De este modo, el método para resolver de forma

óptima las restricciones técnicas de operación en el mercado eléctrico español debe incorporar como variables en la optimización el ajuste de los elementos de control de tensión.

2.7 Resumen

La Tabla 2-7 resume los distintos métodos empleados para la gestión de las restricciones técnicas en los distintos mercados internacionales puestos en funcionamiento en el mundo.

Tabla 2-7: Resumen de los métodos utilizados en los mercados internacionales de energía eléctrica

MERCADOS	MÉTODOS DE SOLUCION DE RESTRICCIONES TECNICAS
<i>España</i>	Método de redespacho
<i>California</i>	Método de división zonal del mercado (restricciones interzonales) Método de redespacho (restricciones intrazonales)
<i>Nueva York</i>	Método híbrido nodal/zonal
<i>Nueva Inglaterra</i>	Método híbrido nodal/zonal
<i>PJM</i>	Método basado en precios nodales
<i>Nordpool</i>	Método de división zonal del mercado (restricciones entre países y restricciones internas en Noruega) Método de recompra de energía (restricciones internas Suecia y Finlandia)
<i>Inglaterra y Gales</i>	Método de redespacho
<i>Argentina</i>	Método basado en precios nodales
<i>Chile</i>	Método basado en precios nodales
<i>Nueva Zelanda</i>	Método basado en precios nodales
<i>Unión Europea</i>	Recomendación de métodos no basados en transacción y que resuelvan las restricciones mediante mecanismos de mercado

2.8 Conclusiones

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la operación de un sistema eléctrico pueden aparecer tanto en sistemas de energía eléctrica operados centralizadamente (regulación tradicional), como en los mercados competitivos de energía eléctrica.

En los mercados de energía eléctrica, las restricciones técnicas cobran más relevancia, ya que el despacho de las unidades generadoras está gobernado por los intereses económicos de los agentes. Las restricciones técnicas limitan las transacciones de energía que los agentes desean efectuar en el mercado en un régimen de libre competencia. Por ello, una inadecuada gestión de restricciones técnicas puede distorsionar el correcto funcionamiento del mercado. La solución de restricciones técnicas en un mercado debe proporcionar señales económicas adecuadas a los agentes generadores, transportistas, distribuidores y consumidores, con el objetivo de incentivar una inversión y operación eficiente de la red de transporte.

El tratamiento de restricciones técnicas en un mercado competitivo de energía eléctrica presenta dos ámbitos de análisis: (1) regulación de su tratamiento, y (2) desarrollo de métodos matemáticos de análisis y solución. No son problemas separados, sino que se encuentran estrechamente interrelacionados. En muchas ocasiones, la regulación del tratamiento de las restricciones técnicas en un mercado de energía eléctrica viene determinado por la dificultad de encontrar la solución analítica óptima al problema.

El análisis del volumen de restricciones técnicas en los tres primeros años de funcionamiento del mercado español de energía eléctrica pone de manifiesto la relevancia del problema en el caso español. Dado el actual nivel de desarrollo de la red de transporte del sistema peninsular español, las restricciones debidas a subtensión son las que con mayor relevancia y frecuencia se originan en el sistema. Las restricciones debidas a problemas de subtensión se resuelven en el sistema español mediante la conexión de grupos inicialmente no casados. El método de internalización de restricciones debidas a problemas de subtensión a través de límites de flujos de potencia por las líneas (concepto de ATC) es poco preciso; tal y como se justifica en el apartado 5.6.1 del capítulo 5 mediante ejemplos reales de explotación, no es adecuado para abordar la solución de restricciones en el caso español.

Los Procedimientos de Operación establecen los límites técnicos que las variables de la red de transporte del sistema eléctrico peninsular español han de verificar para garantizar el transporte seguro de energía eléctrica. La regulación española impone un criterio preventivo de explotación para las contingencias postuladas.

El desarrollo de esta tesis descubre dos factores claves a la hora de solucionar las restricciones técnicas que aparecen en el mercado español de energía eléctrica: (1) el acoplamiento temporal de la solución, (2) la relación entre el servicio complementario de control de tensión y la solución de las restricciones técnicas. Por un lado, la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja que los grupos generadores presentan en el mercado provoca que la solución de restricciones técnicas esté acoplada en los 24 periodos horarios de programación para el día siguiente. Por otro lado, la explotación del sistema con un adecuado perfil de tensiones, disminuye los requisitos de nueva generación a conectar para la solución de las restricciones técnicas; un modelo matemático de solución debe incorporar como variables el ajuste de los elementos de control de tensión.

La presente tesis doctoral se plantea con el objetivo de desarrollar un método para el análisis y solución centralizada de las restricciones técnicas que aparecen en el sistema eléctrico peninsular español, una vez realizada la casación del mercado diario de energía eléctrica. El método de solución a desarrollar debe incorporar los siguientes puntos:

- Conexión de grupos inicialmente no casados para la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas y a problemas de subtensión.
- Tratamiento acoplado de la solución en los 24 escenarios horarios de programación.
- Solución de las contingencias postuladas en los criterios de seguridad del sistema peninsular español con criterio preventivo.
- Utilización de los elementos de control de tensión para disminuir el sobre coste para el sistema de la solución.

El siguiente capítulo está dedicado a la revisión bibliográfica de los modelos matemáticos de solución de restricciones técnicas descritos en la literatura, como punto de partida de los desarrollos a efectuar en la tesis.

2.9 Bibliografía

[Aldrich, et al., 1980]

J. F. Aldrich, H. H. Happ, “Benefits of Voltage Scheduling in Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, No. 5, pp. 1701-1712, Sept/Oct 1980.

[Alomoush, et al., 1999]

M. I. Alomoush, S. M. Shahidehpour, “Fixed transmission rights for zonal congestion management”, *IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib.*, vol. 146, No. 5, pp. 471-476, September 1999.

[Alomoush, et al., 2000]

M. I. Alomoush, S. M. Shahidehpour, “Contingency-constrained congestion management with a minimum number of adjustments in preferred schedules”, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22 (2000), pp. 277-290, 2000.

[Arraiza, 2000]

J. M. Arraiza, “Economía y Regulación del Suministro de Electricidad”, Curso del Programa de Doctorado de la ETS de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas, 2000.

[Bell, et al., 2000]

K. R. W. Bell, D. S. Kirschen, “Improved Sensitivities in MW Dispatch for Control of Voltage”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 3, pp. 1034-1040, August 2000.

[PO 7.4]

PO 7.4, “Servicio complementario de control de tensión en la red de transporte”, <http://www.ree.es>, 18 de Marzo de 2000.

[BOE 197/98]

BOE 197/98, “Resolución de 10 julio 1998 de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales que aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.”, <http://www.omel.es>, 18 de Agosto de 1998.

[BOE núm 285, 1997]

BOE núm 285, “Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico”, viernes 28 de noviembre de 1997, <http://www.omel.es>.

[CAISO, 1998]

California Independent System Operator CAISO, “FTR Auction Design for the California ISO”, <http://www.caiso.com>, December 1998.

[CAISO, 2000]

California Independent System Operator CAISO, “California ISO Zone Map”, <http://www.caiso.com/marketops/technical/index.html>, February, 2000.

[CAMMESA, 2001]

Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA), “Procedimientos para la programación de la operación del despacho de cargas y el cálculo de precios”, Versión XVI, Tomo I, <http://www.cammesa.com>, Mayo 2001.

[Christie, et al., 1998]

R. D. Christie, I. Wangesteen, “The Energy Market in Norway and Sweden: Congestion Management”, *IEEE Power Engineering Review*, pp. 62-63, May 1998.

[CNE, 2000]

Comisión Nacional de la energía (CNE), “El funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998”, 18 de enero de 2000, <http://www.cne.es>.

[David, 1998]

A. K. David, “Reconciling pool and contract dispatch in open access transmission operations”, *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, No. 4, pp. 468-472, July 1998.

[EERF, 2000]

European Electricity Regulatory Forum, “Sixth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum. Conclusions”, http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/index_en.html, 9/10 November 2000.

[EES-UETP, 1996]

EES-UETP, “Static Security Assessment. Contingency Ranking and Screening.”, EES-UETP Course, Universidad de Sevilla, Junio 1996.

[EES-UETP, 1999]

EES-UETP, “Reliability under Restructuring Ancillary Services Markets”, EES-UETP Course, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Octubre 1999.

[EES-UETP, 2000]

EES-UETP, “Open Access in transmission networks”, EES-UETP Course, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Diciembre 2000.

[ETSO, 1999]

European Transmission System Operator (ETSO), “Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission”, Florence, Italy, [http://www.etsonet.org/FP_Publications/pub/documentation/Evaluation_of_congestion_management_methods_for_cross-border_transmission_\(Florence\).pdf](http://www.etsonet.org/FP_Publications/pub/documentation/Evaluation_of_congestion_management_methods_for_cross-border_transmission_(Florence).pdf), November 1999.

[Fang, et al., 1999]

R. S. Fang, A. K. David, “Transmission Congestion Management in an Electricity Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, No. 3, pp. 877-883, August 1999.

[Golden, 1997]

P. Golden, “Independent System Operator Detailed Statement of Work (DSOW), Version 8.1”, document provided to the California Independent System Operator being confidential information, March 1997.

[Gómez San Román, et al., 1998]

T. Gómez San Román, C. Meseguer, “Nuevas tendencias en la organización del sector eléctrico. Revisión internacional”, *Anales de Mecánica y Electricidad*, vol. LXXV, No. II, pp. 140-150, Marzo-Abril 1998.

[Gómez San Román, et al., 1999]

T. Gómez San Román, C. Marnay, “Transmission Pricing and Congestion Management in California”, Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, March 1999.

[Gómez San Román, et al., 2000]

T. Gómez San Román, G. Rothwell, *Principles of Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, October 2000.

[Gómez San Román, 2000a]

T. Gómez San Román, “Chapter 5: Competitive Electricity Markets,” *Principles of Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, T. Gómez San Román and G. Rothwell, Ed., October 2000.

[Gómez San Román, 2000b]

T. Gómez San Román, “Chapter 8: The Spanish Power Sector,” *Principles of Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, T. Gómez San Román and G. Rothwell, Ed., October 2000.

[Gómez San Román, 2000c]

T. Gómez San Román, “Chapter 9: The Argentina Power Sector,” *Principles of Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, T. Gómez San Román and G. Rothwell, Ed., October 2000.

[Gravener, et al, 1999]

M. H. Gravener, C. Nwankpa, “Available Transfer Capability and First Order Sensitivity”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, No. 2, pp. 512-518, May 1999.

[Green, 1999]

A. Green, “The New UK Electricity Trading Arrangements”, PricewaterhouseCoopers, <http://www.commodities-now.com/cnonline/dec99/electricity/electricity.shtml>, December 1999.

[Greene, et al., 1997]

S. Greene, I. Dobson, F. L. Alvarado, P. W. Sauer, “Initial concepts for applying sensitivity to transfer capability”, *NSF Workshop on Available Transfer Capability*, June 1997.

[Gribik, et al., 1999]

P. G. Gribik, F. A. Angelidis, R. R. Kovacs, “Transmission Access and Pricing with Multiple Separate Energy Forward Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, No. 3, pp. 865-875, August 1999.

[Gronli, et al., 2000]

H. Gronli, “Chapter 7: The Norwegian Power Sector,” *Principles of Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, T. Gómez San Román and G. Rothwell, October 2000.

[Guan, et al., 1996]

X. Guan, R. Baldick, W.-H. Edwin-Liu, “Integrating Power System Scheduling and Optimal Power Flow”, *12th Power Systems Computation Conference (PSCC'96)*, Dresden, pp. 717-723, August 19-23, 1996.

[Haubrich, et al., 1999]

H. Haubrich, W. Fritz, H. Vennegeerts, “Study on Cross-Border Electricity Transmission Tariffs”, April 1999.

[Hogan, 1999a]

W. W. Hogan, “Regarding the NEPOOL Proposal for a Congestion Management System”, FERC Docket no. ER99-2335-000, <http://ksghome.harvard.edu/~whogan.cbg.ksg/ferc0499.pdf>, April 20, 1999.

[Hogan, 1999b]

W. W. Hogan, “Getting the prices right in PJM. Analysis and Summary: April 1998 through March 1999, The first Anniversary of Full Locational Pricing”, Harvard University, April 1999.

[Hull, 1997]

J. Hull, *Options, Futures and other Derivatives*, Prentice Hall, 1997.

[Huse, 1998]

E. S. Huse, “*Power Generation Scheduling. A free market based procedure with reserve constraints included*”, Doctoral Thesis, The Norwegian University of Science and Technology, Faculty of Electrical Engineering and Telecommunications, Trondheim, 1998.

[Ilic, et al., 1998]

M. Ilic, F. Galiana, L. Fink, A. Bose, P. Mallet, H. Othman, “Transmission capacity in power networks”, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, No. 2, pp. 99-110, 1998.

[Jones, 1995]

G. Jones, “Restructuring Of The New Zealand Electricity Industry”, ELEC9201 Power System Planning and Economics, 14th June, 1995.

[Jurewitz, et al., 1998]

J. Jurewitz, R. Waltzer, “Must-run Generation: Can we mix regulation and competition successfully?”, *The Electricity Journal*, vol. 10, No. 10, pp. 44-55, December 1997.

[Kirschen, et al., 1988]

D. S. Kirschen, H. P. Van Meeteren, “MW/Voltage Control in a Linear Programming Based Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PWRS-3, pp. 481-489, May 1988.

[Kundur, 1994]

P. Kundur, “Introduction to the Power System Stability Problem,” *Power System Stability and Control*: Mc. Graw-Hill, 1994, pp. 17-41.

[Latorre, 1993]

G. Latorre, “*Modelos estáticos para la planificación a largo plazo de la red de transporte de energía eléctrica*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, Marzo 1993.

[M-co, 1998]

Electricity Market Company M-co, “Rules of NZEM (New Zealand Electricity Market)”, <http://www.m-co.co.nz/>, January 1998.

[Monticelli, et al., 1990]

A. Monticelli, M. V. F. Pereira, S. Granville, “Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-2, No. 1, pp. 175-182, February 1987.

[Moore, et al., 1997]

I. Moore, J. H. Anderson, “Introduction To The New California Power Market”, <http://www.caiso.com>, July 1997.

[NEPOOL, 1999]

New England Power Pool System Operator NEPOOL, “Congestion Mangement System Proposal for NEPOOL”, http://www.iso-ne.com/FERC_filings/Congestion_Management_System_Proposal/, April 1999.

[NERC, 1996]

North American Electric Reliability Council (NERC), “Available Transfer Capability. Definitions and Determination”, Princetown, New Yersey, June 1996.

[NETA, 1998]

England & Wales New Electricity Trading Arrangements (NETA) documents, “Review of Electricity Trading Arrangements. Framework document”, <http://www.neta.org.uk>, November 1998.

[Nordpool]

NORPOOL, “Nordic Power Exchange”, <http://www.nordpool.com>, 2000.

[NYISO, 1999a]

New York Independent System Operator (NYISO), “NYISO Manuals for Transmission&Dispatching Operations”, <http://www.nyiso.com>, February 1999.

[NYISO, 1999b]

New York Independent System Operator (NYISO), “NYISO Manuals for Transmission Services”, <http://www.nyiso.com>, February 1999.

[OMELa]

Compañía Operadora del mercado eléctrico (OMEL), "Reglas del funcionamiento del Mercado Electrico y Contrato de Adhesión", <http://www.omel.es>.

[OMELb]

Compañía Operadora del mercado eléctrico (OMEL), “Informes realizados por la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad”, <http://www.omel.com/es/informesfr.htm>.

[Papalexopoulus, et al., 1998]

A. Papalexopoulus, H. Singh, G. Angelidis, “Congestion Management by an Independent System Operator”, *presented at the 3rd Annual Power Conference*, University of California Energy Institute, Berkeley, California, March 1998.

[Parlamento Europeo, 1996]

Parlamento Europeo, “Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad”, http://www.mercaelectrico.comel.es/es/pdfs/DIRECTIVA_MIE.pdf, 19 de Diciembre de 1996.

[Raikar, et al., 2001]

S. Raikar, M. Ilic, “Assessment of Transmission Congestion for Major Electricity Markets in the US”, Energy Laboratory MIT EL 01-009WP, Massachusetts, <http://web.mit.edu/energylab/www/pubs/el01-009wp.pdf>, February 2001.

[Rau, 2000]

N. S. Rau, “Transmission Loss and Congestion Cost Allocation-An Approach Based on Responsibility”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 4, pp. 1401-1409, November 2000.

[Real Decreto 1955/2000]

Real Decreto 1955/2000, “Real Decreto 1955/2000 (BOE_27/12/2000), de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”, 1 de diciembre, <http://www.energuia.com>.

[REE, 1999]

Dirección general de Operación. Red Eléctrica de España (REE), “Programa CI3 3.0. Evaluación de la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales. Documento Interno.”, 1 de diciembre de 1999.

- [REE, 2001]
Red Eléctrica de España, “Informes mensuales”, <http://www.ree.es>, 2001.
- [Rivier, et al., 1990]
M. Rivier, I. J. Pérez Arriaga, G. Luengo, “JUANAC: A Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems”, *10th Power System Computation Conference (PSCC'90)*, pp. 254-260, August 1990.
- [Rivier, et al., 1993]
M. Rivier, I. J. Pérez-Arriaga, “Computation and decomposition of spot prices for transmission pricing”, *11th Power System Computation Conference (PSCC'93)*, Avignon, France, pp. 371-378, August 30- September 3, 1993.
- [Rivier, et al., 1999]
M. Rivier, F. J. Rubio, “Economía y Regulación del Transporte de Energía Eléctrica”, Curso del Programa de Doctorado de la ETS de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas, 1999.
- [Rubio, 1998]
J. Rubio, “*Metodología de asignación de costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Departamento de Electrotecnia y Sistemas, Madrid, 1998.
- [Rudnick, 1994]
H. Rudnick, “Chile: Pioneer in deregulation of the electric power sector”, *IEEE Power Engineering Review*, pp. 28-30, June 1994.
- [Rudnick, et al., 1997]
H. Rudnick, R. Varela, W. Hogan, “Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, No. 2, pp. 605-613, May 1997.
- [Sánchez, 1998]
P. Sánchez, “*Mejoras en la eficacia computacional de modelos probabilistas de explotación generación/red a medio plazo*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 1998.
- [Sandrin, et al., 1991]
P. Sandrin, L. Dubost, “Reliability of Transactions between electric utilities”, *CIGRE Symposium on Power System Reliability*, September 1991.
- [Sauer, 1997]
P. W. Sauer, “Technical Challenges of Computing Available Transfer Capability (ATC) in Electric Power Systems”, *Proceedings fo 30th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, pp. 589-593, January 1997.

[Schweppe, et al., 1988]

F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academics Publishers, Boston, 1988.

[Shiffrin, et al., 1999]

A. Sheffrin, F. Rahimi, E. Hildebrandt, K. Casey, “Report on Impacts of RMR Contracts on Market Performance”, prepared for the Market Surveillance Committee fo the California ISO, <http://www.caiso.com>, March 1999.

[Shirmohammadi, et al., 1998]

D. Shirmohammadi, P. Gribik, “Zonal Market Clearing Prices: A tutorial”, Prepared for California Power Exchange, <http://www.caiso.com>, August 1998.

[Singh, et al., 1998]

H. Singh, S. Hao, A. Papalexopoulos, “Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, No. 2, pp. 672-680, May 1998.

[Soler, 2001]

D. Soler, “*Modelos Remuneratorios de los Servicios Complementarios de Generación y Red en Sistemas de Energía Eléctrica*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 2001.

[Stoft, 1996]

S. Stoft, “California's ISO: Why Not Clear the Market”, *The Electricity Journal*, vol. 9, No. 10, pp. 38-43, December, 1996.

[Tabors, 1994]

R. D. Tabors, “Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, No. 1, pp. 206-215, February 1994.

[Temboury, 1998]

J. Temboury, “El Operador del Sistema”, *Anales de Mecánica y Electricidad*, vol. LXXV, No. II, pp. 74-82, Marzo-Abril 1998.

[UCTEa]

UCTE, “Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE)”, <http://www.ucte.org>.

[UCTEb]

UCTE, “Regles du Jeu Relatives Aux Replages Primaire et Secondaire de la Frequence et de la Puissance dans l'UCPTE”, 20 mars 1998.

[Wiser, et al., 2000]

R. Wiser, S. Pickle, A. Shiddiqui, “Chapter 6: The California Power Sector,” *Principles of Electricity Economics: Regulation and Deregulation*, T. Gómez San Román and G. Rothwell, October 2000.

[Wolak, et al., 1999]

F. A. Wolak, J. Bushnell, “Reliability Must-Run Contracts for the California Electricity Market”, <http://www.caiso.com>, April 1999.

[Wood, et al., 1984]

A. J. Wood, F. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, John Wiley and Sons, New York, 1984.

[Wu, et al., 1999]

F. Wu, P. Varaiya, “Coordinated Multilateral Trades for Electric Power Networks: Theory and Implementation”, *International Journal on Electrical Power and Energy Systems*, vol. 21, No. 2, pp. 75-102, January, 1999.

Capítulo 3

Revisión de modelos matemáticos para la solución de restricciones técnicas

3.1 Introducción

El problema objeto de la presente tesis doctoral es la optimización de la solución centralizada de las restricciones técnicas en los 24 escenarios horarios de programación para un día en el mercado eléctrico español de energía eléctrica, mediante el redespacho de la generación especificada en la casación inicial efectuada por el Operador del Mercado, incluyendo las variables de conexión de unidades inicialmente no casadas, y utilizando los elementos de control de tensión (tensión de consigna de grupos generadores, tomas de transformadores y estado de las reactancias y condensadores del sistema).

El problema planteado en esta tesis es de una magnitud y dificultad muy elevada. Las principales características del problema, que complican su resolución se citan a continuación:

- 1) Acoplamiento temporal de la solución en los 24 escenarios, a través de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja que los agentes presentan en el mercado para sus grupos generadores.
- 2) Operación del sistema eléctrico peninsular español con criterio preventivo para las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación. El criterio preventivo obliga a considerar los límites técnicos en las contingencias postuladas para cada uno de los periodos horarios.
- 3) Modelado de la conexión de grupos generadores inicialmente no casados, así como el estado de reactancias y condensadores, a través de variables enteras.
- 4) Característica altamente no lineal de las ecuaciones del flujo de cargas que ligan las variables de un sistema eléctrico.

La naturaleza del problema responde a un problema de optimización no lineal con presencia de variables enteras. La formulación de un único problema con todas las condiciones y características planteadas, para su aplicación a un sistema real de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español, no es realista debido a la imposibilidad de resolución impuesta por las limitaciones computacionales (el sistema eléctrico peninsular español cuenta con unos 1200 nudos, 1800 ramas y la solución en modo preventivo en torno a 1100 contingencias). Además es necesario modelar la red de transporte a través del modelo no lineal de flujo de cargas en corriente alterna (modelo AC) para poder dar solución a las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión que muy frecuentemente se dan en el sistema español. La Figura 3-1 ilustra las características que los métodos a desarrollar en la tesis deben verificar para su aplicación al sistema eléctrico peninsular español.

El problema planteado constituye un problema nuevo que no ha sido resuelto hasta el momento en la literatura. Sin embargo, se han identificado en la literatura dos tipos de modelos que ofrecen algunas de las prestaciones buscadas: (1) Modelos de explotación generación-red, y (2) Modelos de flujos de cargas óptimo con restricciones de seguridad.

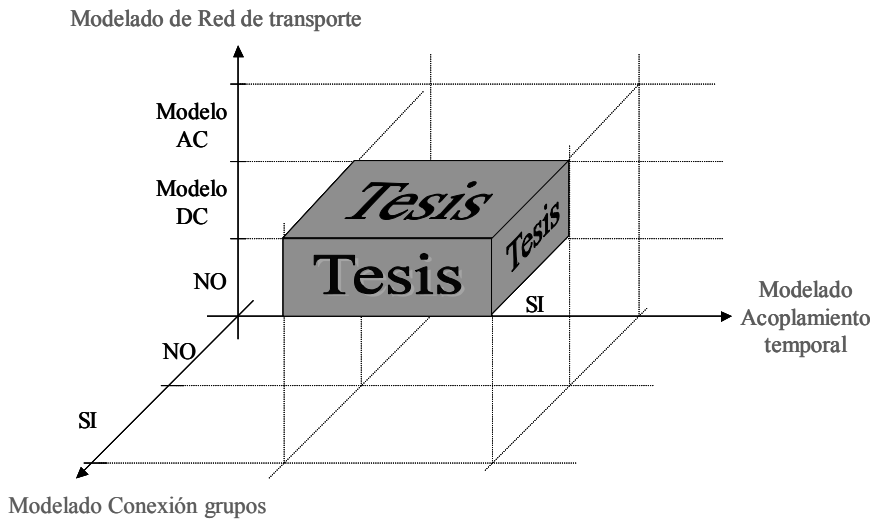


Figura 3-1: Características de los métodos a desarrollar en la tesis para su aplicación al sistema eléctrico peninsular español

Los modelos de explotación tienen el objetivo de predecir, simular o reproducir el comportamiento de un sistema eléctrico para un conjunto de condiciones relevantes de funcionamiento. En [Ramos, 1990] se muestra una clasificación exhaustiva de distintos modelos de explotación y se indica el campo de aplicación de cada uno de ellos. En el corto plazo, que comprende el horizonte temporal desde un día a una semana, los modelos de explotación tradicionales tienen como objetivo encontrar la programación horaria óptima de los grupos térmicos, hidráulicos y de bombeo. Este problema determina por un lado los arranques y paradas de los grupos térmicos (denominado *'unit-commitment'* en la literatura inglesa), y por otro, los niveles de producción de cada unidad generadora en cada hora. La función objetivo a minimizar en un modelo de explotación tradicional se formula como el coste total de generación para el periodo considerado. Los modelos de explotación desarrollados con la reestructuración del sector eléctrico para un entorno de mercado, sustituyen la minimización del coste total de producción en el horizonte temporal considerado, por la maximización del margen que cada empresa generadora obtiene con sus grupos en el mercado [García González, 2001]. En ambos contextos, en un sistema con regulación tradicional o en un sistema eléctrico liberalizado, los modelos de explotación modelan el parque de generación térmica, hidráulica y de bombeo con el máximo detalle. Entre las restricciones formuladas se incluyen las restricciones de demanda, de reserva de generación, de producción máxima y mínima de cada grupo, y de rampas máxima de subida y bajada de carga de las unidades productoras. Las decisiones de arranque y parada de los grupos térmicos, así como las producciones de los grupos térmicos, hidráulicos y de bombeo están acopladas en los periodos del horizonte temporal considerado. Entre los factores que acoplan la solución en el tiempo, se citan las ecuaciones que ligan en nivel de los embalses entre dos periodos consecutivos, las rampas de subida y bajada de los grupos térmicos, y el impacto económico del coste de acoplamiento y parada de las unidades térmicas.

Por otro lado, el suministro de energía en un sistema eléctrico depende además del funcionamiento adecuado de la red de transporte. La inclusión de la red de transporte añade gran complejidad a los modelos de explotación, debido a la gran dimensión del problema resultante, la gran no-linealidad de las ecuaciones del flujo de cargas, y la presencia de variables enteras que modelan el estado, la conexión y la desconexión de unidades. Dado el ámbito temporal y los objetivos para los que se utilizan, los modelos de explotación prescinden

usualmente del modelado de la red de transporte. Los modelos de explotación que consideran explícitamente la red de transporte se denominan modelos de explotación generación-red. La formulación de la red de transporte elegida en la mayoría de los modelos de explotación generación-red desarrollados, corresponde a la formulación lineal del flujo de cargas en corriente continua (modelo DC) [Latorre, 1993; Rivier, 1998; Rivier, et al., 1990]. En los modelos DC, el criterio preventivo ante hipótesis de contingencia se formula de forma lineal mediante los factores de sensibilidad de los flujos de potencia por las líneas [Sánchez, 1998]. El modelo de red DC permite solucionar las restricciones técnicas debidas a sobrecargas que impone la red de transporte al despacho de generación, no así las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión. Para solucionar las restricciones debidas a problemas de tensión, es necesario modelar la red transporte a través del modelo completo de flujo de cargas en corriente alterna (modelo AC).

Los modelos de flujo de cargas óptimo (OPF, '*Optimal Power Flow*' en la literatura inglesa), tienen como objetivo determinar para un instante determinado las posiciones de las variables de control que optimizan la operación del sistema eléctrico. De la propia definición, se deduce que la red de transporte que rige la operación de un sistema eléctrico está siempre modelada en un OPF. Diferentes tipos de OPF pueden ser definidos con distintas funciones objetivo dependiendo de la aplicación específica para la que se destine [Huneault, et al., 1991]. A su vez, el nivel de detalle del modelado de la red de transporte en un OPF también viene condicionado por la aplicación para la que se diseña. Un OPF considera la fotografía del sistema eléctrico para un único instante. De este modo, la optimización de un OPF se realiza sobre escenarios individuales, y no modela posibles acoplamientos temporales entre escenarios consecutivos.

Dentro de los OPF, en esta tesis son de interés los algoritmos de flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF, '*Security Constrained Optimal Power Flow*' en literatura inglesa). El objetivo de un SCOPF es determinar un punto de operación seguro del sistema mediante el ajuste de los elementos de control de los que dispone el sistema en funcionamiento normal, incluyendo el criterio de seguridad preventivo o correctivo ante hipótesis de contingencia. Entre las variables habituales de control consideradas en un SCOPF se pueden citar por un lado el redespacho de generación, y por otro el ajuste de elementos de control de tensión (tensiones de los generadores, tomas de los transformadores y posición de reactancias y condensadores). El método clásico utilizado para incluir el tratamiento de contingencias en modo preventivo dentro de un SCOPF consiste en añadir las restricciones linealizadas correspondientes a las magnitudes violadas de cada contingencia, haciendo uso de los factores de sensibilidad respecto a los elementos de control de tensión [Gómez San Román, 1989; Wood, et al., 1984]. Los modelos SCOPF desarrollados en la literatura no consideran la conexión-desconexión de unidades generadoras como variables de control para conseguir un punto de operación seguro en el funcionamiento del sistema. A su vez, el modelado de los elementos de control de tensión se realiza en forma de variables continuas¹.

Un método de solución de restricciones técnicas aplicado al mercado español de energía eléctrica, con las características impuestas por la regulación y por los criterios técnicos de operación del sistema, debe determinar la conexión de unidades inicialmente no casadas, los

¹ Los resultados presentados en [Papalexopoulos, et al., 1989] confirman que la pérdida de precisión al considerar las tomas de los transformadores como variables continuas es irrelevante. Esto es debido a que los saltos entre tomas son por norma general pequeños. Sin embargo, las reactancias y condensadores tienen un tamaño suficientemente significativo; su consideración como variables continuas puede provocar pérdida de optimalidad y/o factibilidad dentro de un OPF.

redespachos de generación de unidades inicialmente casadas, y las posiciones de los elementos de control de tensión. Una vez solucionadas de forma óptima las restricciones técnicas, es deseable encontrar un punto de operación óptimo del sistema. El método de solución debe combinar por tanto un modelo de explotación generación-red para los 24 periodos horarios de programación, y un OPF para cada escenario horario individual que incorpore el criterio deseado de operación óptima del sistema. Además, es imprescindible incorporar la red de transporte a través del flujo de cargas en corriente alterna (para poder dar solución a las restricciones debidas a problemas de subtensión que muy frecuentemente aparecen en el sistema eléctrico peninsular español) e incorporar las restricciones debidas a contingencias en modo preventivo. La integración de un modelo de explotación generación-red con un OPF, verificando las condiciones anteriormente citadas, y que sea aplicable en la práctica a un sistema real de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español, es un problema muy difícil no resuelto satisfactoriamente hasta el momento en la literatura [Guan, et al., 1996].

El objetivo de este capítulo es realizar una revisión bibliográfica de los modelos matemáticos de explotación de la generación y de los modelos de flujos de cargas óptimo desarrollados en la literatura, como punto de partida en los desarrollos a efectuar en la tesis.

El capítulo se encuentra organizado de la siguiente forma. La sección 3.2 propone la formulación general del problema de solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica. La revisión bibliográfica de modelos de explotación se efectúa en la sección 3.3. La sección 3.4 contiene la revisión bibliográfica de OPF. La sección 3.5 describe el método propuesto en la tesis para encontrar la solución óptima de las restricciones técnicas en el sistema español de energía eléctrica. El capítulo finaliza con las conclusiones expuestas en la sección 3.6.

3.2 Formulación general del problema

Esta sección presenta una formulación general del problema de solución de restricciones técnicas de operación en el mercado español de energía eléctrica. El problema resultante es un problema de optimización de gran dimensión, con función objetivo no lineal, restricciones no lineales y presencia de variables enteras.

La sección contiene los siguientes apartados. El apartado 3.2.1 presenta la notación utilizada en el problema. El apartado 3.2.2 formula la función objetivo. Finalmente, los tipos de restricciones del problema se describen en el apartado 3.2.3.

3.2.1 Notación

h : periodo horario de programación

g : unidad generadora

$\Delta P_{g,h}$: variación de potencia sobre la casación inicial del generador g en el periodo horario h

u_h : variables de control de tensión del sistema en el periodo horario h (tensiones de consigna de generadores, tomas de transformadores y estado de reactancias y condensadores)

$\delta_{g,h}$: variable binaria de acoplamiento del generador g en el periodo horario h

3.2.2 Función objetivo

La función objetivo del problema general se define como:

$$\min_{\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}} \sum_g CR_g(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}) + \sum_h CO_h(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}) \quad (3.1)$$

En la ecuación (3.1) $CR_g(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h})$ representa el coste del redespacho de cada generador sobre la casación inicial efectuado para la solución de restricciones en el mercado. Esta función depende de la variación de potencia de cada unidad generadora, de las posiciones de las variables de control de tensión del sistema y de las decisiones binarias de conexión de unidades generadoras inicialmente no casadas. El coste total del redespacho está acoplado temporalmente en los distintos periodos de programación a través de la conexión de ingresos mínimos de la oferta compleja, que internaliza el coste de arranque de los grupos generadores.

El término $CO_h(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h})$ representa el coste de operación para cada uno de los periodos horarios de programación. En esta tesis, el criterio de operación óptima del sistema consiste en la minimización de las pérdidas del transporte (término no lineal). Adicionalmente, el criterio incluye la distribución óptima de la generación de reactiva entre los distintos generadores conectados (término cuadrático). El valor de la función del coste de operación depende de la disposición de la generación resultado del redespacho y de las posiciones de los elementos de control.

3.2.3 Restricciones

Las restricciones del problema general son las siguientes:

$$S(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}) = 0 \quad (3.2)$$

$$H_1(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}) \leq 0 \quad (3.3)$$

$$H_2(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}) \leq 0 \quad (3.4)$$

$$R(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}) = 0 \quad (3.5)$$

$$U(\Delta P_{g,h}, u_h, \delta_{g,h}) \leq 0 \quad (3.6)$$

La ecuación (3.2) contiene las restricciones de igualdad correspondientes a las ecuaciones no lineales del flujo de cargas del sistema eléctrico. La ecuación (3.3) contiene las restricciones de desigualdad correspondientes a los límites de las variables del sistema (flujos de potencia por las ramas de la red de transporte y tensiones en los nudos) en funcionamiento normal. La ecuación (3.4) contiene las restricciones de desigualdad que representan los límites de las variables del sistema ante hipótesis de contingencias en modo preventivo. La expresión (3.5) incluye las restricciones de igualdad que relacionan el acoplamiento temporal entre los periodos horarios (relación entre el estado de un generador entre dos periodos horarios consecutivos y las

variables de conexión y desconexión en el periodo). Por último, en (3.6) se incluyen las restricciones propias de cada unidad correspondientes a los máximos y mínimos técnicos.

3.3 Revisión bibliográfica de modelos de explotación de la generación

Esta sección está dedicada a la revisión del estado del arte de los modelos de explotación de la generación desarrollados en la literatura. La revisión abarca tanto los modelos de explotación desarrollados para los sistemas gestionados centralizadamente dentro del contexto de la regulación tradicional, como los modelos de explotación desarrollados para su aplicación en un mercado de energía eléctrica. Dado que el problema planteado en esta tesis consiste en la solución de las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la programación diaria especificada por la casación del mercado español de energía eléctrica, la revisión bibliográfica pone un énfasis especial en los modelos de explotación generación-red desarrollados para el ámbito del corto plazo (horizonte temporal entre un día y una semana).

En [Ramos, 1990] se muestra una clasificación exhaustiva de distintos modelos de explotación y se indica el campo de aplicación de cada uno de ellos, para los distintos tipos de alcance temporal. Los alcances temporales especificados comprenden el muy largo plazo (de 10 a 15 años), largo plazo (2 a 5 años), medio plazo (1 a 2 años), corto plazo (entre una semana y un día) y tiempo real (menor de 1 hora). La optimización práctica de la operación de un sistema eléctrico se realiza de forma jerárquica. Los distintos modelos de explotación se ejecutan de mayor a menor alcance temporal, de tal modo que las decisiones tomadas por los modelos de alcance mayor, son las entradas para modelos de alcance inferior. En el corto plazo, los modelos de explotación reciben como entrada desde los modelos de medio plazo la programación de los ciclos de mantenimiento, la gestión de los embalses en un periodo anual, y el coste a asignar a los recursos hidráulicos (valor del agua), y tienen como objetivo establecer los ciclos de arranque y parada de los grupos térmicos, así como determinar los niveles de producción óptima de los grupos térmicos, hidráulicos y de bombeo.

Entre las diferentes técnicas de resolución empleadas en la literatura para la solución de modelos de explotación de la generación se citan técnicas tan variadas como la programación lineal, no lineal, dinámica, programación entera mediante el método de ramificación y poda (*'branch and bound'* en la literatura inglesa), programación combinatorial, lineal estocástica, dinámica estocástica [Carpentier, et al., 1982; Cohen, et al., 1987; Ramos, 1990]. Las técnicas de descomposición (descomposición de Benders, descomposición de Dantzig-Wolfe, relajación lagrangiana) [Ramos, 2000] pueden mejorar la eficiencia computacional de resolución, especialmente en los modelos de explotación de gran dimensión resultantes al considerar de manera estocástica alguna variable (demanda del sistema, aportaciones hidráulicas, precios en un mercado, etc.). La resolución de modelos de explotación lineales² puede abordarse utilizando el método SIMPLEX [Ramos, 2000] o el método de punto interior [Medina, 1997; Wright, et al., 1998].

La función objetivo a minimizar en un modelo de explotación desarrollado para un sistema operado centralizadamente dentro del marco de la regulación tradicional, se formula como el coste total de generación de todos los grupos integrantes en el sistema, para el periodo temporal considerado. Estos modelos de explotación representan con el máximo detalle el parque de

² Los códigos de optimización comerciales más potentes son los diseñados para resolver problemas de optimización lineales.

generación térmica, hidráulica y de bombeo. La generación térmica se modela económicamente a través del coste de operación (coste variable, coste de arranque y coste de parada), técnicamente a través de las limitaciones técnicas de los grupos (máximos y mínimo técnicos, rampas máximas y mínimas), y temporalmente a través de la relación entre las variables de estado, conexión y desconexión de las unidades. Adicionalmente, algunas propuestas consideran restricciones medioambientales que limitan la operación de los grupos térmicos [Muñoz-Moro, 1998]. La generación hidráulica se modela económicamente a través del valor del agua (equivalente al coste de generación hidráulica a la que sustituye), técnicamente a través de la producción máxima y mínima (hidráulica fluente), y temporalmente a través del acoplamiento temporal existente en los embalses de la misma cuenca entre dos periodos consecutivos. Los grupos de bombeo consideran el rendimiento del equipo, el valor del agua en los periodos en los que turbinan, el coste de la energía en los periodos en los que bombean, y las capacidades máximas de turbinación y de bombeo.

En los modelos de explotación de la generación desarrollados con la reestructuración del sector eléctrico para su aplicación en un mercado de energía eléctrica, cada empresa ejecuta un modelo de explotación para el conjunto de sus unidades, con el objetivo de maximizar el margen que obtiene con sus grupos en el mercado. En los modelos de explotación desarrollados para un entorno de mercado, no sólo se modela con el máximo detalle el parque de generación térmica, hidráulica³ y de bombeo con el máximo detalle. A su vez, es imprescindible modelar de forma exhaustiva la organización del mercado, el comportamiento de los competidores, y las decisiones de tipo estratégico [Hobbs, et al., 2001].

Dado el ámbito temporal y los objetivos para los que se utilizan, los modelos de explotación precinden usualmente del modelado de la red de transporte. Sin embargo, para algunas aplicaciones es necesario incluir de forma explícita la red de transporte. Los modelos de explotación que consideran explícitamente la red de transporte se denominan modelos de explotación generación-red. Entre las aplicaciones de los modelos de explotación generación-red se citan por ejemplo la planificación de las ampliaciones de la red de transporte, la programación de descargos de los elementos de la red, o la resolución de restricciones que la red impone al despacho de generación.

Esta sección se ha organizado en tres apartados. El apartado 3.3.1 revisa los modelos de explotación de la generación desarrollados para los sistemas operados centralizadamente en el marco de la regulación tradicional. El apartado 3.3.2 revisa los modelos de explotación de la generación desarrollados para un entorno de mercado. Finalmente, el apartado 3.3.3 contiene las conclusiones de la revisión bibliográfica de modelos de explotación de la generación.

3.3.1 Modelos de explotación en el marco de la regulación tradicional

Modelos de explotación que no consideran explícitamente la red de transporte

La técnica de programación dinámica fue la primera en ser empleada en los modelos de explotación tradicionales [Lowery, 1966; Pang, et al., 1981]. Sin embargo, la dimensión del espacio de estado que resulta en sistemas reales hace imposible su aplicación práctica. Algunas

³ Es preciso señalar que en un mercado liberalizado, el valor del agua no está asociado al coste de sustitución térmica, sino al beneficio futuro que una empresa puede obtener en el futuro con dicho agua [Barquín, et al., 2000; García González, 2001].

aproximaciones efectuadas en la literatura reducen el espacio de estado mediante criterios heurísticos que establecen ordenes de prioridad [Pang, et al., 1976]. Sin embargo, la pérdida de optimalidad con este enfoque puede ser acusada en función del tamaño relativo de las unidades generadoras.

[Ramos, 1990] propone un modelo de explotación que optimiza la operación del parque generador para un horizonte temporal determinado. El problema se soluciona mediante el código de optimización MINOS (que combina los métodos de gradiente reducido y cuasi-Newton para la resolución del problema). La incertidumbre en la demanda se resuelve mediante la sucesiva optimización determinista de escenarios generados aleatoriamente mediante el método de Montecarlo. El modelo se aplica al sistema español.

El enfoque basado en el método de relajación lagrangiana ha sido una de las técnicas más utilizadas en la literatura para la solución de los modelos de explotación. En [Ferreira, et al., 1989; Guan, et al., 1994; Guan, et al., 1995] se formulan modelos de explotación de corto plazo que no consideran explícitamente la red de transporte, resueltos mediante el método de relajación lagrangiana.

Modelos de explotación generación-red

Nuevos requerimientos en aplicaciones específicas han dado paso a la inclusión de las restricciones de red en la formulación del problema. En aplicaciones reales es muy difícil modelar la red de transporte a través del modelo AC de la red de transporte [Cohen, et al., 1987]. La mayoría de los modelos de red incluidos en los modelos de explotación generación-red son modelos simplificados lineales DC, permitiendo únicamente la consideración de los límites de flujo de potencia por las líneas y transformadores del sistema.

En [Ramos, et al., 1995] se propone un modelo de explotación generación-red de medio plazo que modela de forma completa el parque de generación térmico, hidráulico y de bombeo. La red de transporte se representa a través del modelo lineal DC, considerando límites de flujo por las líneas en el caso base. El modelo propuesto se aplica al análisis del sistema eléctrico peninsular español. El problema de optimización de gran tamaño resultante se aborda mediante descomposición de Benders. Las pruebas efectuadas sugieren un mejor comportamiento del método de punto interior sobre el método SIMPLEX en la resolución del modelo de explotación [Ramos, et al., 1996].

[Sánchez, 1998] plantea mejoras en los tiempos en la ejecución de un modelo de explotación generación-red cuyo objetivo es la planificación de la red de transporte. La red de transporte se representa con el modelo DC. El modelo contempla el tratamiento de contingencias simples de generador y línea en modo preventivo y/o correctivo; en modo preventivo, las restricciones de límites de flujo de potencia por las líneas y transformadores ante hipótesis de contingencia se formulan linealmente utilizando factores de sensibilidad [Wood, et al., 1984]. Los trabajos se aplican a la planificación del sistema eléctrico peninsular español.

En [Batut, et al., 1992] se propone un modelo de explotación generación-red para determinar la programación diaria. La red se representa con el modelo DC. El problema se resuelve mediante el método de lagrangiano aumentado. El modelo se aplica a un caso real del sistema eléctrico francés.

Entre los modelos de explotación generación-red que modelan la red en DC, y que utilizan el método de solución de relajación lagrangiana se encuentran los trabajos de [Shaw, 1995], [Ruzic, et al., 1991], y [Tseng, et al., 1998].

Un enfoque basado en la descomposición de Benders se presenta en [Ma, et al., 1998], representando asimismo la red con un modelo DC. El problema maestro determina la programación de las unidades sin considerar la red de transporte. El subproblema resuelve las violaciones de los límites de flujos por las ramas para el programa propuesto por el maestro, ajustando generación y los transformadores desfasadores de fase. Se presentan resultados para un caso ejemplo de treinta nudos.

Otros modelos de explotación que modelan la red a través de un modelo DC se encuentran en las referencias [Abdul-Rahman, et al., 1996; Alguacil, et al., 2000; Wang, et al., 1995].

El modelo DC de red de transporte no permite tener en cuenta las tensiones en los nudos de la red de transporte. Por tanto, no es modelo válido para solucionar las restricciones debidas a problemas de tensión que la red de transporte impone al despacho de generación. Para solucionar las restricciones debidas a problemas de tensión, es necesario modelar la red transporte a través del modelo AC.

Un primer modelo de explotación de corto plazo que tiene en cuenta límites de tensión se presenta en [Baldick, 1995]. El método de solución es el método de relajación lagrangiana. Sin embargo, el modelo se aplica a un caso de pequeña dimensión reconociendo el autor las dificultades computacionales del modelo al aumentar el tamaño del sistema. En el modelo no se incluyen restricciones de red debidas a contingencias.

En [Guan, et al., 1996] se discute por un lado, la dificultad de modelar límites de tensión en modelos de explotación, y por otro, la dificultad de integrar un modelo de flujo de cargas óptimo con un modelo de explotación de la generación. Se propone un método general de integración de un modelo de explotación de la generación con un modelo de flujo de cargas óptimo, incluyendo los límites de tensión. En el método propuesto no se consideran restricciones de seguridad debidas a contingencias. Da la impresión que el método propuesto no ha sido implantado, puesto que no se presentan resultados de aplicación en sistemas eléctricos.

En [Ma, et al., 1999] se incorporan restricciones de tensión al modelo explotación anteriormente propuesto ([Ma, et al., 1998]), resuelto mediante descomposición de Benders. El enfoque planteado asume un planteamiento desacoplado de potencia activa-ángulos y potencia reactiva-tensiones, ignorando el efecto de la potencia activa sobre las tensiones de los nudos de la red de transporte. Se presentan resultados aplicados a una red eléctrica de tamaño mediano de 118 nudos.

En [Murillo-Sánchez, et al., 2001] se propone un modelo de explotación representando la red de transporte en AC. El modelo incluye restricciones debidas a problemas de tensión en el caso base, no así restricciones debidas a contingencias. El método de solución empleado es la relajación lagrangiana. Los autores confirman la alta carga computacional que el modelo requiere presentando resultados para redes de 30 y 118 nudos. Entre las sugerencias para posteriores desarrollos los autores citan explorar procesamiento en paralelo e investigar el valor adecuado de los parámetros del modelo en su aplicación a sistemas eléctricos de gran dimensión.

3.3.2 Modelos de explotación en un entorno de mercado

La investigación desarrollada en los modelos de explotación de la generación aplicados a un entorno de mercado, el énfasis se centra en el modelado detallado del parque de generación de cada agente, y en el modelado del funcionamiento del mercado y del comportamiento de los agentes competidores [Hobbs, et al., 2001]. Existe escasa bibliografía de modelos de explotación desarrollados en un entorno de mercado que incorporen explícitamente la red de transporte en la formulación.

Los principales modelos para representar el comportamiento de un mercado oligopolista⁴ son el modelo de Cournot [Alba, 1998] y el modelo de equilibrio de funciones de suministro (SFE, *'Supply Functions Equilibrium'*) [Klemperer, et al., 1989]. El modelo de Cournot considera como variables las cantidades a ofertar por cada agente, alcanzándose el equilibrio de mercado para un precio de energía eléctrica en que todos los agentes maximizan su beneficio. El modelo de equilibrio de funciones de suministro, modela el comportamiento de la demanda y de los competidores a través de la curva de demanda residual. La curva de demanda residual representa la cantidad que un agente vende en el mercado en función del precio de la energía eléctrica.

En [Ventosa, 2001; Ventosa, et al., 2001] se presenta una clasificación de los modelos de explotación de la generación orientados a un entorno de mercado. Los criterios de clasificación son el tratamiento de la incertidumbre, el nivel de detalle con el que se modela el parque de generación y la flexibilidad en el modelado del mercado. La clasificación realizada pone de manifiesto el compromiso que existe entre un alto nivel de detalle en el modelado y un alto nivel de detalle en el modelado del parque de generación.

Entre los modelos de explotación más relevantes desarrollados en el contexto del mercado español de energía eléctrica se encuentran los siguientes. [Ventosa, 2001a] propone un modelo de explotación anual que simula el comportamiento de un mercado oligopolista a través del modelo de Cournot, resolviéndose mediante el problema complementario. [García-González, 2001] plantea un modelo de explotación semanal determinista, modelando el comportamiento del mercado a través de la curva de demanda residual. [Baillo, et al., 2000] proponen un enfoque estocástico novedoso de modelo de explotación que considera la incertidumbre a través de un conjunto de curvas de demanda residual para la programación diaria de unidades. Las distintas condiciones no lineales son modeladas de forma eficiente a través de variables enteras. En [Otero, et al., 1998] se simula la explotación de la generación a corto plazo en el mercado mediante un proceso iterativo basado en las reglas de Wilson [Wilson, 1997].

Otros modelos de explotación de la generación desarrollados para el nuevo contexto competitivo del sector eléctrico pueden encontrarse en las referencias [Gross, et al., 1996], [Guan, et al., 2001], [Richter, et al., 2001], [Song, et al., 2000], [Zhang, et al., 2000].

Entre los modelos de explotación de la generación para un entorno de mercado, que incorporen la red de transporte se encuentra [Hobbs, 1999]. El funcionamiento del mercado eléctrico se

⁴ El oligopolio en un mercado de energía eléctrica se produce cuando el número de agentes participantes es limitado, teniendo cuotas de mercado de similar magnitud. De esta forma, cada una de las decisiones de los agentes influye en el precio final de la energía eléctrica. La mayoría de los mercados de energía eléctrica presenta la característica de oligopolio.

modela considerando las posibles congestiones de la red de transporte, a través del modelo de red DC. El modelo planteado responde a un problema complementario lineal.

3.3.3 Conclusiones

La revisión bibliográfica de los modelos explotación de la generación desarrollados en la literatura ha puesto de manifiesto que éstos no responden satisfactoriamente a un modelado AC de la red de transporte, para su aplicación a un sistema real de gran dimensión. La Figura 3-2 representa las características que los modelos de explotación de la generación (MDE en la Figura) y los modelos de explotación generación-red (MDE G-R en la Figura) desarrollados en la literatura verifican para su aplicación a un sistema real de gran dimensión.

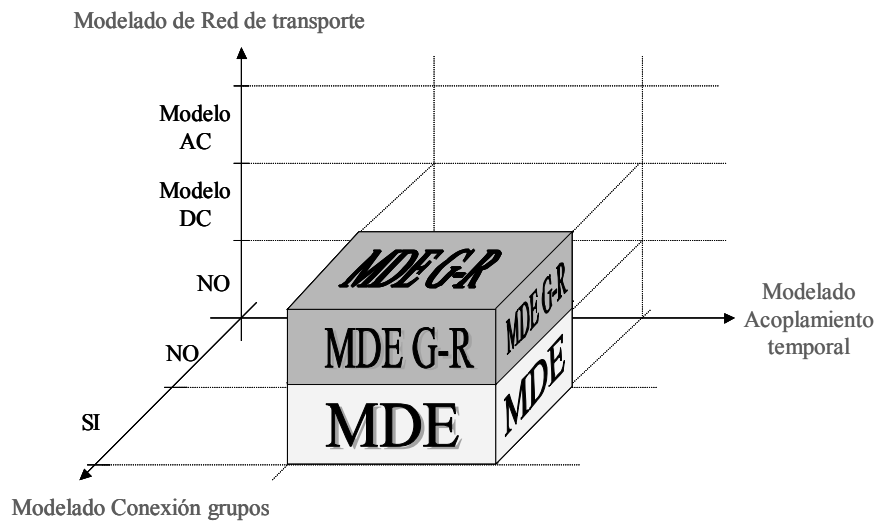


Figura 3-2: Características de los modelos de explotación de la generación desarrollados en la literatura

3.4 Revisión bibliográfica de OPF

Los OPF optimizan la operación del sistema para un escenario que representa la fotografía del sistema para un instante determinado, modelando por tanto la red de transporte. La optimización se realiza sobre escenarios individuales, y no modela acoplamientos temporales existentes entre escenarios consecutivos. En general, los OPF se formulan como un problema de optimización de función objetivo no lineal y restricciones no lineales. Adicionalmente pueden contener variables enteras.

Diferentes tipos de OPF pueden ser definidos con distintas funciones objetivo dependiendo de la aplicación específica para la que se destine. A su vez, el nivel de detalle del modelado de la red de transporte en un OPF también viene condicionado por la aplicación para la que se diseña. Existen varias referencias dedicadas a la revisión bibliográfica de algoritmos de flujo de cargas óptimo [Momoh, et al., 1999a; Momoh, et al., 1999b]. En [Huneault, et al., 1991] se realiza una clasificación cronológica del problema de flujo de cargas óptimo en función de la función objetivo presentando en torno a 160 referencias bibliográficas. Se concluye que la mayoría de los flujos de cargas óptimos se han desarrollado para la minimización de los costes de generación. Un escaso porcentaje está orientado a la minimización de las pérdidas de transporte como función de los ángulos y tensiones del sistema.

Los flujos de cargas óptimo con restricciones de seguridad (SCOPF) determinan un punto de operación seguro del sistema mediante el ajuste de los elementos de control de los que dispone el sistema, incorporando el criterio preventivo o correctivo ante hipótesis de contingencia. La formulación general de un SCOPF es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \min_{\mathbf{x}_0, \mathbf{x}_{C1}, \dots, \mathbf{x}_{CN}} & f(\mathbf{x}_0, \mathbf{x}_{C1}, \dots, \mathbf{x}_{CN}) \\
 & \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) = 0 \\
 & \mathbf{h}(\mathbf{x}_0) \leq 0 \\
 & \mathbf{g}_{C1}(\mathbf{x}_{C1}) = 0 \\
 & \mathbf{h}_{C1}(\mathbf{x}_{C1}) \leq 0 \\
 & \vdots \\
 & \mathbf{g}_{CN}(\mathbf{x}_{CN}) = 0 \\
 & \mathbf{h}_{CN}(\mathbf{x}_{CN}) \leq 0
 \end{aligned} \tag{3.7}$$

donde:

\mathbf{x}_0 : vector de variables de control del sistema en el caso base

\mathbf{x}_{Ci} : vector de variables de control del sistema ante la ocurrencia de la contingencia ci

$\mathbf{g}(\mathbf{x}_0)$: vector de ecuaciones de igualdad del flujo de cargas que describen el comportamiento del sistema en el caso base

$\mathbf{h}(\mathbf{x}_0)$: vector de restricciones de desigualdad que imponen que las variables se encuentren dentro de límites

$\mathbf{g}_{Ci}(\mathbf{x}_{Ci})$: vector de ecuaciones de igualdad del flujo de cargas que describen el comportamiento del sistema ante la ocurrencia de la contingencia ci

$\mathbf{h}_{Ci}(\mathbf{x}_{Ci})$: vector de restricciones de desigualdad que imponen que las variables se encuentren dentro de límites ante la ocurrencia de la contingencia ci

$f(\mathbf{x}_0, \mathbf{x}_{C1}, \dots, \mathbf{x}_{CN})$: función objetivo a minimizar en el SCOPF

Entre las variables habituales de control consideradas en un SCOPF se pueden citar por un lado el redespacho de generación, y por otro el ajuste de elementos de control de tensión (tensiones de los generadores, tomas de los transformadores y reactancias y condensadores del escenario). La inclusión de los criterios de seguridad ante hipótesis de contingencia incrementa considerablemente el tamaño del problema a resolver. El método clásico utilizado para incluir el tratamiento de contingencias dentro de un SCOPF consiste en añadir las restricciones linealizadas correspondientes a las magnitudes violadas de cada contingencia, haciendo uso de los factores de sensibilidad respecto a los elementos de control de tensión [Gómez San Román, 1989; Wood, et al., 1984]

La clasificación realizada en [Bacher, 1997] divide los OPF en dos tipos:

- 1) OPF de *clase A*. En los OPF de clase A el algoritmo de solución del flujo de cargas está separado del algoritmo de solución del problema de optimización. La optimización consiste en un proceso iterativo donde en cada iteración se resuelve el problema de optimización que sustituye las restricciones no lineales del OPF en restricciones

linealizadas en el punto de operación. En cada iteración, el punto de operación del sistema se actualiza con la solución del flujo de cargas. Dependiendo de la naturaleza de la función objetivo, los algoritmos de clase A se clasifican en los siguientes tipos:

- i) OPF de clase A con función objetivo *lineal*. Cuando la función objetivo se expresa de forma lineal, la solución del problema de optimización en cada iteración se realiza mediante programación lineal (método SIMPLEX [Ramos, 1998] o método de punto interior [Quintana, et al., 2000; Wright, et al., 1998]).
 - ii) OPF de clase A con función objetivo *cuadrática*. La solución del problema de optimización en cada iteración se realiza mediante programación cuadrática [Alonso, 2001] (método de punto interior).
 - iii) OPF de clase A con función objetivo *no-lineal*. La solución del problema de optimización en cada iteración se realiza con los métodos del gradiente y del gradiente reducido [Ramos, 1998].
- 2) OPF de *clase B*. En los OPF de clase B, el algoritmo de solución del flujo de cargas está integrado en el algoritmo de solución del problema de optimización. Las restricciones de desigualdad se modelan a través de las condiciones de Karush-Kuhn-Tacker o mediante funciones barrera introducidas en la función objetivo [Ramos, 1998]. Entre los métodos de solución de los OPF de clase B figuran el método de Newton y el método de punto interior.

La referencia [Delson, et al., 1992] ilustra la aplicación de la programación lineal a la operación, planificación y economía de los sistemas eléctricos de potencia. Los OPF basados en programación lineal (OPF de clase A con función objetivo lineal, o linealizada en cada iteración en el punto de operación) presentan varias ventajas sobre los métodos basados en programación cuadrática o no lineal [Bertram, et al., 1990]:

- Mayor fiabilidad para obtener la solución óptima.
- Mayor facilidad para detectar infactibilidades.
- Mayor número de límites operativos pueden ser incluidos en aquellos OPF resueltos con técnicas de programación lineal, como por ejemplo las restricciones de seguridad debidas a contingencias.
- Gran rapidez de cálculo cuando no existen muchas variables del problema en límites. Este es el caso de los sistemas eléctricos de potencia.
- Los códigos de optimización comerciales más potentes desarrollados son aquellos diseñados para la resolución de problemas con función objetivo lineal y restricciones lineales [Ceria, 2001; CPLEX, 1997].
- Gran eficiencia para la minimización de funciones separables.

Por otro lado, los OPF de clase B presentan dificultades cuando el número de restricciones de desigualdad es elevado. Otras deficiencias achacables a este tipo de OPF son la lentitud de convergencia, requerimiento de una solución factible inicial, gran dependencia del ajuste de

parámetros de convergencia⁵, y una menor fiabilidad en la obtención de la solución [Meliopoulus, et al., 1983; Sun, et al., 1984; Gómez, et al., 1993].

Las ventajas de los OPF lineales reseñadas en los puntos anteriores, junto con la presencia de variables enteras⁶ en los desarrollos a efectuar en esta tesis, ha propiciado la elección de la programación lineal como método de solución en los desarrollos efectuados en la tesis.

La estructura general de un OPF basado en programación lineal se presenta en la Figura 3-3. El proceso comienza con la solución del flujo de cargas inicial. En cada iteración se linealizan las restricciones y la función objetivo alrededor del punto de operación, y se resuelve el problema de optimización lineal resultante. Con el resultado obtenido se actualizan las variables de control y se ejecuta un nuevo flujo de cargas. Si la mejora en la función objetivo es mayor que el umbral de parada establecido, el proceso se repite.

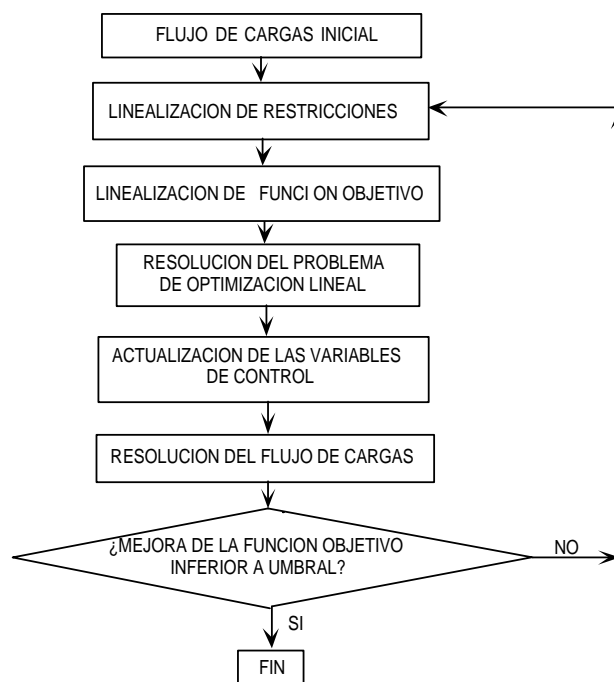


Figura 3-3: Estructura general de un OPF basado en programación lineal

El problema planteado en esta tesis se centra en la optimización de la solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica, teniendo en cuenta la estrecha relación existente entre la solución de restricciones técnicas y el control de tensión. Por ello, el énfasis de la revisión bibliográfica se centra en los SCOPF. También son de interés los OPF que optimizan la operación del sistema mediante la minimización de pérdidas. La obtención del punto de operación óptimo del sistema se realiza en esta tesis después de resolver las restricciones técnicas en el sistema. La revisión bibliográfica de OPF para la minimización de

⁵ La tesis ha investigado la minimización de pérdidas de transporte a través del OPF de clase B por punto interior descrito en [Martínez Ramos, et al., 1996]. Se comprobó que la convergencia del método era altamente dependiente de la elección de parámetros del OPF.

⁶ La tesis modela el estado de las reactancias y condensadores, y la conexión/desconexión de generadores a través de variables enteras.

pérdidas a través de programación lineal está contenida en el Apéndice A que describe el OPF desarrollado en la tesis para optimizar pérdidas y márgenes de reactiva.

A continuación figura la revisión bibliográfica de SCOPF⁷ basados en programación lineal. Dada la gran cantidad de SCOPF desarrollados en la literatura, la revisión efectuada no pretende ser completa. Sin embargo, sí tiene como objetivo resaltar las aportaciones realmente novedosas para la discusión y resolución eficiente de SCOPF basados en programación lineal.

Revisión bibliográfica de SCOPF basados en programación lineal

La práctica habitual en los SCOPF considera el problema activa/reactiva de manera desacoplada [Chamorel, et al., 1982; Shoults, et al., 1982; Yan, et al., 1996]:

- El subproblema de activa determina los elementos de control de activa, de tal manera que no se produzcan violaciones debidas a sobrecargas. La función objetivo que se considera normalmente, corresponde al coste total del despacho de generación.
- El subproblema de reactiva determina las posiciones de los elementos de control de reactiva, de tal manera que no se produzcan violaciones de tensión. Entre las funciones objetivo que se consideran se encuentran las pérdidas del sistema o las desviaciones de los elementos de control.

Las pruebas efectuadas en [Papalexopoulus, et al., 1989] en varios sistemas eléctricos reales de gran dimensión demuestran la conveniencia de desacoplar el problema en sus partes activa y reactiva desde el punto de vista práctico. Entre las ventajas, cabe citar:

- 1) El problema acoplado tiene un tamaño doble al de cada subproblema de activa y reactiva. La mejora computacional conseguida al desacoplar el problema es significativa. Este aspecto es crítico en sistemas de gran dimensión.
- 2) La división del problema permite utilizar diferentes técnicas de optimización en los diferentes subproblemas de activa y reactiva⁸.
- 3) El desacoplamiento permite ejecutar los subproblemas de activa y reactiva con distinta periodicidad. Por ejemplo, se puede ejecutar un despacho de generación en un horizonte diario, y un ajuste de elementos de control de tensión en cada periodo horario de programación para minimizar las pérdidas del transporte.

Entre los OPF que plantean únicamente el subproblema de activa figuran los siguientes: en [Stott, et al., 1979] se formula un problema lineal que minimiza el coste total del despacho de generación. El coste de cada generador se modela a través de una función lineal a trozos. No se consideran contingencias; el funcionamiento del algoritmo se realiza para una red de 30 nudos. En [Elacqua, et al., 1982] se plantea un modelo similar para su aplicación en tiempo real en el sistema eléctrico de Nueva York. El modelo considera las rampas de subida y bajada en el

⁷ En sentido riguroso, el término SCOPF se refiere a aquellos flujos de cargas óptimos que incluyen las restricciones de seguridad ante hipótesis de contingencia. No obstante, con objeto de completar la revisión, el apartado revisa algunos OPF que utilizan los elementos de control para conseguir un punto de operación seguro únicamente en el caso base.

⁸ Por ejemplo, se puede utilizar programación lineal en el subproblema de activa, y programación cuadrática en el subproblema de reactiva.

periodo de ejecución de 5 minutos. No se consideran contingencias. [Stott, et al., 1978] plantea el redespacho de generación en modo preventivo y correctivo para contingencias. El algoritmo se aplica en redes de hasta 462 nudos. Los autores modelan aproximadamente el flujo de reactiva por las ramas reduciendo el límite de flujo de potencia activa. El modelo de solución de restricciones técnicas interzonales en el mercado eléctrico de California corresponde a un modelo lineal de activa⁹ que determina el redespacho de generación de mínimo coste, en función de las ofertas enviadas por los *Scheduling Coordinators* [Alomoush, et al., 2000; Papalexopoulos, et al., 1998; Singh, et al., 1998].

Entre los trabajos que plantean únicamente el subproblema de reactiva figuran los siguientes: en [Hobson, 1980] se plantea un problema lineal de control de tensión que minimiza el coste de las inyecciones de reactiva necesarias para mantener un perfil de tensión adecuado en los nudos de la red de transporte. El modelo se aplica a una red de 268 nudos y 392 ramas. En [Mamandur, 1982] se minimizan las desviaciones de los elementos de control de tensión para aliviar las violaciones de sobretensión, subtensión y reactiva de grupos. Se presenta un caso ejemplo de un sistema de 30 nudos.

Entre las referencias que plantean un OPF desacoplado activa/reactiva se encuentran: En [Chamorel, et al., 1982] se plantea la minimización de las inyecciones de activa y reactiva mediante programación lineal. Se consideran únicamente límites de funcionamiento en el caso base. Se presentan resultados para un caso ejemplo de 47 nudos. En [Bijwe, et al., 1993] se resuelve de manera desacoplada las sobrecargas a través de un modelo lineal y las violaciones de tensión a través de un modelo de programación cuadrática. En la formulación no se consideran contingencias. Se presentan casos ejemplo aplicados a un sistema de 25 nudos. Un planteamiento similar se presenta en [Yan, et al., 1996], que se aplica a un sistema de 175 nudos y 215 ramas.

Sin embargo, tal como se ha comprobado en esta tesis, la potencia activa puede tener un efecto clave en el mantenimiento de un perfil adecuado de tensiones en el sistema [Bell, et al., 2000]. En [Kirschen, et al., 1988] se propone resolver de manera desacoplada un OPF de activa y un OPF de reactiva. Una vez resuelto se chequea si la solución es aceptable; si no es aceptable se repite el proceso, incorporando en el OPF de activa las sensibilidades de las tensiones en los nudos de la red respecto a la inyección de potencia activa. El modelo se aplica a un sistema real que incluye 685 nudos y 1391 ramas.

En [Monticelli, et al., 1990] se describe un SCOPF que resuelve las contingencias en modo correctivo. Se vigilan límites en los flujos por las ramas, tensiones del sistema y reactivas generadas por las unidades. Los resultados se limitan a un sistema de 118 nudos. La referencia [Meliopoulos, et al., 1983] plantea la minimización de acciones de control para obtener un punto de funcionamiento seguro. Se modelan las reactancias a través de variables enteras. El modelo no considera hipótesis de contingencia. Se presentan resultados para una red de 981 nudos.

⁹ Las restricciones debidas a problemas de tensión están modeladas a través de límites por los flujos de las líneas de interconexión entre áreas.

Conclusiones

Las conclusiones obtenidas en la revisión bibliográfica de algoritmos de flujos de cargas óptimos con restricciones de seguridad basados en programación lineal, se citan en los siguientes puntos:

- 1) El efecto clave de la potencia activa en el mantenimiento de un perfil adecuado de tensión se ignora en la mayoría de las referencias consultadas.
- 2) La mayoría de las referencias presentan resultados en sistemas de pequeña dimensión, que en absoluto son indicativos de un comportamiento eficiente en sistemas de gran dimensión.
- 3) Las referencias que incluyen restricciones debidas a contingencias normalmente modelan únicamente contingencias simples de ramas y/o generadores, no incorporando contingencias múltiples de dobles circuitos o de grupo y línea.
- 4) Ningún SCOPF de la literatura considera la conexión de nueva generación a través de variables enteras para la solución de violaciones debidas a sobrecargas y a tensión¹⁰.

La Figura 3-4 ilustra las características que los algoritmos de flujo de cargas óptimo desarrollados en la literatura verifican para su aplicación a un sistema real de gran dimensión.

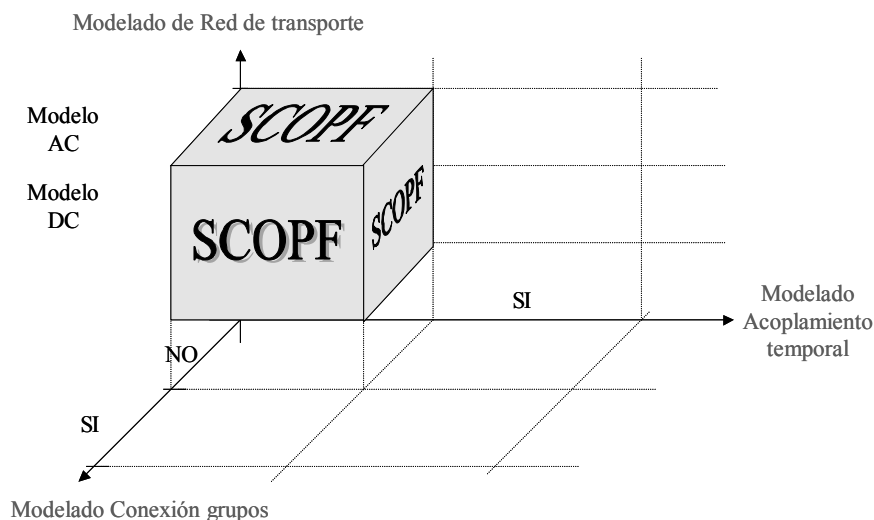


Figura 3-4: Características de los algoritmos de flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad

3.5 Propuesta de método de solución

Esta sección expone el método propuesto en la tesis para encontrar la solución óptima de las restricciones técnicas para los 24 escenarios horarios de programación de un día en el mercado español de energía eléctrica, y a su vez obtener un punto óptimo de operación del sistema. La

¹⁰ Si bien un SCOPF que incluya la conexión de unidades generadoras se puede considerar el caso particular de un modelo de explotación (que si modela la conexión de grupos) aplicado a un único periodo temporal de programación (y por tanto sin acoplamiento temporal entre periodos). En la revisión de modelos de explotación de la generación se ha puesto de manifiesto la dificultad de incluir restricciones debidas a problemas de tensión en el caso base y ante hipótesis de contingencia.

Figura 3-5 ilustra el hueco rellenado por los desarrollos de esta tesis, con respecto a los métodos de solución de restricciones técnicas existentes en la literatura.

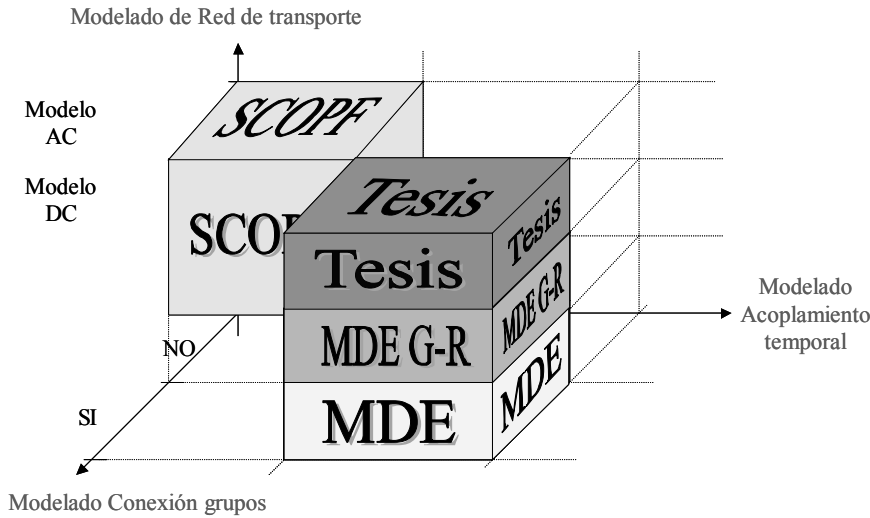


Figura 3-5: Mejora del método de solución propuesto en la tesis sobre los modelos matemáticos de solución propuestos en la literatura

El método propuesto descompone el problema en dos etapas:

- 1) *Factibilidad*. En esta etapa se optimiza la solución de restricciones obteniendo el redespacho de generación de mínimo sobrecoste que resuelve las restricciones que la red de transporte impone a la casación inicial en cada uno de los periodos horarios de programación para el día siguiente. Se conectan los grupos necesarios y se ajustan los elementos de control de tensión para eliminar las sobrecargas y las violaciones de límites de tensión que aparecen en funcionamiento normal, y ante hipótesis de contingencia con criterio preventivo.
- 2) *Optimalidad*. Una vez solucionadas las restricciones técnicas, se ajustan los elementos de control de tensión en cada escenario horario a través de un OPF. El objetivo de la etapa de optimalidad consiste en encontrar el punto óptimo de operación del sistema en cada escenario horario, minimizando las pérdidas de transporte y maximizando los márgenes de reactiva de los grupos¹¹.

La estrategia de separar un problema de OPF en una etapa de factibilidad y otra de optimalidad ha sido propuesta en [Gómez, et al., 1996]. Se propone inicialmente solucionar los problemas de tensión a través de un algoritmo heurístico correctivo de potencia reactiva [Gómez Expósito, et al., 1993] (etapa de factibilidad), para posteriormente optimizar la operación del sistema minimizando las pérdidas del transporte [Martínez Ramos, et al., 1995] (etapa de optimalidad).

En la etapa de factibilidad, la solución de restricciones debidas a sobrecargas y debidas a problemas de tensión se efectúa separadamente.

Primeramente se resuelven las restricciones técnicas debidas a sobrecargas detectadas en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia, mediante la representación de la red de transporte a través del modelo lineal DC. Teóricamente, la solución debe realizarse de manera

¹¹ Es preciso señalar, que con la evolución temporal de la demanda, un intervalo de una hora es adecuado para ejecutar un OPF de minimización de pérdidas [El-Kady, et al., 1986].

acoplada en los 24 escenarios horarios de programación. Sin embargo, en el sistema eléctrico español la solución de restricciones debidas a sobrecargas de forma acoplada no es relevante. La resolución desacoplada de cada escenario horario individual, ofrece además mayor transparencia y claridad a la hora de efectuar la separación de redespachos en efectivos y de compensación (ver capítulo 4). Por ello, la tesis propone resolver las restricciones técnicas debidas a sobrecargas en cada escenario horario de manera desacoplada.

La conexión de unidades inicialmente no casadas para eliminar las restricciones debidas a sobrecargas supone una nueva fuente de inyección de reactiva en el sistema, y a su vez, una redistribución de los flujos de potencia activa entre áreas exportadoras e importadoras de energía. De este modo, el número y la severidad de las restricciones debidas a problemas de tensión que aparecen en el sistema pueden verse modificados, y por ello, la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas se realiza antes que la solución de las restricciones debidas a problemas de tensión.

Una vez solucionadas las restricciones técnicas debidas a sobrecargas, se solucionan las restricciones debidas a problemas de tensión. Dada la complejidad y dificultad del problema, la tesis propone encontrar la solución óptima de las restricciones de tensión en la etapa de factibilidad en dos pasos:

- 1) Primeramente, se resuelven desacopladamente las restricciones debidas a problemas de tensión, de forma individual en cada uno de los 24 escenarios horarios de programación. En la solución desacoplada de cada escenario horario la red de transporte se representa de manera detallada a través del modelo AC. En cada hora, se considera el coste de arranque de los grupos no casados a conectar como el término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja.
- 2) Seguidamente, se obtiene la solución acoplada de restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios, integrando la información procedente de la solución desacoplada de cada escenario individual. Dicha información consiste en las necesidades de conexión de nueva generación (aporte de potencia activa y reactiva) para la solución de restricciones técnicas en cada escenario horario, y en las sensibilidades de las tensiones de los nudos con violaciones con respecto a inyección de potencia activa y reactiva en los nudos de los generadores inicialmente no casados. La solución acoplada determina cual es el conjunto de grupos que es necesario acoplar en cada hora para solucionar de manera óptima las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión, teniendo en cuenta el acoplamiento económico a través del coste de arranque de los grupos.

La Figura 3-6 ilustra el método de solución de restricciones técnicas propuesto en la tesis. Las ventajas que ofrece el método propuesto se recogen en los siguientes puntos:

- Un planteamiento global del problema en un sistema de gran dimensión como es el sistema español resulta inviable desde el punto de vista computacional.
- Dentro de un mercado de energía eléctrica, es de vital importancia garantizar poder encontrar la solución a las restricciones técnicas. La descomposición del problema global en subproblemas de más fácil solución e implementación, aumenta la fiabilidad para encontrar la solución óptima.

- Desde el punto de vista operativo, la separación de la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas y a problemas de tensión, permite al operador identificar de forma inequívoca los redespachos de generación que corresponden a la solución de cada una de las violaciones que aparecen. De este modo, se garantiza la claridad y transparencia en el proceso de solución de restricciones técnicas dentro un mercado de energía eléctrica¹².

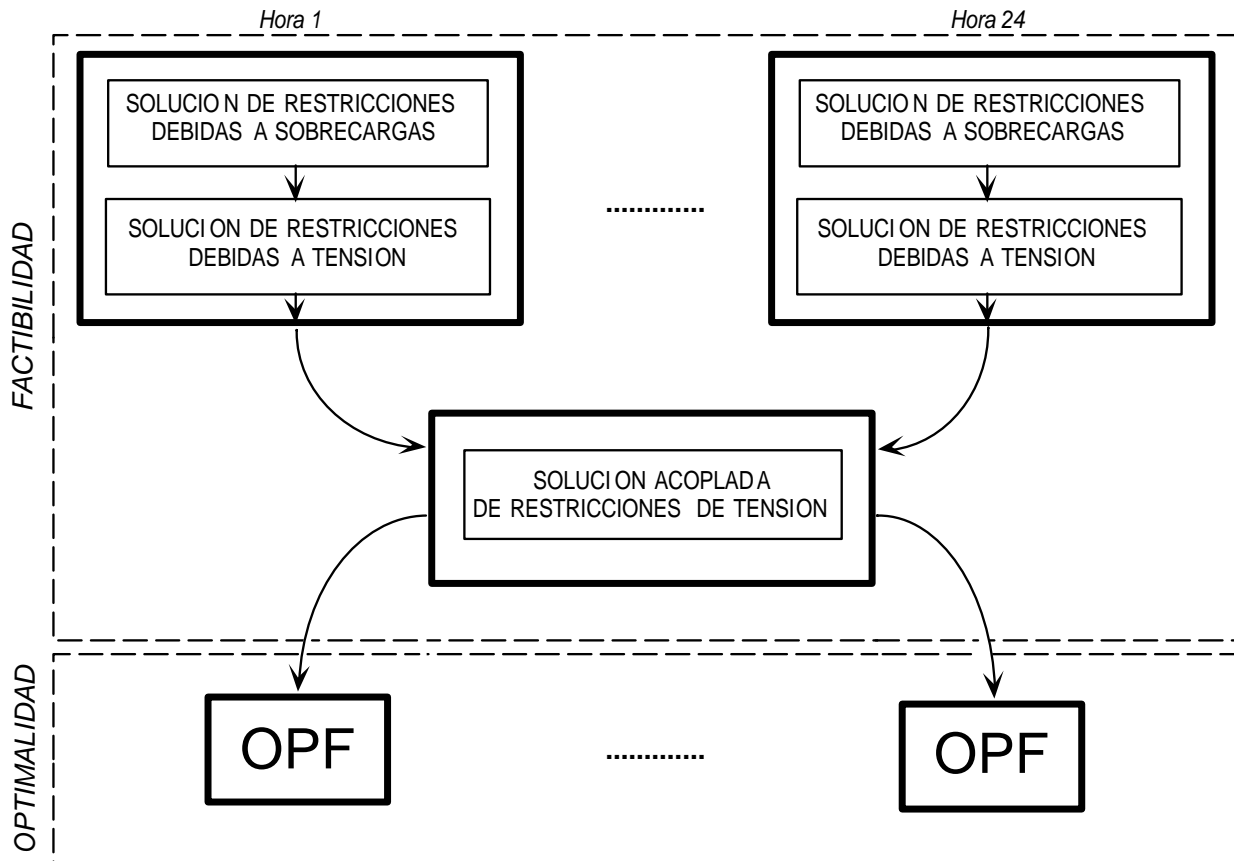


Figura 3-6: Método de solución de restricciones técnicas propuesto en la tesis

3.6 Conclusiones

La optimización de la solución centralizada de las restricciones técnicas en los 24 escenarios horarios de programación para un día en el mercado eléctrico español de energía eléctrica, mediante el redespacho de la generación especificada en la casación inicial efectuada por el Operador del Mercado, es un problema de magnitud y dificultad muy elevada. La naturaleza del problema responde a un problema de optimización no lineal con presencia de variables enteras. Un planteamiento global en un sistema de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español resulta inviable desde el punto de vista computacional.

Un modelo matemático de solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica, debe determinar la conexión de unidades inicialmente no casadas, los redespachos de

¹² Es preciso señalar que el Operador del Sistema tiene obligación de justificar desde el punto de vista técnico y económico los redespachos que efectúe para solucionar las restricciones técnicas.

generación de unidades inicialmente casadas, y las posiciones de los elementos de control de tensión. Una vez solucionadas de forma óptima las restricciones técnicas (etapa de factibilidad), es deseable encontrar un punto de operación óptimo del sistema (etapa de optimalidad).

En la solución de restricciones del caso español, resulta imprescindible representar la red de transporte a través de un modelo AC (para poder dar solución a las restricciones debidas a problemas de subtensión que muy frecuentemente aparecen en el sistema eléctrico peninsular español), incorporar las restricciones debidas a contingencias en modo preventivo y considerar el acoplamiento económico existente entre los 24 escenarios horarios de la programación diaria. El desarrollo de un modelo que contemple las distintas características y peculiaridades impuestas por la regulación española y por los criterios técnicos de operación del sistema, y que sea aplicable en la práctica a un sistema real de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español, no ha sido resuelto satisfactoriamente hasta el momento en la literatura.

El método de solución propuesto en la tesis descompone el problema en 2 etapas: factibilidad y optimalidad. La etapa de factibilidad resuelve las restricciones técnicas mediante el redespacho de generación de mínimo sobre coste para el sistema. Una vez resueltas las restricciones técnicas, la etapa de optimalidad obtiene el punto de operación óptimo del sistema minimizando las pérdidas de transporte del sistema y maximizando los márgenes de reactiva de los grupos generadores en cada escenario horario.

La solución de restricciones debidas a sobrecargas y debidas a problemas de tensión se efectúa separadamente. Primeramente se resuelven las restricciones técnicas debidas a sobrecargas detectadas en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia. La solución de restricciones debidas a sobrecargas se efectúa en cada escenario horario de manera desacoplada, modelando la red a través de un modelo DC. Una vez solucionadas las restricciones técnicas debidas a sobrecargas, se solucionan las restricciones debidas a problemas de tensión. Primeramente se resuelven desacopladamente las restricciones debidas a problemas de tensión, de forma individual en cada uno de los 24 escenarios horarios de programación. Seguidamente, se obtiene la solución acoplada de restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios, integrando la información procedente de la solución desacoplada.

Los siguientes capítulos detallan los métodos de detección y solución de las restricciones debidas a sobrecargas y a problemas de tensión desarrollados en la tesis. El capítulo 4 detalla la detección y solución de restricciones debidas a sobrecargas en el sistema eléctrico peninsular español. El capítulo 5 contiene la detección y solución de restricciones debidas a problemas de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. A su vez, el apéndice B detalla el OPF desarrollado en la tesis para optimizar las pérdidas de transporte y los márgenes de reactiva.

3.7 Bibliografía

[Abdul-Rahman, et al., 1996]

K. H. Abdul-Rahman, S. M. Shahidehpour, M. Agangic, S. Mokhtari, “A practical resource scheduling with OPF constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, No. 1, pp. 254-259, February 1996.

[Alba, 1998]

J. Alba, “Economía y Regulación de los Sistemas de Energía Eléctrica”, Curso del Programa de Doctorado de la ETS de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas, 1998.

[Alguacil, et al., 2000]

N. Alguacil, A. J. Conejo, “Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 1, pp. 196-201, February 2000.

[Alomoush, et al., 2000]

M. I. Alomoush, S. M. Shahidehpour, “Contingency-constrained congestion management with a minimum number of adjustments in preferred schedules”, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22 (2000), pp. 277-290, 2000.

[Alonso, 2001]

J. Alonso, “Algoritmos de optimización para el control secundario de tensiones y potencia reactiva en sistemas de energía eléctrica”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 2001.

[Bacher, 1997]

R. Bacher, “The Optimal Power Flow (OPF) and its solution by the Interior Point Approach”, Reactive power management and voltage control, EES-UETP Course, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Diciembre 1997.

[Baillo, et al., 2000]

A. Baillo, M. Ventosa, M. Rivier, A. Ramos, “Strategic Bidding under Uncertainty in a Competitive Electricity Market”, *6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Madeira, Portugal, September 2000.

[Baldick, 1995]

R. Baldick, “The Generalized Unit Commitment Problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, No. 1, pp. 465-473, February 1995.

[Barquín, et al., 2000]

J. Barquín, J. García-González, J. Román, “Water value in Competitive Markets: Dynamic Programming and Game Theory”, *6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Madeira (Portugal), September 2000.

[Batut, et al., 1992]

J. Batut, A. Renaud, “Daily Generation Scheduling Optimization with Transmission Constraints: A New Class of Problems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, No. 3, pp. 982-989, August 1992.

[Bell, et al., 2000]

K. R. W. Bell, D. S. Kirschen, “Improved Sensitivities in MW Dispatch for Control of Voltage”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 3, pp. 1034-1040, August 2000.

[Bertram, et al., 1990]

T. J. Bertram, K. D. Demaree, L. C. Dangelmaier, “An Integrated Package for Real-Time Security Enhancement”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, No. 2, pp. 592-600, May 1990.

[Bijwe, et al., 1993]

P. R. Bijwe, D. P. Kothari, L. D. Arya, “Alleviation of line overloads and voltage violations by corrective rescheduling”, *IEE Proceedings C*, vol. 140, No. 4, pp. 249-255, July 1993.

[Carpentier, et al., 1982]

J. Carpentier, A. Merlin, “Optimization Methods in Planning and Operation”, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, vol. 4, No. 1, pp. 11-18, January 1982.

[Ceria, 2001]

S. Ceria, “Solving hard mixed.integer programs for electricity generation,” *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2001, pp. 153-166.

[Chamorel, et al., 1982]

P. A. Chamorel, A. J. Germond, “An efficient constrained power flow technique based on active-reactive decoupling and the use of linear programming”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, No. 1, pp. 158-167, January 1982.

[Cohen, et al., 1987]

A. I. Cohen, V. R. Sherkat, “Optimization-Based Methods for Operations Scheduling”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 75, No. 12, pp. 1574-1591, December 1987.

[CPLEX, 1997]

CPLEX, *Using the CPLEX Callable Library*, ILOG, Inc., 1997.

[Delson, et al., 1992]

J. K. Delson, S. M. Shahidepour, “Linear Programming Applications to Power System Economics, Planning and Operations”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, No. 3, pp. 1155-1163, August 1992.

[Elacqua, et al., 1982]

A. J. Elacqua, S. L. Corey, “Security Constrained Dispatch at the New York Power Pool”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, No. 8, pp. 2876-2883, August 1982.

[El-Kady, et al., 1986]

M. A. El-Kady, B. D. Bell, V. F. Carvalho, R. C. Burchett, H. H. Happ, D. R. Vierath, “Assessment of Real-Time Optimal Voltage Control”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-1, No. 2, pp. 98-105, May 1986.

[Ferreira, et al., 1989]

L. A. F. M. Ferreira, T. Anderson, C. F. Imparato, T. E. Miller, C. K. Pang, “Short-Term Resource Scheduling in Multi-Area Hydrothermal Power Systems”, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, vol. 11, No. 3, pp. 200-212, 1989.

[García González, 2001]

J. García González, “Optimización de la explotación en el corto plazo y elaboración de ofertas en un sistema eléctrico liberalizado. Naturaleza del problema y métodos de solución”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 2001.

[Gómez, et al., 1996]

A. Gómez, J. L. Martínez, A. Cabrera, J. Cortés, J. J. Mateos, J. L. Ruiz, E. Méndez, Y. Cuéllar, A. Hurtado, “Benefits of Using an Operational Tool for Reactive Power Scheduling”, *12th Power System Computation Conference (PSCC'96)*, Dresden, pp. 844-850, August 12-16, 1996.

[Gómez Expósito, et al., 1993]

A. Gómez-Expósito, J. L. Martínez Ramos, J. L. Ruiz Macías, Y. Cuéllar Salinas, “Sensitivity-Based Reactive Power Control for Voltage Profile Improvement”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, No. 3, pp. 937-945, August 1993.

[Gómez San Román, 1989]

T. Gómez San Román, “Localización y dimensionamiento de nuevos elementos de compensación de potencia reactiva en redes eléctricas de transporte atendiendo a consideraciones de carácter técnico y económico: costes de instalación y explotación, y criterios de seguridad”, Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid, 1989.

[Gross, et al., 1996]

G. Gross, D. J. Finlay, “Optimal Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets”, *12th Power Systems Computation Conference*, Dresden (Germany), pp. 815-823, August 1996.

[Guan, et al., 1994]

X. Guan, P. B. Luh, H. Ian, P. M. Rogan, “Optimization-Based Scheduling of Hydrothermal Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, No. 2, pp. 1023-1031, May 1994.

[Guan, et al., 1995]

X. Guan, P. B. Luh, L. Zhang, “Non-linear Approximation Method in Lagrangian Relaxation-Based Algorithms for Hydrothermal Scheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, No. 2, pp. 772-778, May 1995.

[Guan, et al., 1996]

X. Guan, R. Baldick, W.-H. Edwin-Liu, “Integrating Power System Scheduling and Optimal Power Flow”, *12th Power Systems Computation Conference (PSCC'96)*, Dresden, pp. 717-723, August 19-23, 1996.

[Guan, et al., 2001]

X. Guan, E. Ni, P. B. Luh, Y. Ho, “Strategic Unit Commitment for Generation in Deregulated Electricity Markets,” *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2001, pp. 249-270.

[Hobbs, 1999]

B. F. Hobbs, “LCP Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO-Based Power Markets”, *IEEE Winter Power Meeting*, New York City, February 1999.

[Hobbs, et al., 2001]

B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill, H. Chao, *The next generation of electric power unit commitment models*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 2001.

[Hobson, 1980]

E. Hobson, “Network Constrained Reactive Power Control Using Linear Programming”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, pp. 868-877, May/June 1980.

[Huneault, et al., 1991]

H. Huneault, F. D. Galiana, “A Survey of the Optimal Power Flow Literature”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, No. 2, pp. 770, May 1991.

[Kirschen, et al., 1988]

D. S. Kirschen, H. P. Van Meeteren, “MW/Voltage Control in a Linear Programming Based Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PWRS-3, pp. 481-489, May 1988.

[Klemperer, et al., 1989]

P. Klemperer, M. Meyer, “Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty”, *Econometrica*, vol. 57, No. 6, pp. 1243-1277, November 1989.

[Latorre, 1993]

G. Latorre, “*Modelos estáticos para la planificación a largo plazo de la red de transporte de energía eléctrica*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, Marzo 1993.

[Lowery, 1966]

P. G. Lowery, “Generating unit commitment by dynamic programming”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-85, pp. 422-426, May 1966.

[Ma, et al., 1998]

H. Ma, S. M. Shahidehpour, “Transmission-constrained unit commitment based on Benders decomposition”, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, vol. 20, No. 4, pp. 287-294, 1998.

[Ma, et al., 1999]

H. Ma, S. M. Shahidehpour, “Unit Commitment with Transmission Security and Voltage Constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, No. 2, pp. 757-764, May 1999.

[Mamandur, 1982]

K. R. C. Mamandur, “Emergency adjustments to VAR control variables fo alleviate over-voltages, under-voltages, and generator var limit violations”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, No. 5, pp. 1040-1047, May 1982.

[Martínez Ramos, et al., 1995]

J. L. Martínez Ramos, A. Gómez Expósito, J. Cortés Cerezo, E. Méndez Ruiz, Y. Cuéllar Salinas, “A Hybrid Tool To Assist the Operator in Reactive Power/Voltage Control and Optimization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, No. 2, pp. 760-768, May 1995.

[Martínez Ramos, et al., 1996]

J. L. Martínez Ramos, A. Gómez Expósito, V. H. Quintana, “Reactive-power optimization by interior-point methods. Implementation issues”, *12th Power Systems Computation Conference (PSCC'96)*, Dresden, pp. 844-850, August 19-23, 1996.

[Medina, 1997]

J. Medina, “*Two Different Algorithms to Solve the Medium-Term Hydro-Thermal Coordination Problem: Decomposition and Interior Points Methods*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 1997.

[Meliopoulus, et al., 1983]

A. P. Meliopoulus, A. G. Bakirtzis, “Corrective Control Computations for Large Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, No. 11, pp. 3589-3604, November 1983.

[Momoh, et al., 1999a]

J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, R. Adapa, “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature tot 1993. Part I: NonLinear and Quadratic Programming Approaches”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, No. 1, pp. 96-104, February 1999.

[Momoh, et al., 1999b]

J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, R. Adapa, “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993. Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, No. 1, pp. 105-111, February 1999.

[Monticelli, et al., 1990]

A. Monticelli, M. V. F. Pereira, S. Granville, “Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-2, No. 1, pp. 175-182, February 1987.

[Muñoz Moro, 1998]

L. Muñoz Moro, “*Introducción de aspectos medioambientales en la planificación y operación de sistemas eléctricos*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, Junio 1998.

[Murillo Sánchez, et al., 2001]

C. E. Murillo Sánchez, R. J. Thomas, “Thermal Unit Commitment with a NonLinear AC Power Network Model,” *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2001, pp. 76-92.

[Otero, et al., 1998]

I. Otero, C. Meseguer, C. Battle, J. J. Alba, “A simulation model for a competitive generation market”, *1998 IEEE PES Summer Meeting*, Florida (EEUU), September 1998.

[Pang, et al., 1976]

C. K. Pang, M. C. Chen, “Optimal Short Term Thermal Unit Commitment”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-95, pp. 1336-1346, Jul-Aug 1976.

[Pang, et al., 1981]

C. K. Pang, G. B. Sheble, F. Albuyeh, “Evaluation of dynamic programming methods and multiple area representation for thermal unit commitment”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 1212-1218, March 1981.

[Papalexopoulos, et al., 1989]

A. D. Papalexopoulos, C. F. Imparato, F. F. Wu, “Large-Scale Optimal Power Flow: Effects of Initialization, Decoupling & Discretization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, No. 2, pp. 748-759, May 1989.

[Papalexopoulos, et al., 1998]

A. Papalexopoulos, H. Singh, G. Angelidis, “Congestion Management by an Independent System Operator”, *presented at the 3rd Annual Power Conference*, University of California Energy Institute, Berkeley, California, March 1998.

[Quintana, et al., 2000]

V. H. Quintana, G. L. Torres, J. Medina-Palomo, “Interior-Point Methods and Their Applications to Power Systems: A Classification of Publications and Software Codes”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 1, pp. 170-176, February 2000.

[Ramos, 1990]

A. Ramos, “*Modelos de explotación a medio plazo de la generación eléctrica*”, Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid, 1990.

[Ramos, 1998]

A. Ramos, “Optimización”, Curso del Programa de Doctorado de la ETS de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas, Octubre 1998.

[Ramos, 2000]

A. Ramos, “Optimización estocástica”, Curso del Programa de Doctorado de la ETS de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas, Marzo 2000.

[Ramos, et al., 1995]

A. Ramos, L. Muñoz, F. Martínez-Córcoles, V. Martín-Corrochano, “A Medium Term Bulk Production Cost Model Based on Decomposition Techniques”, *1995 Power Tech*, Stockholm, pp. 110-116, June 1995.

[Ramos, et al., 1996]

A. Ramos, L. Muñoz, I. Rupérez, F. Martínez-Córcoles, V. Martín-Corrochano, “Computational Experience with Optimización for a Bulk Production Cost Model”, *12th Power System Computation Conference (PSCC)*, Dresden, pp. 740-746, August 1996.

[Richter, et al., 2001]

C. W. Richter, G. B. Sheblé, “Strategic Unit Commitment for Generation in Deregulated Electricity Markets,” *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2001, pp. 185-209.

[Rivier, 1998]

M. Rivier, “*Modelo probabilista de explotación de un sistema eléctrico de potencia. Contribución a la teoría marginalista*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 1998.

[Rivier, et al., 1990]

M. Rivier, I. J. Pérez Arriaga, G. Luengo, “JUANAC: A Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems”, *10th Power System Computation Conference (PSCC'90)*, pp. 254-260, August 1990.

[Ruzic, et al., 1991]

S. Ruzic, N. Rajakovic, “A New Approach for Solving Extended Unit Commitment Problem”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, No. 1, pp. 269-277, February 1991.

[Sánchez, 1998]

P. Sánchez, “*Mejoras en la eficacia computacional de modelos probabilistas de explotación generación/red a medio plazo*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 1998.

[Shaw, 1995]

J. Shaw, “A Direct Method for Security-Constrained Unit Commitment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, No. 3, pp. 1329-1342, August 1995.

[Shoults, et al., 1982]

R. R. Shoults, D. T. Sun, “Optimal Power Flow Based Upon P-Q Decomposition”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, No. 2, pp. 397-405, February 1982.

[Singh, et al., 1998]

H. Singh, S. Hao, A. Papalexopoulos, “Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, No. 2, pp. 672-680, May 1998.

[Song, et al., 2000]

H. Song, C. Liu, J. Lawarrée, R. W. Dahlgren, “Optimal Electricity Supply Bidding by Markov Decision Process”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 2, pp. 618-624, May 2000.

[Stott, et al., 1978]

B. Stott, E. Hobson, “Power System Security Control Calculations Using Linear Programming. Parts I and II”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, No. , pp. 1713-1731, Sept/Oct 1978.

[Stott, et al., 1979]

B. Stott, J. L. Marinho, “Linear Programming for Power-System Network Security Applications”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, No. 3, pp. 837-848, May/June 1979.

[Sun, et al., 1984]

D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, W. F. Tinney, “Optimal Power Flow by Newton Method”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 103, No. 10, pp. 2864-2880, October 1984.

[Tseng, et al., 1998]

C.-L. Tseng, X. Guan, A. J. Xvoboda, “Multi-area unit commitment for large-scale power systems”, *IEEE Proc.- Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, No. 4, pp. 415-421, July 1998.

[Ventosa, 2001]

M. Ventosa, “*Modelado de la explotación de la generación en mercados eléctricos liberalizados mediante el problema complementario*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid, Enero 2001.

[Ventosa, et al., 2001]

M. Ventosa, M. Rivier, A. Ramos, “Revisión de las Tendencias de Modelado de la Explotación de la Generación en Mercados de Generación Eléctrica”, *Actas de las 7ª Jornadas Hispano-Lusas*, Leganés, Madrid, Julio 2001.

[Wang, et al., 1995]

S. J. Wang, S. M. Shahidehpour, D. S. Kirschen, S. Mokhtari, G. D. Irisarri, “Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented Lagrangian relaxation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, No. 3, pp. 1294-1301, August 1995.

[Wilson, 1997]

R. Wilson, “Activity Rules for a Power Exchange”, *Power Conference on Electricity Reestructuring*, University of California, Energy Institute, March 1997.

[Wood, et al., 1984]

A. J. Wood, F. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, John Wiley and Sons, New York, 1984.

[Wright, et al., 1998]

M. H. Wright, “The Interior-Point Revolution in Constrained Optimization”, Technical Report 98-4-09. Computing Sciences Research Center, Bell Laboratories, Murray Hill, New Jersey 07974, June 1998.

[Yan, et al., 1996]

Z. Yan, N. D. Xiang, B. M. Zhang, S. Y. Wang, T. S. Chung, “A Hybrid Decoupled Approach to Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, No. 2, pp. 947-954, May 1996.

[Zhang, et al., 2000]

D. Zhang, Y. Wang, P. B. Luh, “Optimization Based Bidding Strategies in the Deregulated Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, No. 3, pp. 981-986, August 2000.

Capítulo 4

Análisis y solución de restricciones debidas a sobrecargas

4.1 Introducción

Este capítulo presenta los métodos de detección y solución de restricciones por sobrecargas, desarrollados en esta tesis para su aplicación al mercado español de energía eléctrica, incorporando el criterio preventivo para las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación. El proceso de solución de las restricciones debidas a sobrecargas consta de las siguientes etapas:

- 1) *Análisis de contingencias*. El objetivo del análisis de contingencias es determinar aquellas contingencias que provocan sobrecargas en las ramas no admisibles de acuerdo con los criterios establecidos en los Procedimientos de Operación. Una primera detección de aquellas contingencias que provocan sobrecargas se realiza considerando la representación del sistema por medio de las ecuaciones del flujo de cargas en corriente continua. El modelo de flujo de cargas en corriente continua contiene una aproximación de las pérdidas. Las contingencias que provocan sobrecargas, calculadas por medio de las ecuaciones del flujo de cargas en corriente continua, son completamente analizadas mediante el flujo de cargas en corriente alterna. El objetivo del flujo de cargas en corriente alterna es confirmar las sobrecargas detectadas a través del flujo de cargas en corriente continua y proporcionar los factores de potencia de las ramas sobrecargadas en contingencia para su utilización en el despacho preventivo de activa.
- 2) *Despacho preventivo de activa*. Las sobrecargas detectadas en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia se solucionan en el despacho preventivo de activa. Este módulo calcula los redespachos de generación que minimizan el sobre coste para el sistema, de tal manera que se resuelvan las sobrecargas detectadas y se mantenga el equilibrio generación-demanda. El despacho inicial de generación se modifica aumentando y reduciendo la generación en unidades conectadas, y conectando unidades no casadas en el despacho inicial.
- 3) *Separación de redespachos en efectivos y de compensación*. La aplicación práctica del despacho preventivo de activa exige la separación de los redespachos proporcionados en (a) redespachos efectivos y (b) redespachos de compensación. Los redespachos efectivos corresponden a los movimientos de generación que alivian las sobrecargas. Los redespachos de compensación equilibran la demanda al mínimo coste.

El capítulo se encuentra organizado en las siguientes secciones. La sección 4.2 detalla los métodos de detección de contingencias que provocan sobrecargas no admisibles. La sección contiene el análisis de contingencias mediante el flujo de cargas en corriente continua, como método de detección rápida de contingencias, y el análisis de contingencias mediante el flujo de cargas en corriente alterna. La sección 4.3 describe el despacho preventivo de activa. La sección 4.4 justifica la necesidad de separar los redespachos de generación proporcionados por el despacho preventivo de activa, y detalla el método de clasificación desarrollado en la tesis. Finalmente, la sección 4.5 detalla las conclusiones del capítulo.

4.2 Análisis de contingencias

4.2.1 Análisis de contingencias en corriente continua

La detección de contingencias que provocan sobrecargas no admisibles se realiza a través de un modelo lineal de flujo de cargas en corriente continua, empleándose como método de análisis rápido de contingencias (denominado *screening tool* en la literatura inglesa [EES-UETP, 1996; Riquelme, 1998]. El modelo de flujo de cargas en corriente continua contiene una aproximación de pérdidas de transporte [Toral, et al., 1999; Toral, et al., 1997]:

$$\mathbf{P} = \mathbf{P}_G - \mathbf{P}_L = \mathbf{B}_p \cdot \boldsymbol{\theta} \quad (4.1)$$

En un primer paso se construye la matriz de admitancias con pérdidas \mathbf{B}_p y se calculan los factores LU. A partir de los vectores de demanda \mathbf{P}_L y generación \mathbf{P}_G de cada nudo se forma el vector de potencias inyectadas por nudo \mathbf{P} .

Para cada rama perdida en una contingencia, la actualización de la matriz \mathbf{B}_p puede ser efectuada por refactorización parcial [Chan, et al., 1986] o por compensación [Alsac, et al., 1983]. Ambas técnicas se utilizan en la actualización de matrices dispersas cuando los cambios producidos sólo afectan a unos pocos elementos. Para sistemas eléctricos de gran dimensión, la refactorización parcial es más eficiente que el método de compensación [EES-UETP, 1994].

Para cada generador perdido en una contingencia, se actualiza el vector de potencias inyectadas netas por nudo \mathbf{P} . Dada la magnitud del sistema francés y resto de Europa se considera que la pérdida de un generador en España es satisfecha por los generadores de Francia. En consecuencia, la potencia perdida P_p por un generador de la contingencia se reparte entre los generadores de Francia proporcionalmente al margen con relación a la potencia máxima:

$$P_g = P_{g0} + \frac{P_g^{max} - P_{g0}}{\sum_{g' \in \text{Francia}} (P_{g'}^{max} - P_{g'0})} \cdot P_p, \quad g \in \text{Francia} \quad (4.2)$$

donde:

P_g : es la potencia generada por el generador g

P_{g0} : es la potencia inicial generada por el generador g

P_g^{max} : es la máxima potencia que puede generar el generador g

Finalmente, para cada contingencia el sistema lineal de la ecuación (4.1) se resuelve mediante las correspondientes sustituciones hacia adelante y hacia atrás, determinando el vector de ángulos de nudo $\boldsymbol{\theta}$. Mediante el flujo de cargas en corriente continua se determinan los flujos de potencia activa de las ramas según la siguiente expresión [Wood, et al., 1984]:

$$F_\ell = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (4.3)$$

donde:

F_ℓ : flujo de potencia activa por la rama ℓ entre los nudos i y j

θ_i : ángulo de la tensión en el nudo i

x_{ij} : reactancia de la rama ℓ

El flujo de potencia reactiva por las ramas se tiene en cuenta aproximadamente reduciendo la capacidad de transporte de la rama según:

$$F_{\ell max}^c(MW) = F_\ell^{max}(MVA) \cdot \cos(\varphi_{\ell 0}) \quad (4.4)$$

donde:

$F_{\ell max}^c(MW)$: capacidad del flujo de potencia activa por la rama ℓ en la contingencia c

$F_\ell^{max}(MVA)$: capacidad de transporte en MVA de la rama ℓ

$\cos(\varphi_{\ell 0})$: factor de potencia prefalta del flujo de potencia por la rama ℓ

El análisis de contingencias en corriente continua selecciona como contingencias problemáticas aquellas que presentan alguna rama ℓ que verifica:

$$F_\ell > F_{\ell max}^c(MW) \quad (4.5)$$

4.2.2 Análisis de contingencias en corriente alterna

Las contingencias seleccionadas mediante el flujo de cargas en corriente continua, son completamente analizadas mediante el flujo de cargas en corriente alterna. El objetivo de este módulo es por un lado confirmar las sobrecargas detectadas por el análisis de contingencias en corriente continua (que aproxima el factor de potencia postfalta de las ramas por el factor de potencia prefalta según la expresión 4.4), y por otro proporcionar los factores de potencia de las ramas sobrecargadas en contingencia para su utilización en el despacho preventivo de activa. La capacidad de transporte de potencia activa se actualiza según la expresión:

$$F_{\ell max}^c(MW) = F_\ell^{max}(MVA) \cdot \cos(\varphi_{\ell c}) \quad (4.6)$$

donde:

$\cos(\varphi_{\ell c})$: factor de potencia del flujo de potencia por la rama ℓ en la contingencia c

4.3 Despacho preventivo de activa

El despacho preventivo de activa soluciona las sobrecargas detectadas en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia. El alivio de sobrecargas se realiza modificando el despacho inicial de generación, aumentando y reduciendo la generación en unidades casadas, y conectando unidades no casadas. El redespacho de generación incorpora tanto el criterio técnico (modificando los generadores más eficientes para el alivio de sobrecargas) como el económico

(obteniendo la solución de mínimo sobre coste para el sistema). El despacho preventivo de activa se ha formulado como un problema de optimización lineal entera mixta¹, que minimiza el sobre coste total de solución de las sobrecargas para el sistema. La utilización de programación lineal entera mixta se debe a la necesidad de modelar la conexión de unidades de generación inicialmente no casadas a través de variables enteras. El modelo está adaptado al formato real de las ofertas que los agentes generadores envían al mercado.

La sección se ha organizado de la siguiente forma. El apartado 4.3.1 contiene la notación adoptada en la formulación. El apartado 4.3.2 presenta la formulación matemática del despacho preventivo de activa para la solución de sobrecargas en un escenario horario². El cálculo de flujos postfalta se detalla en el apartado 4.3.3.

4.3.1 Notación

En la descripción matemática del despacho preventivo de activa se ha adoptado la siguiente notación:

Índices

ga : representa un grupo inicialmente casado

$b(ga)$: representa cada uno de los bloques de oferta de un grupo inicialmente casado

gd : representa un grupo inicialmente no casado

$b(gd)$: representa cada uno de los bloques de oferta de un grupo inicialmente no casado

gdl : representa un grupo de despacho limitado, bloqueado a la bajada dado que la reducción de potencia es perjudicial para el sistema³.

ℓ : representa una rama (línea o transformador) del sistema

c : contingencia

Parámetros

$p_{b(g)}^{os}$: precio de la oferta simple de cada bloque $b(g)$ de un generador g

¹ En el transcurso del desarrollo de la tesis el autor desarrolló un algoritmo heurístico de despacho preventivo de activa [Lobato, et al., 1999] basado en el método propuesto en la tesis doctoral [Román Úbeda, 1991]. Si bien los resultados obtenidos desde el punto de vista técnico fueron totalmente satisfactorios, el tiempo de ejecución y el nivel de exactitud requerido en la representación de los datos económicos motivaron el desarrollo del algoritmo de despacho preventivo de activa que se describe (basado en técnicas de optimización).

² La extensión del despacho preventivo de activa para la resolución acoplada de restricciones debidas a sobrecargas en los 24 escenarios horarios es inmediata. Sin embargo, en el sistema eléctrico español la solución acoplada de restricciones debidas a sobrecargas no es relevante, porque en el sistema español las sobrecargas que requieren el acoplamiento de un grupo se localizan en zonas específicas en las que no existen grupos adicionales para ser conectados. La resolución desacoplada de restricciones debidas a sobrecargas de cada escenario horario individual, ofrece además, mayor transparencia y claridad a la hora de efectuar la separación de redespachos en efectivos y de compensación. Por ello, en la práctica, en esta tesis se resuelven las restricciones técnicas debidas a sobrecargas en cada escenario horario de forma desacoplada.

³ En el sistema eléctrico español es muy frecuente que con la casación inicial el perfil de tensiones del caso base esté muy degradado. En este caso, antes de realizar la solución de restricciones debidas a sobrecargas, se realiza un ajuste del caso base utilizando los métodos detallados en el capítulo 5, determinando el conjunto de grupos de despacho limitado cuya bajada es perjudicial para la seguridad del sistema. Estos grupos se bloquean a la bajada en el despacho preventivo de activa.

PM : precio marginal horario

P_{g0} : potencia inicial del generador g resultado de la casación inicial

P_g^{min} : mínimo técnico del generador g

P_g^{max} : máximo técnico del generador g

$p_{gd}^{oc_fijo}$: término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador no casado gd

c_{in}^ℓ : coste de dejar 1 MW de sobrecarga en el sistema

EF_{max} : máximo ratio de eficiencia permitido en el despacho preventivo

$\Delta f_{\ell 0}$: sobrecarga inicial (antes del redespacho de generación) de la rama ℓ en funcionamiento normal

$\Delta f_{\ell c 0}$: sobrecarga inicial (antes del redespacho de generación) en la rama ℓ ante la ocurrencia de la contingencia c

VARIABLES DE DECISIÓN

$\Delta P_{b(g)}^{subida}$: incremento de potencia del bloque de oferta $b(g)$ del generador g

$\Delta P_{b(g)}^{bajada}$: decremento de potencia del bloque de oferta $b(g)$ del generador g

δ_{gd} : variable binaria de decisión de acoplamiento de un grupo inicialmente no casado gd

VARIABLES DEPENDIENTES

ΔP_g : incremento total de potencia en el generador g

Δf_ℓ : sobrecarga en la rama ℓ en funcionamiento normal

$F_{\ell c}$: flujo de la rama ℓ ante la ocurrencia de la contingencia c

$\Delta f_{\ell c}$: sobrecarga en la rama ℓ ante la ocurrencia de la contingencia c

4.3.2 Formulación matemática

La formulación matemática del despacho preventivo de activa consiste en la minimización de la función objetivo⁴:

$$\begin{aligned} & \min \sum_{ga} \sum_{b(ga)} p_{b(ga)}^{os} \cdot \Delta P_{b(ga)}^{subida} + \sum_{ga} \sum_{b(ga)} (PM - p_{b(ga)}^{os}) \cdot \Delta P_{b(ga)}^{bajada} \\ & + \sum_{gd} \left(\sum_{b(gd)} p_{b(gd)}^{os} \cdot \Delta P_{b(gd)}^{subida} + p_{gd}^{oc_fijo} \cdot \delta_{gd} \right) + \sum_c \sum_\ell c_{in}^\ell \cdot \Delta f_{\ell c} + \sum_\ell c_{in}^\ell \cdot \Delta f_\ell \end{aligned} \quad (4.7)$$

El primer término de la expresión (4.7) representa el sobre coste para el sistema del aumento de potencia en grupos inicialmente casados. Si bien los generadores que disminuyen producción no son compensados en concepto de lucro cesante, el Operador del Mercado determina los ajustes

⁴ En el sistema eléctrico español, la demanda no participa en la solución de restricciones técnicas. No obstante, la inclusión de un término de variación de demanda (con un coste asociado), no ofrecería dificultad en la formulación del despacho preventivo de activa propuesto.

necesarios para alcanzar el equilibrio producción-demanda en función del orden de precedencia económica de las ofertas de los generadores (ver sección 2.6 del capítulo 2). El segundo término de la función objetivo (4.7) modela la bajada de producción en aquellos generadores inicialmente casados más caros, reproduciendo el ajuste que posteriormente efectúa el Operador del Mercado. El tercer término de la ecuación (4.7) representa el sobrecoste para el sistema de la conexión de generadores inicialmente no casados (la variable binaria δ_{gd} modela el coste de arranque). Los dos últimos términos de la función objetivo representan el coste de dejar sobrecargas en el sistema en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia⁵. Estos términos impiden que el problema de optimización resulte infactible cuando la sobrecarga en alguna rama no se puede aliviar debido a la falta de recursos de generación.

Las restricciones del despacho preventivo de activa son las siguientes:

1) Ecuaciones del flujo de cargas en corriente continua. En forma matricial:

$$\mathbf{P}_{g0} + \Delta \mathbf{P}_g - \mathbf{P}_L = \mathbf{B}_p \cdot \boldsymbol{\theta} \quad (4.8)$$

2) Restricciones de potencia máxima y mínima de grupos ga casados inicialmente:

$$P_{ga}^{min} \leq P_{ga0} + \sum_{b(ga)} (\Delta P_{b(ga)}^{subida} - \Delta P_{b(ga)}^{bajada}) \leq P_{ga}^{max} \quad (4.9)$$

3) Restricciones de potencia máxima y mínima de grupos gd no casados inicialmente:

$$P_{gd}^{min} \cdot \delta_{gd} \leq \Delta P_{gd} \leq P_{gd}^{max} \cdot \delta_{gd} \quad (4.10)$$

donde ΔP_{gd} se calcula según:

$$\Delta P_{gd} = \sum_{b(gd)} \Delta P_{b(gd)}^{subida} \quad (4.11)$$

La variable binaria δ_{gd} en la expresión (4.10) obliga a la conexión de los grupos no casados inicialmente por encima de su mínimo técnico.

4) Bloqueo a la bajada de un grupo de despacho limitado gdl :

$$\Delta P_{b(gdl)}^{bajada} = 0 \quad (4.12)$$

5) Límites de capacidad de las líneas y transformadores ℓ en funcionamiento normal:

$$-(F_{\ell}^{max} (MVA) \cdot \cos(\varphi_{\ell 0}) + \Delta f_{\ell}) \leq F_{\ell} \leq F_{\ell}^{max} (MVA) \cdot \cos(\varphi_{\ell 0}) + \Delta f_{\ell} \quad (4.13)$$

⁵ En la práctica el Operador del Sistema elimina del despacho preventivo de activa las ramas sobrecargadas que no desea resolver. Por ello, el coste de dejar 1 MW de sobrecarga en el sistema c_{in}^{ℓ} se fija en un valor muy alto, de tal manera que todas las sobrecargas seleccionadas se intentan resolver.

donde el flujo F_ℓ de la rama ℓ en funcionamiento normal depende de los ángulos de las tensiones en los nudos extremos según la expresión (4.3). Los ángulos de las tensiones del sistema son función de los redespachos de generación a través de las ecuaciones del flujo de cargas en corriente continua (4.8). El término Δf_ℓ impide que el problema resulte infactible cuando una sobrecarga en la rama ℓ no tiene solución, valorándose en la función objetivo al coste c_{in}^ℓ .

- 6) Límites de capacidad de las líneas y transformadores ℓ sobrecargados ante hipótesis de contingencia:

$$-(F_{\ell max}^c(MW) + \Delta f_{\ell c}) \leq F_{\ell c} \leq (F_{\ell max}^c(MW) + \Delta f_{\ell c}) \quad (4.14)$$

donde el cálculo del flujo $F_{\ell c}$ de la rama ℓ ante la ocurrencia de la contingencia c se detalla en el apartado 4.3.3. El término $\Delta f_{\ell c}$ relaja la restricción cuando la sobrecarga no puede ser solucionada. La expresión (4.14) se puede también formular para aquellas ramas que sin estar sobrecargadas, su flujo de potencia está cerca del límite ante la ocurrencia de la contingencia c . Sin embargo, en el sistema español, no es necesario incluirlas en la práctica debido a que las contingencias que causan sobrecargas son contingencias localizadas en emplazamientos con problemas de evacuación de energía y los redespachos efectuados para su solución no originan nuevas sobrecargas.

En las ecuaciones (4.13) y (4.14) se asume (comprobado en el desarrollo de esta tesis de forma experimental) que la variación del flujo de reactiva por las ramas del escenario al variar el despacho de generación de activa es despreciable [Lee, et al., 1992; Stott, et al., 1978]. Por tanto, el límite de capacidad de la rama en funcionamiento normal se reduce en proporción al factor de potencia prefalta; a su vez, el límite de capacidad de la rama ante hipótesis de contingencia se reduce en proporción al factor de potencia postfalta según la ecuación (4.6).

- 7) Balance generación-demanda:

$$\sum_{ga} \sum_{b(ga)} \Delta P_{b(ga)}^{subida} + \sum_{gd} \sum_{b(gd)} \Delta P_{b(gd)}^{subida} = \sum_{ga} \sum_{b(ga)} \Delta P_{b(ga)}^{bajada} \quad (4.15)$$

- 8) Máximo ratio de eficiencia admitido en el redespacho:

$$\begin{aligned} & \sum_{ga} \sum_{b(ga)} \Delta P_{b(ga)}^{subida} + \sum_{gd} \sum_{b(gd)} \Delta P_{b(gd)}^{subida} + \sum_{ga} \sum_{b(ga)} \Delta P_{b(ga)}^{bajada} \\ & \leq EF_{max} \cdot \left(\sum_{\ell} (\Delta f_{\ell 0} - \Delta f_{\ell}) + \sum_c \sum_{\ell} (\Delta f_{\ell c 0} - \Delta f_{\ell c}) \right) \end{aligned} \quad (4.16)$$

El ratio de eficiencia del redespacho se define como el cociente entre la potencia activa redespachada (tanto a la subida como a la bajada) y la sobrecarga total aliviada. En el caso ideal de una red radial (Figura 4-1), para aliviar 1 MW de sobrecarga en la línea entre nudos i y j , es necesario subir 1 MW de generación en el nudo i y bajar un MW de generación en el nudo j . En consecuencia, el ratio de eficiencia conseguido en el redespacho es 2 (2 MW redespachados por cada MW de sobrecarga aliviado). Sin embargo, en redes de transporte

malladas, el ratio de eficiencia conseguido es mayor. La ecuación (4.16) impone un límite del ratio de eficiencia al redespacho de generación.⁶

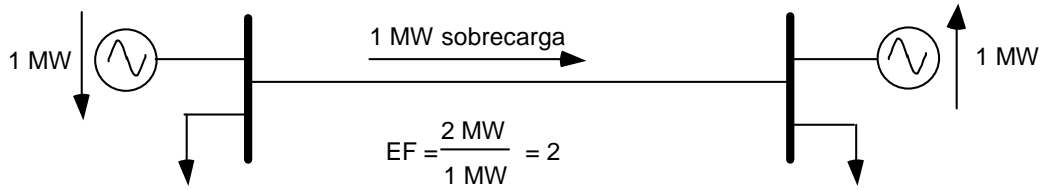


Figura 4-1: Ratio de eficiencia en una red radial

4.3.3 Cálculo de los flujos de rama postfalta

El flujo de potencia de una rama ante la ocurrencia de una contingencia se calcula usando técnicas de sensibilidad [Wood, et al., 1984]. La sensibilidad del flujo de la línea ℓ entre nudos j y k respecto al aumento de generación en el nudo i se define como:

$$a_{\ell i} = \frac{\Delta F_{\ell}}{\Delta P_i} = \frac{1}{x_{\ell}} \left(\frac{\Delta \theta_j}{\Delta P_i} - \frac{\Delta \theta_k}{\Delta P_i} \right) = \frac{1}{x_{\ell}} (Z_{ji} - Z_{ki}) \quad (4.17)$$

La sensibilidad del flujo de la rama ℓ entre nudos i y j con respecto al flujo que circula por la rama ℓ^* entre nudos n y m viene definido por:

$$d_{\ell \ell^*} = \frac{\Delta F_{\ell}}{F_{\ell^* 0}} = \frac{\frac{x_{\ell^*}}{x_{\ell}} (Z_{in} - Z_{jn} - Z_{im} + Z_{jm})}{x_{\ell^*} - (Z_{nm} - Z_{mm} - 2 \cdot Z_{nm})} \quad (4.18)$$

En las ecuaciones (4.17) y (4.18):

$a_{\ell i}$: sensibilidad del flujo de la rama ℓ respecto al aumento de generación en el nudo i

ΔP_i : aumento de generación en el nudo i

x_{ℓ} : reactancia de la rama ℓ

$\Delta \theta_i$: aumento de ángulo de la tensión del nudo i

Z_{ij} : término ij de la inversa de la matriz de admitancias nodales de la red

$d_{\ell \ell^*}$: sensibilidad del flujo de la rama ℓ con respecto del flujo de la rama ℓ^*

$F_{\ell^* 0}$: flujo de potencia inicial de la rama ℓ^*

De este modo, el flujo de la rama ℓ ante la contingencia simple de la rama ℓ^* se calcula como:

⁶ Según se ha expuesto anteriormente, el coste de dejar sobrecargas en el sistema se establece en un valor muy alto. La restricción de máximo ratio de eficiencia admitido impide que se despache mucha generación como consecuencia del alto coste de las sobrecargas con respecto al coste de redespacho. Las pruebas efectuadas en el sistema eléctrico peninsular español han sugerido un valor de EF_{max} igual a 6 (6 MW de generación redispachados por cada MW de sobrecarga aliviado).

$$F_{\ell c} = F_{\ell 0} + d_{\ell \ell^*} \cdot F_{\ell^* 0} \quad (4.19)$$

Ante la contingencia simple de generador conectado en el nudo i , el flujo de la rama ℓ se calcula como:

$$F_{\ell c} = F_{\ell 0} - a_{\ell i} \cdot P_{i0} + \sum_{j \in S} a_{\ell j} \cdot \Delta P_j \quad (4.20)$$

donde:

P_{i0} : potencia perdida por el generador de la contingencia

S : conjunto de generadores entre los que se reparte la potencia perdida en la contingencia

ΔP_j : incremento de potencia en cada generador j perteneciente al conjunto S

Sin embargo, para el cálculo de los flujos por las ramas ante la ocurrencia de contingencias múltiples, es necesario calcular sensibilidades equivalentes. Sea la contingencia del doble circuito formado por las ramas ℓ_1 y ℓ_2 . Para calcular el flujo de la rama ℓ ante la ocurrencia de la contingencia del doble circuito, suponemos que primero se pierde la rama ℓ_1 , siendo los flujos por las ramas ℓ_2 y ℓ :

$$\begin{aligned} F_{\ell} &= F_{\ell 0} + d_{\ell \ell_1} \cdot F_{\ell_1 0} \\ F_{\ell_2} &= F_{\ell_2 0} + d_{\ell_2 \ell_1} \cdot F_{\ell_1 0} \end{aligned} \quad (4.21)$$

Si después se pierde la rama ℓ_2 , el flujo por la rama ℓ vendrá determinado por⁷:

$$\begin{aligned} F_{\ell c} &= (F_{\ell 0} + d_{\ell \ell_1} \cdot F_{\ell_1 0}) + d_{\ell \ell_2}^* \cdot (F_{\ell_2 0} + d_{\ell_2 \ell_1} \cdot F_{\ell_1 0}) = \\ &= F_{\ell 0} + (d_{\ell \ell_1} + d_{\ell \ell_2}^* \cdot d_{\ell_2 \ell_1}) \cdot F_{\ell_1 0} + d_{\ell \ell_2}^* \cdot F_{\ell_2 0} \end{aligned} \quad (4.22)$$

donde la sensibilidad $d_{\ell \ell_2}^*$ se ha calculado mediante la expresión (4.18), pero habiendo modificado por refactorización parcial la matriz de admitancias para tener en cuenta la pérdida inicial de la rama ℓ_1 .

Del mismo modo, ante la ocurrencia de una contingencia múltiple de grupo i y rama ℓ^* , se asume que se pierde primero la rama ℓ^* . De este modo, el flujo por la rama ℓ se calcula como:

$$F_{\ell c} = F_{\ell 0} + d_{\ell \ell^*} \cdot F_{\ell^* 0} - a_{\ell i}^* \cdot P_{i0} + \sum_{j \in S} a_{\ell j}^* \cdot \Delta P_j \quad (4.23)$$

⁷ En [Baillo, 1998] se propone un método alternativo que modela las contingencias múltiples a través de inyecciones de potencia ficticias en los nudos extremos de las ramas perdidas. El cálculo de las inyecciones de potencia ficticias se realiza resolviendo un sistema matricial, aplicando posteriormente los factores de sensibilidad $a_{\ell i}$ para el cálculo del flujo postfalta.

donde las sensibilidades $a_{\ell_i}^*$ y $a_{\ell_j}^*$ se calculan según la expresión (4.17), pero habiendo modificado por refactorización parcial la matriz de admitancias para tener en cuenta la pérdida de la rama ℓ^* .

4.4 Separación de resultados del despacho preventivo de activa

Esta sección contiene el procedimiento desarrollado en la tesis para efectuar la separación de resultados del despacho preventivo de activa en redespachos efectivos y de compensación. El apartado 4.4.1 expone la necesidad de separación de los redespachos. El apartado 4.4.2 describe el procedimiento de separación desarrollado.

4.4.1 Motivación

El despacho preventivo de activa se ha formulado como un algoritmo de optimización que proporciona de forma conjunta los redespachos de generación que solucionan las sobrecargas y a su vez equilibran la demanda, minimizando el sobre coste total de solución de sobrecargas para el sistema. De este modo, los motivos por los que un generador puede ser redespachado en el despacho preventivo de activa son:

- 1) El generador es eficiente para la solución de sobrecargas.
- 2) El generador presenta bajo coste para el sistema; siendo redespachado para alcanzar el balance generación-demanda.
- 3) En ciertos casos, un generador puede compartir las propiedades establecidas en los dos puntos anteriores. Por un lado es eficiente en la solución de las sobrecargas, y por otro, su coste de redespacho es bajo.

Según el procedimiento descrito en la sección 2.6 del capítulo 2, el Operador del Sistema debe determinar y enviar al Operador del Mercado únicamente los redespachos de generación necesarios para resolver las restricciones. El Operador del Mercado incorpora a la casación inicial las modificaciones indicadas por el Operador del Sistema. A su vez, determina los ajustes necesarios para alcanzar el equilibrio producción-demanda, en función del orden de precedencia económica de las ofertas suministradas por los agentes generadores.

De este modo, la aplicación práctica del algoritmo de despacho preventivo de activa en el mercado español de energía eléctrica, exige la separación de los redespachos efectuados en:

- *Efectivos*. Los redespachos efectivos se corresponden con los movimientos de generación que alivian las sobrecargas. Son por tanto los movimientos que el Operador del Sistema debe enviar al Operador del Mercado. Se localizan en las zonas eléctricamente cercanas a las líneas que presentan sobrecargas. Los redespachos efectivos de subida, se bloquean a la bajada en la solución de las restricciones debidas a problemas de tensión.
- *De compensación*. Los movimientos de compensación son aquellos movimientos de bajo coste efectuados para igualar la demanda. Su localización es independiente a la situación de las ramas sobrecargadas dentro de la red. Únicamente dependen de su coste para el sistema, reflejado en las ofertas enviadas por los agentes productores.

Estos movimientos simulan los ajustes que posteriormente el Operador del Mercado efectúa para alcanzar el equilibrio producción-demanda.

4.4.2 Procedimiento de separación de resultados

La separación de los redespachos se realiza con ayuda de los siguientes factores:

- 1) Alivio de potencia en las ramas sobrecargadas debido a la variación de potencia de cada generador.
- 2) Eficiencia en el alivio de sobrecargas debido a la variación de potencia de cada generador.
- 3) Eficiencia relativa en el alivio de sobrecargas debido a la variación de potencia de cada generador.

Para cada generador g conectado en el nudo i , que varía su potencia generada en ΔP_{gi} , el alivio de potencia en las ramas sobrecargadas A_{gi} se calcula como:

$$A_{g_i} = \sum_{\ell \in S_1} |F_\ell - F_{\ell 0}| + \sum_c \sum_{\ell \in S_2} |F_{\ell c} - F_{\ell c 0}| \quad (4.24)$$

donde:

S_1 : conjunto de ramas sobrecargadas en el caso base

S_2 : conjunto de ramas sobrecargadas ante la ocurrencia de la contingencia c

El alivio de potencia en ramas sobrecargadas A_{g_i} cuantifica la sobrecarga total aliviada por el movimiento de cada generador g .

Para cada generador g conectado en el nudo i , que varía su potencia generada en ΔP_{gi} respecto a la casación inicial (proporcionado por la solución del despacho preventivo de activa), la eficiencia en el alivio de sobrecargas E_{g_i} se calcula como:

$$E_{g_i} = \frac{A_{g_i}}{|\Delta P_{gi}|} \quad (4.25)$$

La eficiencia E_{g_i} mide la sobrecarga total aliviada por cada MW variado en el generador g .

La eficiencia relativa ER_{g_i} (%) en el alivio de sobrecargas se calcula, para cada generador g conectado en el nudo i que varía su potencia generada en ΔP_{gi} , como:

$$ER_{g_i} (\%) = 100 \cdot \frac{E_{g_i}}{\max_{g_i} E_{g_i}} \quad (4.26)$$

La eficiencia relativa ER_{g_i} representa la normalización de la eficiencia E_{g_i} respecto al generador más eficiente.

La clasificación de resultados se efectúa en función de un umbral de eficiencia mínima relativa ER_{min} definido por el Operador⁸. Los movimientos de generación con eficiencia relativa ER_{g_i} superior al umbral ER_{min} corresponden a los movimientos efectivos. El resto de redespachos son clasificados en movimientos de compensación.

4.5 Conclusiones

Este capítulo contiene los métodos desarrollados en la tesis para la detección y solución de restricciones debidas a sobrecargas en el mercado español de energía eléctrica. El proceso comprende el análisis de contingencias, el despacho preventivo de activa y la separación de resultados en redespachos efectivos y de compensación.

El análisis de contingencias detecta aquellas contingencias que provocan sobrecargas no admisibles para la explotación del sistema con los criterios de seguridad establecidos en los Procedimientos de Operación. Las sobrecargas detectadas se solucionan en el despacho preventivo de potencia activa modificando el despacho inicial de generación, aumentando y disminuyendo la producción de unidades inicialmente casadas, y conectando unidades no casadas inicialmente. Finalmente, la aplicación práctica del despacho preventivo de activa obliga a la separación de los resultados en efectivos (movimientos eficientes para la solución de las sobrecargas) y de compensación (movimientos de bajo coste efectuados para igualar la generación a la demanda).

Una vez solucionadas las restricciones técnicas debidas a sobrecargas, se solucionan las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión. El siguiente capítulo describe los métodos desarrollados en esta tesis para la detección y solución de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en el mercado español de energía eléctrica.

⁸ Las sobrecargas se localizan en el sistema español en zonas muy concretas con problemas de evacuación de energía ante hipótesis de contingencia, que únicamente pueden ser solucionadas mediante el redespacho de generadores concretos. Por ello, tal y como se pondrá de manifiesto en el capítulo 6 de resultados, en la práctica la clasificación ofrecida por el método es muy robusta frente al parámetro ER_{min} . En otras palabras, la separación de redespachos no varía para un margen amplio de valores del parámetro.

4.6 Bibliografía

[Alsac, et al., 1983]

O. Alsac, B. Stott, W. F. Tinney, “Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Selection”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, pp. 1050-1060, May 1983.

[Baillo, 1998]

A. Baillo, “Determinación del nivel óptimo de reserva de potencia activa demandado por un sistema eléctrico de potencia”, Proyecto fin de carrera, Universidad Pontificia Comillas, pp.98-101, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, Junio 1998.

[Chan, et al., 1986]

S. M. Chan, V. Brandwajn, “Partial Matrix Refactorization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWR-1, No. 1, pp. 193-200, February 1986.

[EES-UETP, 1994]

EES-UETP, “Computational Techniques in Large-Scale Power System Analysis”, EES-UETP Course, Universidad de Sevilla, June 1994.

[EES-UETP, 1996]

EES-UETP, “Static Security Assessment. Contingency Ranking and Screening.”, EES-UETP Course, Universidad de Sevilla, Junio 1996.

[Lee, et al., 1992]

C. Lee, N. Chen, “Distribution Factors of Reactive Power Flow in Transmission Line and Transformer Outage Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, No. 1, pp. 194-200, February 1992.

[Lobato, et al., 1999]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, G. López, “Un algoritmo heurístico de despacho preventivo de potencia activa”, *6ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Lisboa, Portugal, Julio 1999.

[Riquelme, 1998]

J. M. Riquelme Santos, “Análisis estático de seguridad en redes de transporte”, Tesis doctoral, Universidad de Sevilla, Departamento de Ingeniería eléctrica, Sevilla, 1998.

[Román Úbeda, 1991]

J. Román Úbeda, “Reliability Assessment of Composite Power Systems Containing Mixed Hydro Thermal Generation”, Doctoral Thesis, University of Manchester, Institute of Science and Technology (UMIST), Manchester, February 1991.

[Stott, et al., 1978]

B. Stott, E. Hobson, “Power System Security Control Calculations Using Linear Programming. Parts I and II”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, pp. 1713-1731, Sept/Oct 1978.

[Toral, et al., 1997]

F. Toral, L. Rouco, T. Gómez, M. I. Navarrete, F. Blanco, J. A. Lara, “PRESRED: Una Herramienta para Generación Automática de Escenarios de la Explotación de un Sistema Eléctrico”, *Actas de las 5ª Jornadas Hispano-Lusas*, Salamanca, pp. 801-810, Julio 1997.

[Toral, et al., 1999]

F. Toral, J. Peco, L. Rouco, M. I. Navarrete, A. Mahou, “A Power System Scenarios Builder”, *13th Power System Computation Conference (PSSC'99)*, Trondheim, Norway, pp. 614-619, June 28th-July 2nd, 1999.

[Wood, et al., 1984]

A. J. Wood, F. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, John Wiley and Sons, New York, 1984.

Capítulo 5

Análisis y solución de restricciones debidas a problemas de tensión

5.1 Introducción

Este capítulo presenta los métodos de solución de restricciones debidas a problemas de tensión con criterio preventivo, desarrollados en esta tesis doctoral para su aplicación al mercado español de energía eléctrica. También se detalla el método de análisis de contingencias para detectar los citados problemas.

La solución de las restricciones de tensión en el mercado español de energía eléctrica se realiza mediante la conexión de nuevas unidades de generación que, por un lado aportan soporte de potencia reactiva y por otro, aportan potencia activa disminuyendo el transporte de energía desde las áreas exportadoras hacia las importadoras. El balance generación-demanda se restablece reduciendo la producción en los grupos casados con mayor precio de oferta¹, que no pertenezcan a la categoría de grupos de despacho limitado. Los grupos de despacho limitado son los grupos cuya bajada de generación resulta perjudicial para la seguridad del sistema.

En la tesis se han desarrollado tres métodos para la solución de las restricciones debidas a problemas de tensión mediante el acoplamiento de grupos, que se denominarán: (1) Método desacoplado 1 de despacho preventivo de reactiva, (2) Método desacoplado 2 de despacho preventivo de reactiva y (3) Método de acoplamiento de escenarios. Los dos primeros métodos se han desarrollado para la solución de restricciones de tensión de manera desacoplada en cada escenario horario. El método de acoplamiento se ha desarrollado para obtener la solución óptima de las restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios de programación para el día siguiente, considerando la ligadura que existe en los escenarios a través del coste de arranque de los grupos generadores. Las características más relevantes de cada método son:

- 1) *Método desacoplado 1 de despacho preventivo de reactiva.* Este método no tiene en cuenta el movimiento de los elementos de control de tensión (tensiones de consigna de los generadores, tomas de los transformadores y posición de las reactancias y condensadores) en la determinación de los grupos que deben ser conectados para solucionar las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión; asume por tanto, que previamente se ha efectuado un despacho correctivo de los elementos de control de tensión para ajustar el perfil de tensiones del sistema. El método se ha formulado como un algoritmo iterativo que conecta un generador por iteración. Para tener en cuenta el efecto clave de la potencia activa generada por los grupos de nueva conexión, en cada iteración se prueba la conexión del generador seleccionado en un número predefinido de escalones de potencia. La selección del generador a conectar en cada iteración se realiza a través de un programa de optimización lineal entera-mixta que minimiza el sobrecoste total para el sistema del redespacho de generación. Las restricciones del problema consisten en las variaciones de la tensión en los nudos con problemas y de reactiva en los generadores con violaciones, la ecuación de balance de potencia y la restricción de conexión de como máximo un sólo generador por iteración. Las variaciones de tensión y reactiva se estiman mediante los coeficientes de eficiencia de la inyección de activa y reactiva de los generadores inicialmente no casados.

¹ Contrariamente a como ocurría en la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas (ver apartado 4.4), en la solución de restricciones de tensión en el mercado español de energía eléctrica, la separación de resultados en efectivos y de compensación resulta inmediata. Los grupos de nueva conexión corresponden a los redespachos efectivos, mientras que la reducción de potencia en los grupos casados más caros son los redespachos de compensación.

- 2) *Método desacoplado 2 de despacho preventivo de reactiva.* Se ha formulado como un algoritmo de flujo de cargas óptimo basado en programación lineal. Este método sí tiene en cuenta el ajuste de las tensiones de consigna, tomas de los transformadores y reactancias y condensadores del escenario. La principal novedad de este método en el campo de los OPF, es el modelado de la conexión de grupos a través de variables enteras para solucionar los problemas de tensión y reactiva en el caso base y ante hipótesis de contingencia. El método consiste en un proceso iterativo, que en cada iteración conecta un número máximo de generadores, especificados a través de un parámetro de modelado.
- 3) *Método acoplado.* El método acoplado es un programa de optimización lineal entera mixta que integra la información de la solución desacoplada individual de cada escenario horario, proporcionada bien por el método desacoplado 1 o bien por el método desacoplado 2 descritos con anterioridad. Dicha información consiste en las necesidades de conexión de nueva generación (aporte de potencia activa y reactiva) para la solución de restricciones técnicas en cada escenario horario, y en las sensibilidades de los problemas de los nudos con violaciones con respecto a inyección de potencia activa y reactiva en los nudos de los generadores inicialmente no casados. El método de acoplamiento de escenarios determina en cada hora cual es el conjunto de grupos que es necesario acoplar para solucionar de manera óptima las restricciones técnicas de tensión en los 24 escenarios horarios, teniendo en cuenta el acoplamiento económico a través del coste de arranque de los grupos. El método acoplado asume por tanto, que cada escenario horario² ha sido previamente resuelto individualmente.

El proceso de análisis y solución de las restricciones debidas a problemas de tensión en el sistema eléctrico peninsular español consta de las siguientes etapas:

- 1) *Análisis de contingencias en corriente alterna.* El objetivo del análisis de contingencias en corriente alterna es determinar en cada escenario horario aquellas contingencias que provocan tensiones en los nudos del sistema no admisibles para la explotación del sistema según los niveles de seguridad establecidos en los procedimientos de operación. Inicialmente se aplica el método 1P-1Q como método de análisis rápido de contingencias para seleccionar el conjunto de contingencias que provocan violaciones de tensión. Las contingencias seleccionadas por el método 1P-1Q se convergen hasta alcanzar la tolerancia especificada. Aquellas contingencias que provocan violaciones de tensión, y aquellas que no convergen imponiendo límites de reactiva en los grupos del sistema, son enviadas al módulo de solución desacoplada de escenarios.
- 2) *Solución desacoplada de restricciones de tensión en cada escenario horario.* En cada escenario horario individual, las contingencias que provocan violaciones de tensión o de reactiva de grupos se solucionan en modo preventivo, a través del método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva o a través del método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva.
- 3) *Solución acoplada de restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios.* A partir de los resultados de la solución desacoplada de restricciones de tensión en cada escenario horario, se calcula la solución acoplada en los 24 escenarios horarios. El objetivo es determinar para cada hora cual es el conjunto de grupos que es necesario acoplar para

² En la práctica es necesario solucionar de forma individual únicamente los escenarios relevantes de la operación diaria (puntas y valles).

solucionar de manera óptima las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en los 24 escenarios horarios, teniendo en cuenta el acoplamiento económico a través del coste de arranque de los grupos.

Las siguientes secciones describen con detalle cada una de las etapas y métodos componentes del proceso de análisis y solución de restricciones debidas a tensión en el sistema eléctrico peninsular español.

El capítulo se ha organizado en las siguientes secciones. La sección 5.2 justifica dentro de las restricciones de tensión, la clasificación de problemas en (1) problemas de tensión en nudos de carga y (2) problemas de reactiva en nudos de generación. La sección 5.3 contiene el método de análisis de contingencias en corriente alterna empleado para detectar las restricciones debidas a problemas de tensión. La sección 5.4 detalla el método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva. La descripción del método desacoplado 2 de despacho preventivo de potencia reactiva figura en la sección 5.5. La sección 5.6 expone el método acoplado desarrollado en la tesis para obtener la solución de restricciones debidas a tensión de forma acoplada en los 24 escenarios horarios. Finalmente, la sección 5.7 ofrece las conclusiones del capítulo.

5.2 Clasificación de problemas originados por restricciones de tensión

Dentro de un sistema de energía eléctrica, los nudos de la red se clasifican en los siguientes tipos:

- 1) Nudos de carga (o nudos PQ) de la red de transporte. Se definen como aquellos nudos que no tienen generadores asociados. En ellos se especifica la demanda de activa y reactiva consumida. La solución del flujo de cargas proporciona el ángulo y módulo de la tensión en el nudo.
- 2) Nudos de generación (o nudos PV) del sistema. Son aquellos nudos que tienen generadores asociados. En ellos se especifica la generación de activa y la tensión del nudo. La solución del flujo de cargas proporciona el ángulo de la tensión del nudo, y la reactiva que el generador inyecta en el nudo para mantener el módulo de la tensión en el valor de consigna especificado.

En general, la solución del flujo de cargas de un sistema eléctrico se intenta obtener imponiendo los límites de reactiva de los grupos generadores del sistema. Cuando en una iteración del flujo de cargas se produce una violación del límite de reactiva de un grupo generador, se cambia el tipo de nudo de PV a PQ, congelando la reactiva inyectada en el nudo en la máxima que el generador puede generar/absorber (dependiendo del sentido de la violación). De este modo, la tensión del nudo del generador queda libre, siendo fijada por la solución del flujo de cargas.

Sin embargo, en muchas ocasiones no existe solución del flujo de cargas imponiendo límites de reactiva de grupos³. En estos casos no hay suficiente reactiva en el sistema para mantener el perfil de tensiones establecidas a través de las tensiones de consigna especificadas en los nudos

³ En el mercado español de energía eléctrica es frecuente que, con la disposición de los recursos de generación resultante de la casación inicial, el flujo de cargas no converja imponiendo límites de reactiva de los grupos generadores. En otras palabras, es frecuente que la operación del sistema con la casación inicial sea infactible.

de generación. El punto de operación es infactible con los límites técnicos de generación de reactiva establecidos para los grupos del sistema.

No obstante, entre los requisitos exigidos a un algoritmo de solución de restricciones figura la fiabilidad. El algoritmo de solución de restricciones técnicas debe ser capaz de obtener la solución en todos los casos, independientemente de que exista solución inicial.

En esta tesis se adopta el siguiente procedimiento. El flujo de cargas del sistema en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia se resuelve inicialmente relajando los límites de reactiva de los grupos generadores⁴. Partiendo de la solución del flujo de cargas relajada, se intenta obtener la solución imponiendo los límites de reactiva. Si esta existe, se analizan y registran las violaciones de tensión en los nudos de la red, para ser posteriormente solucionadas. Si no existe, se restaura la solución con los límites de generación de reactiva relajados. La tesis propone considerar las violaciones de los límites de reactiva en los generadores como problemas adicionales a solucionar. De este modo, los tipos de violación que se analizan y registran se clasifican en:

- Violaciones de los límites de tensión en los nudos de carga de la red de transporte.
- Violaciones de los límites de reactiva en los nudos de generación de la red de transporte.

5.3 Análisis de contingencias en corriente alterna

El análisis de contingencias en corriente alterna determina las contingencias simples y múltiples establecidas en los Procedimientos de Operación que provocan restricciones técnicas debidas a tensión que la red de transporte impone a la disposición de la generación establecida por la casación inicial.

Cada contingencia se resuelve mediante el flujo de cargas desacoplado rápido [Stott, et al., 1974]:

$$\begin{aligned} \mathbf{B}' \cdot \Delta \boldsymbol{\theta} &= \Delta \mathbf{P} \\ \mathbf{B}'' \cdot \Delta \mathbf{U} &= \Delta \mathbf{Q} \end{aligned} \quad (5.1)$$

donde:

- \mathbf{B}' : matriz de la parte activa del flujo de cargas desacoplado rápido
- \mathbf{B}'' : matriz de la parte reactiva del flujo de cargas desacoplado rápido
- $\Delta \boldsymbol{\theta}$: vector de incrementos de ángulos en los nudos de la red
- $\Delta \mathbf{U}$: vector de incrementos de los módulos de las tensiones de nudo
- $\Delta \mathbf{P}$: vector de mismatches de potencia activa
- $\Delta \mathbf{Q}$: vector de mismatches de potencia reactiva

⁴ En el caso remoto que la solución relajada no exista, en la tesis se ha incorporado un heurístico que desconecta las reactancias en el sistema, eliminando un consumo de reactiva que puede ser elevado. El flujo de cargas se ejecuta de nuevo sobre el caso con reactancias desconectadas.

Inicialmente se forman las matrices \mathbf{B}' y \mathbf{B}'' y la matriz \mathbf{Y}_{bus} de admitancias nodales de la red (necesaria para el cálculo de mismatches) y se calculan los factores LU de las matrices.

Para cada contingencia de rama se actualizan las matrices por refactorización parcial [Chan, et al., 1986] o por compensación [Alsac, et al., 1983]. La refactorización parcial es más eficiente que el método de compensación [EES-UETP, 1994] en sistemas de gran dimensión.

Para cada contingencia de grupo se reparte la potencia perdida por el generador de la contingencia entre los generadores de Francia proporcionalmente al margen con relación a la potencia máxima, según se detalla en la sección 4.2 del capítulo 4. La dimensión de la matriz \mathbf{B}'' aumenta en una unidad cuando el grupo perdido en la contingencia es el único presente en el nudo, pasando el tipo del nudo de PV a PQ [Lobato, 1998].

La rapidez es la cualidad fundamental que se exige al análisis de contingencias en corriente alterna. Para conseguir gran rapidez se ha implantado el método 1P-1Q (1 iteración de la parte activa y 1 iteración de la parte reactiva del flujo de cargas desacoplado rápido) como método de análisis rápido de contingencias para seleccionar el conjunto de contingencias simples que provocan violaciones de tensión [Ejebe, et al., 1988; Riquelme, 1998].

El método 1P-1Q se fundamenta en las propiedades cuadráticas de convergencia del método de Newton: los mismatches de activa y reactiva varían de forma cuadrática con el número de iteración del flujo de cargas desacoplado rápido. Se realiza una sola iteración del subproblema de activa y una sola iteración del subproblema de reactiva y se comprueban las tensiones en el sistema. Si en esa iteración no se detectan violaciones de tensión se pasa a la siguiente contingencia; en caso contrario se termina la convergencia hasta la tolerancia especificada para cuantificar la violación de forma precisa. El método 1P-1Q asume por tanto, que si en una iteración del flujo de cargas desacoplado rápido no se producen violaciones, no habrá violaciones en el caso convergido. Sacrifica por tanto precisión por rapidez⁵. La utilización diaria del módulo de análisis de contingencias en corriente alterna en el sistema eléctrico español confirma que los resultados del método 1P-1Q son plenamente satisfactorios.

Otros métodos de detección rápida han sido propuestos en la literatura [EES-UETP, 1996; Riquelme, 1998], entre los que cabe citar el método del mismatch cero y el método zonal. La fiabilidad y prestaciones del método de detección rápida 1P-1Q para el análisis de contingencias en el sistema eléctrico peninsular español son suficientes, y por ello, no se han explorado otras alternativas de análisis rápido de contingencias.

En el análisis de contingencias, la tolerancia de convergencia exigida al flujo de cargas se relaja con objeto de acelerar el cálculo. En esta tesis, las tolerancias especificadas para el subproblema de activa y el subproblema de reactiva en el análisis de contingencias son⁶:

⁵ El punto de operación del sistema ante la ocurrencia de contingencias múltiples de dobles circuitos y de grupos más línea puede estar bastante alejado del punto de operación del sistema en el caso base. Por ello, se ha optado en la tesis por la convergencia completa de estos tipos de contingencia. Sin embargo, dado el número pequeño de contingencias múltiples especificadas en los Procedimientos de Operación, el tiempo de ejecución no se ve incrementado de forma sustancial.

⁶ En los cálculos de flujo de cargas desacoplado rápido de esta tesis, las tolerancias especificadas para los mismatches son $\varepsilon_p = 0,1$ MW para el subproblema de activa y $\varepsilon_q = 1$ Mvar para el subproblema de reactiva.

$$\begin{aligned}\varepsilon_p^c &= 1 \text{ MW} \\ \varepsilon_Q^c &= 10 \text{ Mvar}\end{aligned}\tag{5.2}$$

donde:

ε_p^c : valor máximo admitido para convergencia en los mismatches de potencia activa en el análisis de contingencias en corriente alterna

ε_Q^c : valor máximo admitido para convergencia en los mismatches de potencia reactiva en el análisis de contingencias en corriente alterna

En cada escenario horario, las contingencias que provocan violaciones de tensión identificadas, y aquellas que no convergen imponiendo límites de reactiva en los grupos, se envían a resolver al despacho preventivo de potencia reactiva (método desacoplado 1 o método desacoplado 2).

5.4 Método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva

Esta sección describe el método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva. La sección se ha organizado en los siguientes apartados. El apartado 5.4.1 ofrece la visión general del método desacoplado 1. El apartado 5.4.2 contiene la notación empleada en el desarrollo de la exposición. La formulación del método 1 figura en el apartado 5.4.3. El apartado describe inicialmente la selección de generadores eficientes y el cálculo de las sensibilidades de las magnitudes con problemas respecto a la inyección de activa y reactiva en los nudos de los generadores eficientes. A continuación se formula con todo detalle el programa de optimización lineal entera-mixta que decide que grupo se conecta en cada iteración. Finalmente, se especifica el cálculo de los grupos de despacho limitado.

5.4.1 Visión general

El método 1 de despacho preventivo desarrollado en la tesis combina la solución de problemas de optimización con la utilización de heurísticos. El objetivo del método es determinar qué generadores es necesario conectar para solucionar las violaciones de tensión en los nudos de carga y las violaciones de reactiva en los nudos de generación para las contingencias especificadas por el módulo de análisis de contingencias en corriente alterna⁷. La solución incorpora tanto el criterio técnico como el económico.

El método 1 no contempla el ajuste de tensiones de consigna de generadores, tomas de transformadores y reactancias y condensadores del sistema para solucionar las restricciones debidas a tensión. Sin embargo, tal y como se ha puesto de manifiesto en la exposición de la tesis, la resolución de restricciones técnicas está íntimamente ligada con el servicio complementario del control de tensión; un adecuado ajuste de los elementos de control de tensión disminuye los requisitos de nueva generación a conectar para la solución de las

⁷ La formulación del algoritmo es general para solucionar los problemas debidos a subtensión y a sobretensión. Sin embargo, en la práctica nunca se conectan grupos para resolver problemas de sobretensión (absorbiendo potencia reactiva). Por ello, únicamente se conectan grupos para resolver problemas de subtensión y de exceso de inyección de reactiva en los nudos de generación (en el caso de que alguna contingencia no converja imponiendo límites de reactiva de grupos). Los problemas de sobretensión se corrigen con la ejecución del OPF que optimiza las pérdidas y los márgenes de reactiva de los grupos generadores, descrito en el apéndice B de la tesis.

restricciones técnicas debidas a tensión. De este modo, para la aplicación del método 1, se asume que previamente se ha ajustado el perfil de tensiones del sistema mediante el algoritmo heurístico que se describe en el apéndice A.

El método desacoplado 1 se ha formulado como un proceso iterativo que conecta un generador por iteración.

Cada iteración comienza con un flujo de cargas de cada contingencia con problemas. Las contingencias cuyos problemas se hayan solucionado con la conexión previa de generadores se eliminan. El proceso termina si ya no existen contingencias con violaciones de tensión en nudos o reactiva de grupos. En caso contrario, para cada uno de los problemas de tensión o reactiva en cada contingencia, se calculan qué generadores inicialmente no casados son eficaces para solucionarlo o aliviarlo. A su vez, se determina la eficiencia de la inyección de activa y reactiva en los nudos de los generadores eficientes inicialmente no casados, candidatos a ser conectados para solucionar cada problema.

La selección del generador a conectar en cada iteración se realiza a través de un programa de optimización lineal entera-mixta. La función objetivo consiste en el sobrecoste para el sistema del redespacho de generación. Las restricciones del problema consisten en las variaciones de la tensión y reactiva en los nudos con problemas, la ecuación de balance de potencia y la restricción de conexión de como máximo un generador por iteración. Las restricciones de las variaciones de tensión y reactiva en los nudos con problemas se formulan utilizando las eficiencias de la inyección de activa y reactiva de los generadores candidatos a ser conectados. Si el programa de optimización no conecta ningún generador (implica que los generadores eficientes calculados no son suficientemente eficaces respecto a un conjunto de umbrales que se encuentran detallados en el subapartado 5.4.3.1), el proceso finaliza informando de los problemas que no han podido ser resueltos.

En el programa de optimización se identifican a su vez los grupos de despacho limitado cuya bajada de potencia resulta perjudicial para la seguridad del sistema. Los grupos de despacho limitado se bloquean a la bajada a la hora de obtener un balance cuadrado generación-demanda. La determinación de los grupos de despacho limitado se realiza mediante las sensibilidades de la tensión y reactiva en los nudos con problemas con respecto a la potencia activa generada por los grupos inicialmente casados.

Un aspecto clave para un correcto funcionamiento del método es la conexión del nuevo grupo a una tensión de consigna adecuada. La reactiva que inyecta el grupo en el sistema, y por tanto parte de la eficacia del grupo para la solución de los problemas, depende de la tensión de consigna especificada. Los nuevos generadores se conectan con una tensión de consigna igual a la tensión del nudo en funcionamiento normal. Considerando que se ha ajustado el perfil de tensiones mediante el algoritmo heurístico, se asume que el perfil de tensiones obtenido en el caso base proporciona una adecuada tensión de consigna para los nudos de los generadores de nueva conexión⁸.

⁸ Otra posibilidad de utilización del método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, consiste en tomar las tensiones de consigna, las tomas de los transformadores y el estado de las reactancias y condensadores del sistema de casos de referencia de tiempo real con una demanda similar a la del caso de análisis. Estos valores son unos valores adecuados, dado que el sistema se opera en tiempo real con un perfil de tensiones satisfactorio. Los casos de referencia de tiempo real son proporcionados por el estimador de estado del Centro de Control del Operador del Sistema.

Además, el método incorpora dos umbrales inferiores para la tensión de consigna de un grupo de nueva conexión:

- 1) Tensión de consigna estimada para que el grupo inyecte una potencia reactiva del 60% de la reactiva máxima generada. La tensión de consigna estimada se determina mediante la sensibilidad de la tensión en el nudo del generador a conectar (inicialmente de tipo PQ) con respecto a la inyección de potencia reactiva en el nudo.
- 2) Tensión de consigna del nudo correspondiente a 1,0 por unidad. Este es un valor práctico de tensión de consigna mínima sugerido por el Operador del Sistema en el sistema español.

Para el generador seleccionado por el programa de optimización se evalúa el efecto de la potencia activa generada para un número predefinido de escalones de potencia⁹. El primer escalón corresponde al mínimo técnico del grupo. Para cada escalón de potencia se comprueba si los problemas en que la conexión del generador es eficiente quedan solucionados. En caso negativo, existen dos posibilidades:

- 1) Si la mejora de los problemas conseguida con la subida de potencia activa del grupo es significativa (en función de unos umbrales establecidos por el usuario), aunque no sea suficiente para la resolución total de los problemas, se acepta la subida de carga y se prueba la conexión en el siguiente escalón. Valores adecuados de mejora mínima en los problemas son de 0,0025 por unidad para los problemas de tensión (1 kV en el nivel de tensión 400 kV y 0,55 kV en el nivel de tensión 220 kV) y 25 Mvar para los problemas de reactiva.
- 2) Si la mejora de los problemas conseguida con la subida de potencia activa no es significativa en función de los umbrales establecidos de mejora mínima, se descarta la subida de carga en el grupo. Es preciso señalar que la curva de nariz no lineal propia del fenómeno del colapso de tensión [Kundur, 1994] indica que la mayor subida de tensión se produce en los primeros escalones de potencia activa, y por tanto, si la mejora de tensión con un escalón de potencia no es suficiente, tampoco va a ser suficiente para un escalón de potencia activa superior. La Figura 5-1 muestra la característica no lineal que relaciona la potencia activa con la tensión en un sistema de energía eléctrica.

⁹ Para el sistema español se utilizan tres escalones, correspondientes al mínimo técnico, media carga y máximo técnico.

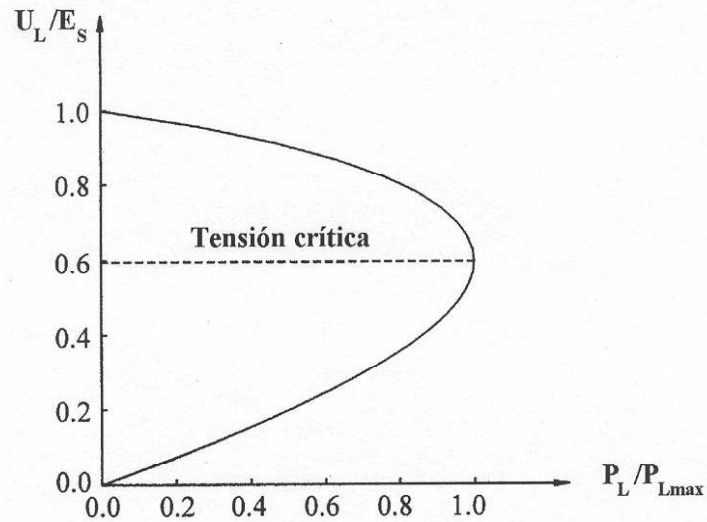


Figura 5-1: Curva no-lineal de la relación potencia activa/tensiones propia del fenómeno de colapso de tensiones

En el caso de que los problemas en los cuales la conexión del generador es eficiente queden solucionados, o en el caso de que el grupo haya alcanzado ya el máximo técnico, el proceso iterativo comienza de nuevo.

La conexión de nuevos grupos para la solución de las subtensiones de las contingencias, puede originar sobretensiones en el caso base [Kirschen, et al., 1988]. Estas posibles violaciones de sobretensión¹⁰ no constituyen ninguna limitación al método, puesto que son corregidas posteriormente por el OPF de optimización de pérdidas y márgenes de reactiva de grupos.

El diagrama de bloques de la Figura 5-2 ilustra el funcionamiento del método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva.

La filosofía del método desacoplado 1 presenta algunas similitudes con la filosofía del modelo CHOPIN desarrollado para la planificación a largo plazo de la red de transporte de energía eléctrica [Latorre, 1993]. El modelo CHOPIN considera una serie de opciones de inversión en líneas a través de variables enteras. Partiendo de una solución inicial de inversión, se realiza una clasificación del cambio de estado de las variables de inversión en función de un orden de mérito. Se desarrolla un árbol con las distintas opciones de cambio de estado y se va expandiendo evaluando la función objetivo de las distintas opciones. El proceso finaliza cuando se verifica alguno de los criterios de truncamiento y parada establecidos.

¹⁰ En la práctica insignificantes con una adecuada selección de la tensión de consigna para los nuevos grupos.

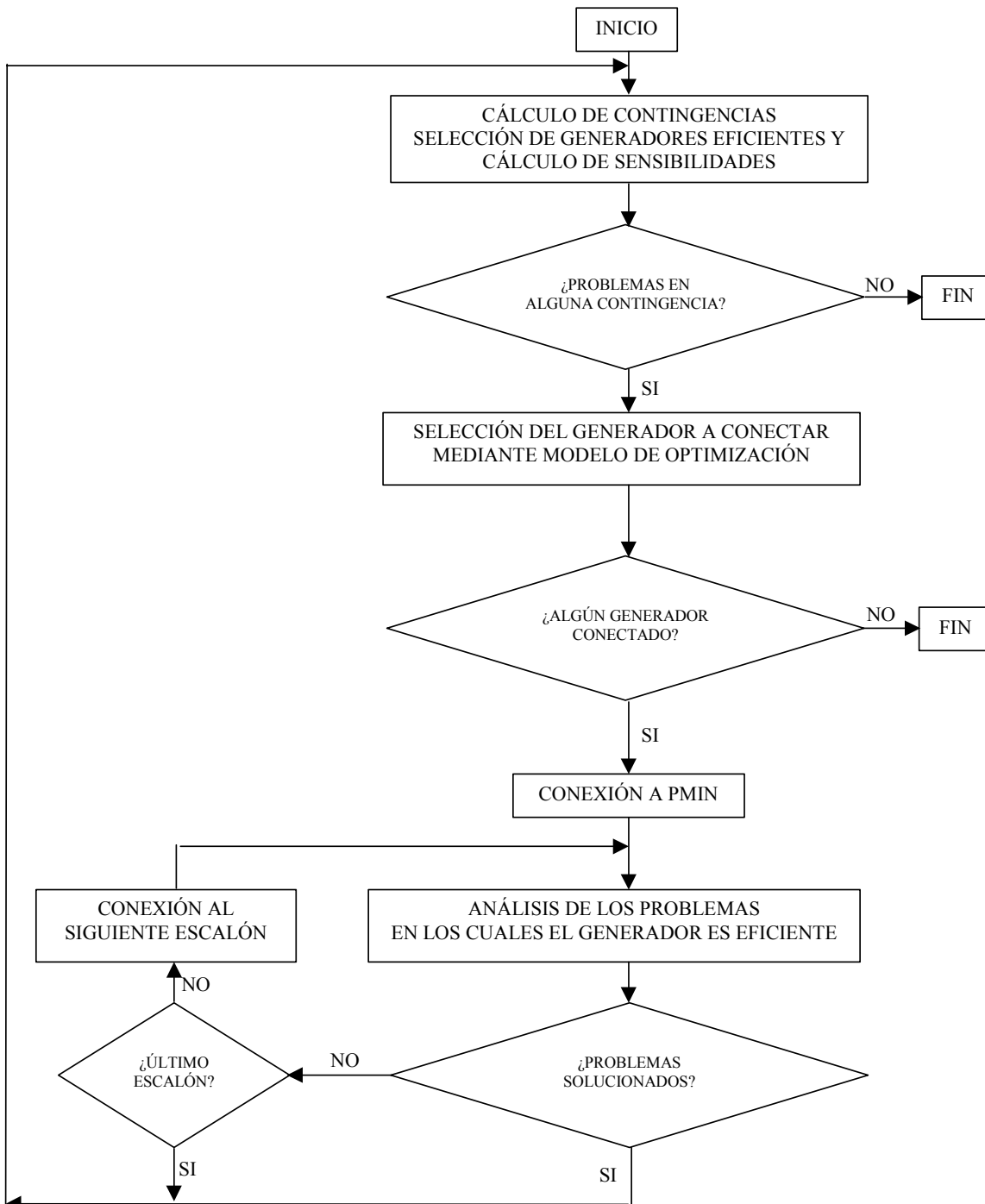


Figura 5-2: Diagrama de bloques del método desacoplado 1 de despacho preventivo de reactiva

5.4.2 Notación

La notación empleada en el desarrollo del método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva figura a continuación:

Índices

ga : representa un grupo inicialmente casado

$b(ga)$: representa cada uno de los bloques de oferta de un grupo inicialmente casado

gd : representa un grupo inicialmente no casado

$b(gd)$: representa cada uno de los bloques de oferta de un grupo inicialmente no casado

gdl : representa un grupo de despacho limitado, bloqueado a la bajada dado que la reducción de potencia es perjudicial para la seguridad del sistema

i : representa un nudo del sistema

c : contingencia

Parámetros

$S_{P_{gd}}^{U_i^c}$: sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia activa del generador gd inicialmente no casado

$S_{Q_{gd}}^{U_i^c}$: sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado

$CE_{Q_{gd}}^{U_i^c}$: coeficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva del generador gd para arreglar el problema de tensión del nudo i de la contingencia c , calculándose para la máxima reactiva que el generador gd es capaz de generar.

Q_{gd}^{max} : máxima potencia reactiva generada por el grupo gd inicialmente no casado

$S_{P_{gd}}^{Q_i^c}$: sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia activa del generador gd inicialmente no casado

$S_{Q_{gd}}^{Q_i^c}$: sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado

$CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c}$: coeficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva del generador gd para arreglar la violación de reactiva en el nudo de generación i de la contingencia c , calculándose para la máxima reactiva que el generador es capaz de generar

EF_U^{abs} : eficiencia absoluta mínima para problemas de tensión

EF_Q^{abs} : eficiencia absoluta mínima para problemas de reactiva

$EF_{térmicos}^{rel}$: eficiencia relativa mínima para los grupos térmicos

$EF_{hidráulicos}^{rel}$: eficiencia relativa mínima para los grupos hidráulicos

U_{ilim}^c : límite de la tensión en el nudo i ante la ocurrencia de la contingencia c

U_{i0}^c : tensión inicial del nudo i ante la ocurrencia de la contingencia c

Q_{ilim}^c : límite de reactiva en el nudo de generación i en la contingencia c

Q_{i0}^c : reactiva inicial del nudo de generación i en la contingencia c

$p_{b(g)}^{os}$: es el precio de la oferta simple de cada bloque $b(g)$ de un generador g

PM : es el precio marginal horario

P_{g0} : es la potencia inicial del generador g resultado de la casación inicial

KP_{gd} : escalón de potencia al que se conecta el generador gd . Toma el valor entre 0 y 1, adquiriendo tantos valores como número de escalones de potencia activa haya. Para 3 escalones de potencia toma los valores 0, 0,5 y 1

P_g^{min} : mínimo técnico del generador g

P_g^{max} : máximo técnico del generador g

$p_{gd}^{oc_fijo}$: es el término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador no casado gd

c_{in}^U : coste de infactibilidad para los problemas de tensión. Es el coste de dejar una violación de 1 pu (1,1 kV en el nivel 220 kV y 2 kV en el nivel de tensión 400 kV)

c_{in}^Q : coste de infactibilidad para los problemas de reactiva. Es el coste de dejar una violación de reactiva de 1 Mvar en el sistema

k_{QU} : relación entre el coste de infactibilidad para los problemas de tensión y el coste de infactibilidad para los problemas de reactiva

EMP_U^{max} : empeoramiento máximo permitido para las violaciones de tensión

EMP_{rel}^{max} : porcentaje de empeoramiento relativo máximo permitido respecto al generador inicialmente no casado más eficiente para la solución de un determinado problema

EMP_Q^{max} : empeoramiento máximo permitido para las violaciones de reactiva

Variables de decisión

$\Delta P_{b(g)}^{subida}$: es el incremento de potencia del bloque de oferta $b(g)$ del generador g

$\Delta P_{b(g)}^{bajada}$ es el decremento de potencia del bloque de oferta $b(g)$ del generador g

δ_{gd} : es la variable binaria de decisión de acoplamiento de un grupo inicialmente no casado gd

Variables dependientes

ΔP_{gd} : potencia a la que se conecta el generador gd inicialmente no casado

ΔU_i^c : violación de la tensión del nudo i cuando ocurre la contingencia c

ΔQ_i^c : violación de la reactiva del nudo de generación i cuando ocurre la contingencia c

5.4.3 Formulación del método

A continuación se describe la selección y el cálculo de los coeficientes de eficiencia de los grupos inicialmente no casados eficientes para la resolución de los problemas, la formulación del problema de optimización que selecciona el generador a conectar en cada iteración, y el método de cálculo de los grupos de despacho limitado.

5.4.3.1 Cálculo de generadores eficientes y de las sensibilidades para resolver los problemas

El proceso de cálculo de generadores eficientes es como sigue. Inicialmente se convergen las contingencias que presentan problemas mediante el algoritmo de flujo de cargas desacoplado rápido con acortamiento de paso [Clements, et al., 1982]. El algoritmo de flujo de cargas desacoplado rápido con acortamiento de paso es una implantación del flujo de cargas desacoplado rápido que permite encontrar una solución del problema incluso en condiciones desfavorables próximas al colapso de tensión. El método consiste en ir supervisando en cada

iteración la convergencia y aplicar factores de deceleración para impedir la divergencia del proceso iterativo.

Para cada contingencia convergida, se identifican las violaciones de los límites de tensión. También se identifican las violaciones de los límites de reactiva de grupos en caso de que la contingencia no haya convergido imponiendo límites de reactiva de grupos.

En cada problema de tensión en el nudo i de la contingencia c , se calculan para cada generador inicialmente no casado gd : (1) la sensibilidad de la tensión del nudo con respecto a la inyección de potencia activa del generador $S_{P_{gd}}^{U_i^c}$, (2) la sensibilidad de la tensión del nudo con respecto a la inyección de la potencia reactiva del generador $S_{Q_{gd}}^{U_i^c}$ y (3) el coeficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva del generador para arreglar el problema de tensión del nudo $CE_{Q_{gd}}^{U_i^c}$.

El coeficiente de eficiencia $CE_{Q_{gd}}^{U_i^c}$ se calcula para la máxima reactiva¹¹ que el generador es capaz de generar (como se ha razonado anteriormente, en la práctica únicamente se conectan grupos para aliviar problemas de subtensión):

$$CE_{Q_{gd}}^{U_i^c} = S_{Q_{gd}}^{U_i^c} \cdot Q_{gd}^{max} \quad (5.3)$$

Del mismo modo, en cada violación de reactiva en el nudo de generación i de la contingencia c , se calculan para cada generador inicialmente no casado gd : (1) sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación con respecto a la inyección de potencia activa del generador $S_{P_{gd}}^{Q_i^c}$, (2) la sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador $S_{Q_{gd}}^{Q_i^c}$ y (3) el coeficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva del generador para arreglar la violación de reactiva en el nudo de generación $CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c}$. Este último se calcula para la máxima reactiva que el generador gd es capaz de generar:

$$CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c} = S_{Q_{gd}}^{Q_i^c} \cdot Q_{gd}^{max} \quad (5.4)$$

Las sensibilidades de las violaciones de tensión y de las violaciones de reactiva con respecto a la inyección de reactiva en los nudos de los generadores inicialmente no casados, se calculan haciendo uso de las matrices de sensibilidad que figuran en el apéndice A de la tesis. Las sensibilidades de las violaciones de tensión y de las violaciones de reactiva con respecto a la inyección de activa en los nudos de los generadores inicialmente no casados se calculan realizando un incremento pequeño en la potencia activa inyectada en el nudo y corriendo una iteración del flujo de cargas desacoplado rápido con acortamiento de paso (similarmente al método 1P-1Q utilizado en el análisis de contingencias en corriente alterna).

¹¹ Para cada escalón de potencia activa, la reactiva máxima de cada generador gd se actualiza mediante la curva de capacidad del grupo.

Dentro del método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, la selección de generadores eficientes para cada problema se realiza aplicando los siguiente filtros:

- 1) EF_U^{abs} : eficiencia absoluta mínima para problemas de tensión. Es el valor mínimo de eficiencia de la inyección de potencia reactiva para arreglar un problema de tensión que se admite para conectar un grupo inicialmente no casado. Para cada problema de tensión en el nudo i de la contingencia c , sólo se consideran aquellos generadores gd inicialmente no casados que verifican:

$$CE_{Q_{gd}}^{U_i^c} \geq EF_U^{abs} \quad (5.5)$$

En el sistema español este filtro se ha establecido en 0,005 pu. En otras palabras, no se tendrá en cuenta la conexión de aquellos generadores que inyectando reactiva no sean capaz de subir 1,1 kV en nudos de 220 kV y 2 kV en nudos de 400 kV.

- 2) EF_Q^{abs} : eficiencia absoluta mínima para problemas de reactiva. Es el valor mínimo de eficiencia de la inyección de potencia reactiva para arreglar un problema de reactiva que se admite para conectar un grupo inicialmente no casado. Para cada problema de reactiva en el nudo de generación i de la contingencia c , sólo se consideran aquellos generadores gd inicialmente no casados que verifican:

$$CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c} \geq EF_Q^{abs} \quad (5.6)$$

En el sistema español este filtro se ha establecido en 0,05 pu. En otras palabras, no se tendrá en cuenta la conexión de aquellos generadores que inyectando reactiva no sean capaz de arreglar 5 Mvar de violación.

- 3) $EF_{térmicos}^{rel}$: eficiencia relativa mínima para los grupos térmicos. Este valor indica el tanto por ciento de violación que un grupo térmico debe arreglar de un problema para considerar su conexión. Es decir, para cada problema de tensión en el nudo i de la contingencia c , sólo se considera la conexión de aquellos generadores térmicos gd inicialmente no casados que verifican:

$$CE_{Q_{gd}}^{U_i^c} \geq \frac{EF_{térmicos}^{rel}}{100} \cdot \left| U_{ilim}^c - U_{i0}^c \right| \quad (5.7)$$

Del mismo modo, para cada problema de reactiva en el nudo de generación i de la contingencia c , sólo se considera la conexión de aquellos generadores térmicos gd inicialmente no casados que verifican:

$$CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c} \geq \frac{EF_{térmicos}^{rel}}{100} \cdot \left| Q_{ilim}^c - Q_{i0}^c \right| \quad (5.8)$$

En el sistema español este filtro se ha establecido en el 70%. En otras palabras, no se tendrá en cuenta la conexión de aquellos generadores térmicos que inyectando reactiva no sean capaz de arreglar el problema en un 70%.

- 4) $EF_{hidráulicos}^{rel}$: eficiencia relativa mínima para los grupos hidráulicos. Este valor indica el tanto por ciento de violación que un grupo hidráulico debe arreglar de un problema para considerar su conexión. El funcionamiento de este filtro es análogo al filtro de eficiencia relativa mínima para los grupos térmicos. En el sistema español este filtro está establecido en el 25% (menor que el de los grupos térmicos debido a que el coste de arranque de los grupos hidráulicos es nulo, y por tanto se admite la conexión de un número mayor de generadores térmicos que hidráulicos para la solución de problemas).

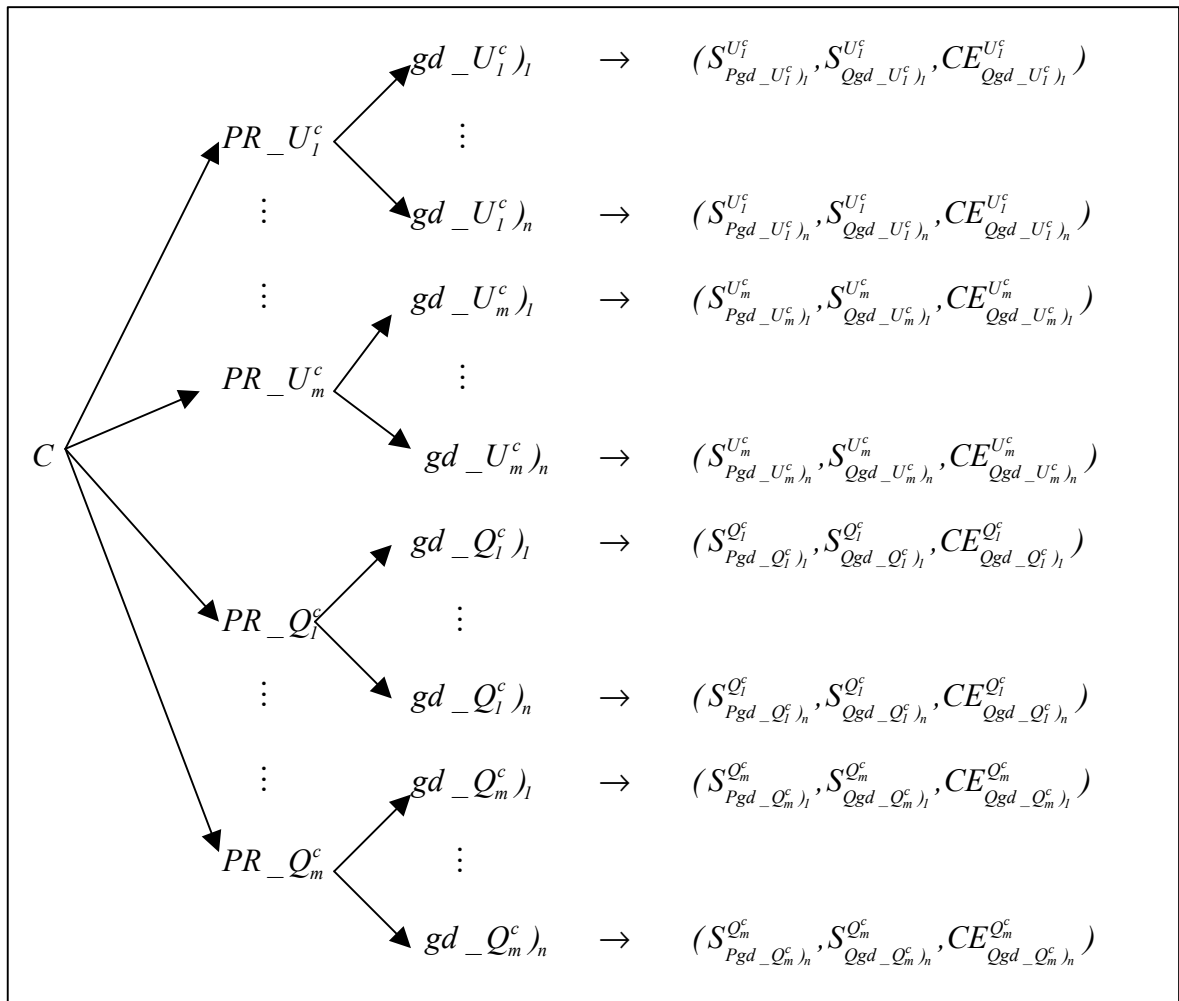


Figura 5-3: Estructura en árbol de los generadores eficientes para los problemas de tensión y reactiva de cada contingencia c

Para cada violación de tensión y de límites de reactiva correspondiente a una contingencia c se calculan los generadores inicialmente no casados gd cuya eficiencia supera los filtros detallados anteriormente. De esta forma se obtiene para cada contingencia c la estructura en árbol representada en la Figura 5-3. Es preciso señalar que un mismo generador inicialmente no casado puede ser eficiente para problemas distintos, correspondientes a la misma o a distinta contingencia. Las sensibilidades y los coeficientes de eficiencia que figuran en el árbol de la

Figura 5-3 son utilizados en el problema de optimización que decide los generadores a conectar, para estimar las variaciones de tensión y reactiva en los nudos con problemas.

5.4.3.2 Selección del generador a conectar en cada iteración

La selección del generador a conectar en cada iteración se realiza a través de un programa de optimización lineal entera-mixta que minimiza el sobrecoste total de solución de las restricciones debidas a tensión en el sistema. La función objetivo a minimizar incluye el sobrecoste para el sistema del redespacho de generación, así como el coste de las violaciones de tensión y reactiva en las contingencias:

$$\min \sum_{ga} \sum_{b(ga)} (PM - p_{b(ga)}^{os}) \cdot \Delta P_{b(ga)}^{bajada} + \sum_{gd} \left(\sum_{b(gd)} p_{b(gd)}^{os} \cdot \Delta P_{b(gd)}^{subida} + P_{gd}^{oc_fijo} \cdot \delta_{gd} \right) + \sum_c \sum_i c_{in}^U \cdot \Delta U_i^c + \sum_c \sum_i c_{in}^Q \cdot \Delta Q_i^c \quad (5.9)$$

De forma análoga al despacho preventivo de activa descrito en el capítulo 4, el primer término de la expresión (5.9) modela la bajada de producción en aquellos generadores inicialmente casados más caros, reproduciendo el ajuste que posteriormente efectúa el Operador del Mercado. El segundo término de la función objetivo formula el coste de acoplamiento de los grupos inicialmente no casados, donde la variable binaria δ_{gd} modela el coste de arranque. Los dos últimos términos de la función objetivo representan el coste de dejar violaciones de tensión y reactiva en el sistema ante la ocurrencia de las contingencias. Estos términos impiden que el problema de optimización resulte infactible. En la práctica el Operador del Sistema elimina del despacho preventivo de potencia reactiva los problemas de tensión y reactiva que no desea resolver. Por ello, los costes de infactibilidad de los problemas de tensión y reactiva (c_{in}^U y c_{in}^Q) se fijan en valores muy altos con relación al coste del redespacho de generación, de tal manera que todos los problemas seleccionados se intentan resolver.

Las restricciones del problema son las siguientes:

- 1) Restricción de potencia mínima de los grupos ga inicialmente casados que bajan generación:

$$P_{ga0} + \sum_{b(ga)} (-\Delta P_{b(ga)}^{bajada}) \geq P_{ga}^{min} \quad (5.10)$$

- 2) Restricciones de la variación de la violación de tensión en el nudo de carga i ante la ocurrencia de la contingencia c :

$$\sum_{gd} (CE_{Q_{gd}}^{U_i^c} \cdot \delta_{gd} + S_{P_{gd}}^{U_i^c} \cdot \Delta P_{gd}) + \Delta U_i^c \geq |U_{ilim}^c - U_{i0}^c| \quad (5.11)$$

El primer término de la expresión (5.11) representa la eficacia de la conexión de cada generador inicialmente no casado gd (tanto de la inyección de potencia activa como de potencia reactiva) en la solución del problema de tensión del nudo i en la contingencia c . El término ΔU_i^c es un término de holgura que impide que el problema de optimización resulte infactible.

- 3) Restricciones de la variación de las violaciones de reactiva en el nudo de generación i ante la ocurrencia de la contingencia c :

$$\sum_{gd} (CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c} \cdot \delta_{gd} + S_{P_{gd}}^{Q_i^c} \cdot \Delta P_{gd}) + \Delta Q_i^c \geq |Q_{ilim}^c - Q_{i0}^c| \quad (5.12)$$

De forma análoga, el primer término de la expresión (5.12) representa la eficacia de la conexión de cada generador inicialmente no casado gd (tanto de la inyección de potencia activa como de potencia reactiva) en la solución del problema de reactiva del nudo i en la contingencia c , y el término ΔQ_i^c se introduce para evitar la infactibilidad del problema de optimización.

- 4) Potencia a la que se conecta el generador gd :

$$\Delta P_{gd} = \delta_{gd} \cdot (P_{gd}^{min} + KP_{gd} \cdot (P_{gd}^{max} - P_{gd}^{min})) \quad (5.13)$$

donde:

$$\Delta P_{gd} = \sum_{b(gd)} \Delta P_{b(gd)}^{subida} \quad (5.14)$$

La variable binaria δ_{gd} en la expresión (5.13) obliga a la conexión de los grupos no casados inicialmente por encima de su mínimo técnico.

- 5) Bloqueo a la bajada de un grupo de despacho limitado gdl :

$$\Delta P_{b(gdl)}^{bajada} = 0 \quad (5.15)$$

- 6) Restricción del balance de potencia:

$$\sum_{gd} \Delta P_{gd} = \sum_{ga} \sum_{b(ga)} \Delta P_{b(ga)}^{bajada} \quad (5.16)$$

- 7) Restricción de conexión de como máximo un generador por iteración¹² (los generadores cuya conexión se considera son los que figuran en el árbol de la Figura 5-3)

$$\sum_{gd} \delta_{gd} \leq 1 \quad (5.17)$$

El coste de infactibilidad para los problemas de tensión se relaciona con el coste de infactibilidad para los problemas de reactiva según:

¹² En el desarrollo de la tesis se probó la opción de conexión de más de un generador por iteración. Sin embargo, la gran no-linealidad de la parte de tensión del flujo de cargas, hacía muy inexactos los resultados cuando se conecta más de un generador por iteración.

$$c_m^U = k_{QU} \cdot c_m^Q \quad (5.18)$$

Las violaciones de tensión tienen preferencia a las violaciones de reactiva. Esto es debido a que cuando una contingencia no converge imponiendo límites de reactiva de grupos, no todas las violaciones de reactiva de la solución con los límites relajados se transforman en violaciones de tensión. Por ello, el valor de la constante k_{QU} se ha establecido en 10000. De este modo, dejar una violación de 1 kV en un nudo de 400 kV cuesta lo mismo que dejar una violación de 25 Mvar.

Por otro lado, en una contingencia normalmente hay muchos más problemas de tensión que de reactiva, siendo siempre la suma total de violaciones de tensión mucho mayor que suma de violaciones de reactiva. Dado que la selección del generador a conectar en cada iteración tiene en cuenta todos los problemas de tensión y reactiva, el grupo conectado en cada iteración tenderá a resolver los problemas de tensión antes que los de reactiva.

5.4.3.3 Determinación de los grupos de despacho limitado

La determinación de los grupos de despacho limitado se realiza utilizando las sensibilidades de las magnitudes con violaciones respecto a la potencia activa inyectada por los grupos inicialmente casados.

Para cada problema de tensión en el nudo i de la contingencia c , se determina para cada generador inicialmente casado ga la eficiencia si el grupo reduce su producción hasta cero:

$$CE_{P_{ga}}^{U_i^c} = S_{P_{ga}}^{U_i^c} \cdot (-P_{ga0}) \quad (5.19)$$

El grupo ga se bloquea a la bajada si se cumple la condición (1a) y a su vez se verifican las condiciones (2a) y (3a):

- Condición (1a): la bajada de potencia en el generador es perjudicial para la tensión del nudo i de la contingencia c :

$$\text{signo}(CE_{P_{ga}}^{U_i^c}) \cdot \text{signo}(U_{i0}^c - U_{ilim}^c) > 0 \quad (5.20)$$

- Condición (2a): el empeoramiento del problema si se baja producción en ga es mayor que el umbral de empeoramiento máximo permitido para los problemas de tensión:

$$\left| CE_{P_{ga}}^{U_i^c} \right| > EMP_U^{max} \quad (5.21)$$

- Condición (3a): el empeoramiento del problema si se baja producción en ga es mayor que un porcentaje de la mejora conseguida por la inyección de reactiva del generador más eficiente para el problema de tensión en el nudo i en la contingencia c :

$$\left| CE_{P_{ga}}^{U_i^c} \right| > \frac{EMP_{rel}^{max}}{100} \cdot \max_{gd} \left\{ \left| CE_{Q_{gd}}^{U_i^c} \right| \right\} \quad (5.22)$$

Análogamente, para cada problema de reactiva en el nudo de generación i de la contingencia c , se determina para cada generador inicialmente casado ga la eficiencia si el grupo reduce su producción hasta cero:

$$CE_{P_{ga}}^{Q_i^c} = S_{P_{ga}}^{Q_i^c} \cdot (-P_{ga0}) \quad (5.23)$$

El grupo ga se bloquea a la bajada si se cumple la condición (1b) y a su vez se verifican las condiciones (2b) y (3b):

- Condición (1b): la bajada de potencia en el generador es perjudicial para la reactiva inyectada en el nudo de generación i de la contingencia c :

$$\text{signo}(CE_{P_{ga}}^{Q_i^c}) \cdot \text{signo}(Q_{i0}^c - Q_{ilim}^c) > 0 \quad (5.24)$$

- Condición (2a): el empeoramiento del problema si se baja producción en ga es mayor que el umbral de empeoramiento máximo permitido para los problemas de reactiva:

$$\left| CE_{P_{ga}}^{Q_i^c} \right| > EMP_Q^{max} \quad (5.25)$$

- Condición (3a): el empeoramiento del problema si se baja producción en ga es mayor que un porcentaje de la mejora conseguida por la inyección de reactiva del generador más eficiente para el problema de reactiva en el nudo de generación i en la contingencia c :

$$\left| CE_{P_{ga}}^{Q_i^c} \right| > \frac{EMP_{rel}^{max}}{100} \cdot \max_{gd} \left\{ \left| CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c} \right| \right\} \quad (5.26)$$

En el sistema español, valores adecuados de los umbrales que definen los grupos de despacho limitado son:

$$EMP_U^{max} = 0,001 \text{ por unidad}$$

$$EMP_Q^{max} = 0,005 \text{ por unidad}$$

$$EMP_{rel}^{max} = 20\%$$

5.5 Método desacoplado 2 de despacho preventivo de potencia reactiva

Esta sección describe el método desacoplado 2 de despacho preventivo de potencia reactiva. La sección se ha organizado en los siguientes apartados. El apartado 5.5.1 ofrece la visión general del método. El apartado 5.5.2 contiene la notación empleada en el desarrollo. Finalmente, la formulación matemática del método se describe en el apartado 5.5.3.

5.5.1 Visión general

El método desacoplado 2 de despacho preventivo de potencia reactiva formula el problema de solución de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión como un algoritmo de

flujo de cargas óptimo basado en programación lineal. Este método sí incorpora el ajuste de las tensiones de consigna, tomas de los transformadores y estado de las reactancias y condensadores del escenario para la solución de las restricciones de tensión. La principal novedad de este método en el campo de los OPF es el modelado de la conexión de grupos a través de variables enteras para solucionar los problemas de tensión y reactiva en el caso base y ante hipótesis de contingencia.

La Figura 5-4 ilustra el diagrama de bloques del método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva.

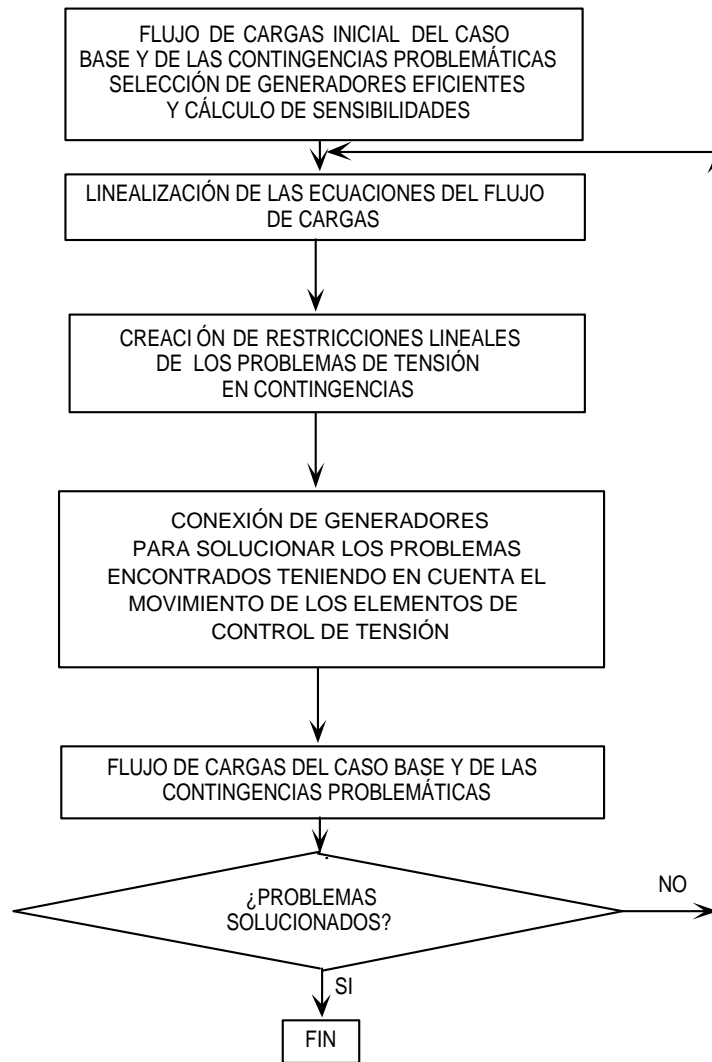


Figura 5-4: Diagrama de bloques del método desacoplado 2 de despacho preventivo de reactiva.

El método desacoplado 2 de despacho preventivo de reactiva se ha formulado como un proceso iterativo que en cada iteración conecta un número máximo de generadores, especificados a través de un parámetro de modelado.

El proceso comienza con un flujo de cargas del caso base y de cada contingencia con problemas. El algoritmo de flujo de cargas utilizado corresponde al flujo de cargas desacoplado rápido con acortamiento de paso explicado en 5.4.3.1. Para cada uno de los problemas de tensión o reactiva en cada contingencia convergida, se calculan que generadores son eficaces para solucionarlo o aliviarlo, y se determina la eficiencia de la inyección de activa y reactiva en

los nudos de los generadores eficientes inicialmente no casados, candidatos a ser conectados para solucionar cada problema. El proceso de selección de generadores eficientes es idéntico al descrito para el método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva en el subapartado 5.4.3.1.

En cada iteración del proceso, se construye un programa de optimización lineal entera mixta. La función objetivo a optimizar consiste en el sobrecoste para el sistema del redespacho de generación. La función objetivo también incluye el término del coste de las violaciones de tensión y reactiva en el caso base y en las contingencias, así como el término de coste de los movimientos de los elementos de control de tensión. Las restricciones del problema consisten en las ecuaciones linealizadas del flujo de cargas y los límites de las variables del sistema. A su vez, se formulan las restricciones lineales correspondientes a cada problema de tensión y reactiva de cada contingencia. El programa de optimización decide qué generadores y a qué potencia activa se conectan para solucionar las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión, y el ajuste óptimo de los elementos de control en el sistema.

Si en una iteración no se producen movimientos en los elementos de control de tensión y no se conecta ningún generador inicialmente no casado, el proceso finaliza. En caso contrario, con la solución proporcionada por el programa de optimización, se actualiza la solución del flujo de cargas del caso base y de las contingencias problemáticas. Las contingencias cuyos problemas se hayan solucionado con la conexión previa de generadores se eliminan. Si ya no existen contingencias con problemas, el proceso finaliza. En caso contrario se repite el proceso de selección de generadores eficientes para los problemas restantes en las contingencias, determinando sus correspondientes eficiencias de activa y reactiva.

La determinación de los grupos de despacho limitado se realiza de la misma forma que en el método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, según se describe en el subapartado 5.4.3.3.

Contrariamente a lo que ocurre en el método desacoplado 1 de despacho preventivo de activa, la eficacia del método desacoplado 2 no depende de una adecuada selección de la tensión de consigna inicial. Esto es debido a que el método desacoplado 2 considera el ajuste de los elementos de control del sistema.

Otra de las diferencias del método desacoplado 2 con respecto al método desacoplado 1 es la ausencia de sobretensiones en la solución final. En la solución de método desacoplado 1 podían aparecer violaciones de sobretensión, corregidas a posteriori por el OPF de optimización de pérdidas y márgenes de reactiva de grupos. El método 2 incorpora explícitamente el límite máximo de las tensiones en el sistema, y por tanto no produce sobretensiones en la solución.

5.5.2 Notación

En la descripción matemática del problema de optimización formulado en cada iteración, se ha adoptado la notación establecida en el apartado 5.4.2. Los parámetros y variables nuevas del método 2 son:

Parámetros

c_m^ℓ : coste de dejar 1 MW de sobrecarga en el sistema

$c_{\Delta U}$: coste del movimiento de tensión de consigna de los generadores
 ΔU_{ga}^{max} : máxima variación permitida para la tensión de consigna del generador ga
 $c_{\Delta T}$: coste del movimiento de las tomas de los transformadores
 ΔT_{ℓ}^{max} : máxima variación permitida para la toma del transformador ℓ
 $c_{\Delta B}$: coste del movimiento de la susceptancia de una reactancia o condensador
 ΔB_{sh}^{max} : máxima variación permitida para la susceptancia de la reactancia o condensador sh
 \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{J} , \mathbf{L} , \mathbf{T}_p , \mathbf{T}_Q : matrices de las ecuaciones linealizadas del flujo de cargas
 $\Delta \mathbf{P}$: vector de incrementos de potencia activa en los nudos
 $\Delta \mathbf{Q}$: vector de incrementos de potencia reactiva en los nudos
 G_{ij} : parte real del término (i, j) de la matriz de admitancias nodales de la red
 B_{ij} : parte imaginaria del término (i, j) de la matriz de admitancias nodales de la red
 U_i^{max} : tensión máxima en el nudo de carga i
 U_i^{min} : tensión mínima en el nudo de carga i
 Q_i^{max} : reactiva máxima generada en el nudo de generación i
 Q_i^{min} : reactiva mínima generada en el nudo de generación i
 T_{ℓ}^{max} : toma máxima del transformador ℓ
 T_{ℓ}^{min} : toma mínima del transformador ℓ
 F_{ℓ}^{max} : flujo máximo de potencia por la rama ℓ
 x_{ij} : reactancia de la rama entre nudos i y j
 δ_{shi}^0 : estado inicial de la reactancia o condensador del nudo i
 B_{shi} : susceptancia de la reactancia o condensador del nudo i
 U_i^0 : tensión inicial del nudo i en la iteración
 N_{gd}^{max} : número máximo de generadores a conectar en la iteración
 A_{ga}^c , B_{sh}^c , C_{ℓ}^c , D_{ga}^c , E_{sh}^c , F_{ℓ}^c : términos de sensibilidad de la matriz densa que relaciona las variables controladas con las variables de control (ver ecuación A.2 del apéndice A) para la contingencia c

Variables de decisión

ΔU_{ga}^+ : incremento de la tensión de consigna del generador ga
 ΔU_{ga}^- : decremento de la tensión de consigna del generador ga
 ΔT_{ℓ}^+ : incremento de la toma del transformador ℓ
 ΔT_{ℓ}^- : decremento de la toma del transformador ℓ
 δ_{shi} : variable binaria del estado de la reactancia o condensador del nudo i

Variables dependientes

U_i : módulo de la tensión del nudo i
 θ_i : ángulo de la tensión del nudo i

T_ℓ : toma del transformador ℓ

Q_i : reactiva generada en el nudo de generación i

ΔU_i^{cb} : violación de la tensión del nudo i en el caso base

ΔQ_i^{cb} : violación de la reactiva del nudo de generación i en el caso base

Δf_ℓ : sobrecarga de la rama ℓ en el caso base

ΔU_{ga} : variación de la tensión de consigna del generador ga

ΔT_ℓ : variación de la toma del transformador ℓ

ΔB_{sh} : variación de la susceptancia de la reactancia o condensador sh

ΔB_{sh}^+ : incremento de la susceptancia de la reactancia o condensador sh

ΔB_{sh}^- : decremento de la susceptancia de la reactancia o condensador sh

$\Delta \theta$: vector de incrementos en los ángulos de las tensiones

ΔU : vector de incrementos en los módulos de las tensiones

ΔT_ℓ : vector de incrementos de las tomas de los transformadores

F_ℓ : flujo de potencia por la rama ℓ

5.5.3 Formulación del método

Este apartado detalla el programa de optimización lineal entera-mixta formulado en cada iteración del método desacoplado 2 de despacho preventivo de potencia reactiva. La presencia de las variables enteras de decisión correspondientes a la conexión de grupos inicialmente no casados y al estado de las reactancias y condensadores del sistema motivan el empleo de la programación lineal entera mixta. La función objetivo se formula como:

$$\begin{aligned} \min & \sum_{ga} \sum_{b(ga)} (PM - p_{b(ga)}^{os}) \cdot \Delta P_{b(ga)}^{bajada} + \sum_{gd} \left(\sum_{b(gd)} p_{b(gd)}^{os} \cdot \Delta P_{b(gd)}^{subida} + p_{gd}^{oc_fijo} \cdot \delta_{gd} \right) + \\ & \sum_c \sum_i c_{in}^U \cdot \Delta U_i^c + \sum_c \sum_i c_{in}^Q \cdot \Delta Q_i^c + \sum_i c_{in}^U \cdot \Delta U_i^{cb} + \sum_i c_{in}^Q \cdot \Delta Q_i^{cb} + \sum_\ell c_{in}^\ell \cdot \Delta f_\ell \quad (5.27) \\ & \sum_{ga} c_{\Delta U} \cdot (\Delta U_{ga}^+ + \Delta U_{ga}^-) + \sum_\ell c_{\Delta T} \cdot (\Delta T_\ell^+ + \Delta T_\ell^-) + \sum_{sh} c_{\Delta B} \cdot (\Delta B_{sh}^+ + \Delta B_{sh}^-) \end{aligned}$$

En la expresión (5.27), la primera fila de la función objetivo representa el coste para el sistema del redespacho de generación. La segunda fila corresponde al coste de dejar violaciones de tensión, reactiva y de flujo por las ramas en el caso base y en contingencias. Por último, la tercera fila impone un coste a los movimientos de los elementos de control de tensión para asegurar que únicamente se ajustan aquellos elementos necesarios para eliminar las violaciones detectadas.

Las restricciones del problema son las siguientes:

- 1) Ecuaciones del flujo de cargas linealizadas. En forma matricial se formulan como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} & \mathbf{T}_p \\ \mathbf{J} & \mathbf{L} & \mathbf{T}_q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{U} \\ \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{T} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (5.28)$$

donde los términos de las matrices se calculan como [Arrillaga, et al., 1990]:

$$H_{ij} = U_i \cdot U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) - B_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij})) \quad (5.29)$$

$$H_{ii} = -U_i \cdot \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) - B_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij})) \quad (5.30)$$

$$N_{ij} = U_i \cdot U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij}) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij})) \quad (5.31)$$

$$N_{ii} = U_i \cdot \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij}) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij})) + 2 \cdot U_i^2 \cdot G_{ii} \quad (5.32)$$

$$J_{ij} = -U_i \cdot U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij}) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij})) \quad (5.33)$$

$$J_{ii} = U_i \cdot \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij}) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij})) \quad (5.34)$$

$$L_{ij} = U_i \cdot U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) - B_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij})) \quad (5.35)$$

$$L_{ii} = U_i \cdot \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} U_j \cdot (G_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{ij}) - B_{ij} \cdot \text{cos}(\theta_{ij})) - 2 \cdot U_i^2 \cdot B_{ii} \quad (5.36)$$

Los términos de las matrices \mathbf{T}_P y \mathbf{T}_Q correspondientes al transformador ℓ entre nudos l y m se calculan como:

$$(T_P)_l = 2 \cdot U_l^2 \cdot \frac{G_{lm}}{T_\ell^2} - \frac{1}{T_\ell} \cdot U_l \cdot U_m \cdot (G_{lm} \cdot \text{cos}(\theta_{lm}) + B_{lm} \cdot \text{sen}(\theta_{lm})) \quad (5.37)$$

$$(T_P)_m = -\frac{1}{T_\ell} \cdot U_l \cdot U_m \cdot (G_{ml} \cdot \text{cos}(\theta_{ml}) + B_{ml} \cdot \text{sen}(\theta_{ml})) \quad (5.38)$$

$$(T_Q)_l = -2 \cdot U_l^2 \cdot \frac{B_{lm}}{T_\ell^2} + \frac{1}{T_\ell} \cdot U_l \cdot U_m \cdot (-G_{lm} \cdot \text{sen}(\theta_{lm}) + B_{lm} \cdot \text{cos}(\theta_{lm})) \quad (5.39)$$

$$(T_Q)_m = \frac{1}{T_\ell} \cdot U_l \cdot U_m \cdot (-G_{ml} \cdot \text{sen}(\theta_{ml}) + B_{ml} \cdot \text{cos}(\theta_{ml})) \quad (5.40)$$

Los términos de las expresiones (5.29) a (5.40) se evalúan en el estado inicial del sistema al comienzo de la iteración.

2) Límites de tensión en los nudos de carga en el caso base:

$$U_i^{min} - \Delta U_i^{cb} \leq U_i \leq U_i^{max} + \Delta U_i^{cb} \quad (5.41)$$

3) Límites de generación de reactiva en los nudos de generación del caso base:

$$Q_i^{min} - \Delta Q_i^{cb} \leq Q_i \leq Q_i^{max} + \Delta Q_i^{cb} \quad (5.42)$$

4) Límites de las tomas de los transformadores:

$$T_\ell^{min} \leq T_\ell \leq T_\ell^{max} \quad (5.43)$$

5) Límites en los flujos por las ramas:

$$-F_\ell^{max} - \Delta f_\ell \leq F_\ell \leq F_\ell^{max} + \Delta f_\ell \quad (5.44)$$

donde para el calculo del flujo por la rama ℓ entre nudos i y j se ha adoptado la ecuación lineal correspondiente al flujo de cargas en corriente continua:

$$F_\ell = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (5.45)$$

6) Modelo del estado de las reactancias y condensadores a través de variables binarias (tratadas como inyecciones de reactiva en el nudo donde se conectan):

$$\Delta Q_i = (\delta_{shi} - \delta_{shi}^0) \cdot B_{shi} \cdot (U_i^0)^2 \quad (5.46)$$

7) El incremento de potencia activa en un nudo i de generación se calcula como las variaciones de potencia activa en los generadores conectados en el nudo:

$$\Delta P_i = \sum_{gd \in i} \Delta P_{gd} - \sum_{ga \in i} \sum_{b(ga)} \Delta P_{b(ga)}^{bajada} \quad (5.47)$$

8) En la parte reactiva, la conexión de nueva generación se modela como la inyección de una reactiva correspondiente a la máxima que el generador puede inyectar:

$$\Delta Q_i = \sum_{gd \in i} Q_{gd}^{max} \cdot \delta_{gd} \quad (5.48)$$

9) Límites de generación en los grupos gd que se acoplan y en los grupos ga que bajan generación.

$$\delta_{gd} \cdot P_{gd}^{min} \leq \Delta P_{gd} \leq \delta_{gd} \cdot P_{gd}^{max} \quad (5.49)$$

$$P_{ga0} + \sum_{b(ga)} (-\Delta P_{b(ga)}^{bajada}) \geq P_{ga}^{min} \quad (5.50)$$

10) Restricción de bloqueo a la bajada de un grupo de despacho limitado:

$$\Delta P_{b(gdl)}^{bajada} = 0 \quad (5.51)$$

11) Restricción de balance de potencia:

$$\sum_{gd} \Delta P_{gd} = \sum_{ga} \sum_{b(ga)} \Delta P_{b(ga)}^{bajada} \quad (5.52)$$

12) Restricción de número máximo de generadores conectados por iteración:

$$\sum_{gd} \delta_{gd} \leq N_{gd}^{max} \quad (5.53)$$

Debido a la gran no linealidad de la parte de tensión de las ecuaciones linealizadas del flujo de cargas, el parámetro N_{gd}^{max} se establece en un valor igual a 1.

13) Restricciones de movimiento máximo de tensiones de consigna de generadores, tomas de transformadores y de reactancias y condensadores del escenario (estos límites son necesarios dado que la linealización de las ecuaciones del flujo de cargas son válidos únicamente en un entorno del punto de operación):

$$|\Delta U_{ga}| \leq \Delta U_{ga}^{max} \quad (5.54)$$

$$|\Delta T_{\ell}| \leq \Delta T_{\ell}^{max} \quad (5.55)$$

$$|\Delta B_{sh}| \leq \Delta B_{sh}^{max} \quad (5.56)$$

La expresión (5.54) se formula de forma lineal definiendo las variables positivas auxiliares correspondientes a la subida y a la bajada de consigna de tensión:

$$\begin{aligned} \Delta U_{ga} &= \Delta U_{ga}^{+} - \Delta U_{ga}^{-} \\ 0 &\leq \Delta U_{ga}^{+} \leq \Delta U_{ga}^{max} \\ 0 &\leq \Delta U_{ga}^{-} \leq \Delta U_{ga}^{max} \end{aligned} \quad (5.57)$$

Análogamente:

$$\begin{aligned} \Delta T_{\ell} &= \Delta T_{\ell}^{+} - \Delta T_{\ell}^{-} \\ 0 &\leq \Delta T_{\ell}^{+} \leq \Delta T_{\ell}^{max} \\ 0 &\leq \Delta T_{\ell}^{-} \leq \Delta T_{\ell}^{max} \end{aligned} \quad (5.58)$$

$$\begin{aligned}
\Delta B_{sh} &= \Delta B_{sh}^+ - \Delta B_{sh}^- \\
0 &\leq \Delta B_{sh}^+ \leq \Delta B_{sh}^{max} \\
0 &\leq \Delta B_{sh}^- \leq \Delta B_{sh}^{max}
\end{aligned} \tag{5.59}$$

14) Restricción lineal para la violación de tensión en el nudo de carga i ante la ocurrencia de la contingencia c :

$$\begin{aligned}
&\sum_{gd} (CE_{Q_{gd}}^{U_i^c} \cdot \delta_{gd} + S_{P_{gd}}^{U_i^c} \cdot \Delta P_{gd}) + \\
&\sum_{ga} D_{ga}^c \cdot \Delta U_{ga} + \sum_{sh} E_{sh}^c \cdot \Delta B_{sh} + \sum_{\ell} F_{\ell}^c \cdot \Delta T_{\ell} + \\
&\Delta U_i^c \geq |U_{ilim}^c - U_{i0}^c|
\end{aligned} \tag{5.60}$$

En la expresión (5.60) la primera fila indica la efectividad de la conexión de nuevos grupos generadores; la segunda la efectividad de los elementos de control de tensión para el alivio del problema; finalmente, la tercera contiene el término de infactibilidad.

15) Restricción lineal para la violación de reactiva en el nudo de generación i ante la ocurrencia de la contingencia c :

$$\begin{aligned}
&\sum_{gd} (CE_{Q_{gd}}^{Q_i^c} \cdot \delta_{gd} + S_{P_{gd}}^{Q_i^c} \cdot \Delta P_{gd}) + \\
&\sum_{ga} A_{ga}^c \cdot \Delta U_{ga} + \sum_{sh} B_{sh}^c \cdot \Delta B_{sh} + \sum_{\ell} C_{\ell}^c \cdot \Delta T_{\ell} + \\
&\Delta Q_i^c \geq |Q_{ilim}^c - Q_{i0}^c|
\end{aligned} \tag{5.61}$$

De forma análoga, la expresión (5.61) contiene el término de efectividad de la conexión de nuevos grupos para la solución de los problemas de reactiva, el término de efectividad de los elementos de control de tensión y el término de infactibilidad del problema de reactiva.

5.6 Método acoplado de despacho preventivo de potencia reactiva

Esta sección describe el método desarrollado en la tesis para obtener de forma acoplada la solución óptima de las restricciones de tensión, teniendo en cuenta el acoplamiento temporal que existe en los 24 escenarios horarios.

La descripción del método acoplado se ha organizado en los siguientes apartados. El apartado 5.6.1 narra las investigaciones preliminares realizadas en el desarrollo del método acoplado, probando la dificultad de modelar las restricciones debidas a problemas de tensión a través de límites de flujo por las líneas (concepto de ATC). De este modo, se justifica la filosofía del método acoplado desarrollado. El apartado 5.6.2 ofrece la visión general del método acoplado. La notación establecida para incluir el índice que representa el periodo horario está contenida en el apartado 5.6.3. Finalmente, la formulación matemática del método se presenta en el apartado 5.6.4.

5.6.1 Investigación preliminar

Para obtener la solución acoplada de restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios, en esta tesis la primera idea fue intentar modelar las restricciones de tensión a través de límites de flujos por las líneas, aplicando el concepto de ATC desarrollado en el capítulo 2. El objetivo que se perseguía consistía en identificar unos valores de límites de flujo por las líneas del sistema eléctrico peninsular español (que internalizaran las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión, y que fueran válidos para cualquier caso de estudio) para formular posteriormente un modelo de despacho óptimo de generación basado en el flujo de cargas en corriente continua (similar a los revisados en el capítulo 3 de la tesis).

El conocimiento profundo del sistema eléctrico peninsular español adquirido con el desarrollo de la tesis permite identificar las áreas locales importadoras de potencia donde se producen restricciones debidas a tensión (Figura 2-2 del capítulo 2). Se ha realizado un estudio detallado de los flujos de potencia por las líneas significativas que alimentan las áreas problemáticas antes y después de resolver las restricciones técnicas, para varios casos significativos del sistema eléctrico peninsular español.

Para ilustrar las conclusiones obtenidas en el estudio, se presentan los resultados obtenidos para el área andaluza y para el área de Levante, para cuatro de los casos significativos analizados. En el área andaluza se han identificado 5 líneas de alimentación significativas:

14000 ‘ALMARAZ’ 400 kV – 15010 ‘GUADAME’ 400 kV – 1
 15012 ‘BIENVENI’ 400 kV – 15015 ‘GUILLENA’ 400 kV – 1
 15005 ‘DRODRIGO’ 400 kV – 15015 ‘GUILLENA’ 400 kV – 1
 15010 ‘GUADAME’ 400 kV – 15027 ‘VALDECAB’ 400 kV – 1
 15015 ‘GUILLENA’ 400 kV – 15027 ‘VALDECAB’ 400 kV – 1

Para el área de Levante se han identificado las siguientes líneas relevantes de interconexión:

14025 ‘CATADAU’ 400 kV – 14090 ‘OLMEDILL’ 400 kV – 1
 14035 ‘COFRENTE’ 400 kV – 14085 ‘MORATA’ 400 kV – 1
 14060 ‘LA_PLANA’ 400 kV – 13070 ‘VANDELLO’ 400 kV – 1
 14100 ‘ROCAMORA’ 400 kV – 14002 ‘ROMICA’ 400 kV – 1
 13000 ‘ARAGON’ 400 kV – 14060 ‘LA_PLANA’ 400 kV – 1

La Tabla 5-1 representa los flujos por las líneas de alimentación identificadas para el área andaluza antes y después de resolver restricciones debidas a problemas de tensión para cuatro de los casos analizados. Se aprecia como los flujos de potencia en las líneas significativas una vez resueltas las restricciones técnicas, son variables y dependen de la topología y de la localización específica de la generación en cada caso. A su vez, la energía total importada por el área andaluza varía considerablemente de unos casos a otros.

Tabla 5-1: Flujos por las líneas de alimentación del área andaluza antes y después de resolver restricciones debidas a problemas de tensión para la hora punta de varios casos de estudio

	Caso_21022001		Caso_30112000	
	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)
14000 'ALMARAZ' 400 kV - 15010 'GUADAME' 400 kV - 1	609	518	464	447
15012 'BIENVENI' 400 kV - 15015 'GUILLENA' 400 kV -1	613	527	502	487
15005 'DRODRIGO' 400 kV - 15015 'GUILLENA' 400 kV -1	308	208	242	235
15010 'GUADAME' 400 kV - 15027 'VALDECAB' 400 kV -1	307	260	216	210
15015 'GUILLENA' 400 kV - 15027 'VALDECAB' 400 kV -1	416	352	345	332
TOTAL INYECCIÓN EN ÁREA SUR	2253	1865	1769	1711

	Caso_22022001		Caso_11052000	
	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)
14000 'ALMARAZ' 400 kV - 15010 'GUADAME' 400 kV - 1	641	506	345	296
15012 'BIENVENI' 400 kV - 15015 'GUILLENA' 400 kV -1	647	493	414	344
15005 'DRODRIGO' 400 kV - 15015 'GUILLENA' 400 kV -1	335	266	173	104
15010 'GUADAME' 400 kV - 15027 'VALDECAB' 400 kV -1	317	244	178	155
15015 'GUILLENA' 400 kV - 15027 'VALDECAB' 400 kV -1	439	305	313	267
TOTAL INYECCIÓN EN ÁREA SUR	2379	1814	1423	1166

Las mismas conclusiones se obtienen analizando los flujos de potencia para las líneas significativas del área de Levante en los cuatro casos analizados, antes y después de resolver las restricciones debidas a tensión. Los resultados se muestran en la Tabla 5-2. La gran no linealidad de la parte de tensión en un flujo de cargas provoca que los flujos por las líneas significativas y la inyección total de potencia en el área de Levante, una vez resueltas las restricciones debidas a tensión, sea altamente dependiente de la topología y de la localización de la generación.

Tabla 5-2: Flujos por las líneas de alimentación del área de Levante antes y después de resolver restricciones debidas a problemas de tensión para la hora punta de varios casos de estudio

	Caso_21022001		Caso_30112000	
	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)
14025 'CATADAU' 400 kV - 14090 'OLMEDILL' 400 kV - 1	486	422	367	275
14035 'COFRENTE' 400 kV - 14085 'MORATA' 400 kV -1	297	241	212	145
14060 'LA_PLANA' 400 kV - 13070 'VANDELLO' 400 kV -1	481	411	550	470
14100 'ROCAMORA' 400 kV - 14002 'ROMICA' 400 kV -1	403	345	381	341
13000 'ARAGON' 400 kV - 14060 'LA_PLANA' 400 kV -1	610	504	709	598
TOTAL INYECCIÓN EN ÁREA LEVANTE	2277	1923	2219	1829

	Caso_22022001		Caso_11052000	
	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)	ANTES S (MVA)	DESPUÉS S(MVA)
14025 'CATADAU' 400 kV - 14090 'OLMEDILL' 400 kV - 1	496	386	285	172
14035 'COFRENTE' 400 kV - 14085 'MORATA' 400 kV -1	304	200	153	101
14060 'LA_PLANA' 400 kV - 13070 'VANDELLO' 400 kV -1	441	230	522	368
14100 'ROCAMORA' 400 kV - 14002 'ROMICA' 400 kV -1	427	302	0	0
13000 'ARAGON' 400 kV - 14060 'LA_PLANA' 400 kV -1	568	293	581	406
TOTAL INYECCIÓN EN ÁREA LEVANTE	2236	1411	1541	1047

De esta forma, no se puede establecer un límite de flujo por una línea que represente las limitaciones de las restricciones debidas a problemas tensión, que sea válido para cualquier caso de estudio. La alternativa propuesta consiste en resolver cada caso de forma individual, analizando a posteriori las necesidades de inyección de activa y reactiva. El método acoplado propone la conexión de un conjunto de grupos cuya eficacia para resolver los problemas sea

igual o mayor que la eficacia de la inyección de activa y reactiva de los grupos conectados en la solución desacoplada de cada escenario horario individual.

5.6.2 Visión general

El método acoplado se ha formulado como un programa de optimización lineal entera mixta. La función objetivo consiste en minimizar el sobrecoste para el sistema de la solución de restricciones técnicas en los 24 periodos horarios de programación del sistema. El sobrecoste para el sistema considera que un generador gd que se conecta por motivos de restricciones técnicas, percibe una remuneración correspondiente al valor máximo entre el coste para el sistema calculado según la oferta simple y el coste para el sistema calculado según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja, según se detalla en el subapartado 2.6.4.1 de la tesis.

Las restricciones del método acoplado se formulan en base a la información de la solución desacoplada individual de cada escenario horario, proporcionada bien por el método desacoplado 1 o bien por el método desacoplado 2¹³. Dicha información consiste en las necesidades de conexión de nueva generación (aporte de potencia activa y reactiva) para la solución de restricciones técnicas en cada escenario horario, y en las sensibilidades de los problemas de los nudos con violaciones con respecto a inyección de potencia activa y reactiva en los nudos de los generadores inicialmente no casados. A su vez, la solución individual de cada escenario proporciona para cada periodo horario el conjunto de grupos de despacho limitado cuya bajada es perjudicial para la operación segura del sistema. El método acoplado asume por tanto, que cada escenario horario ha sido previamente resuelto individualmente.

La tensión de consigna inicial a la que los grupos inicialmente no casados serán conectados en el método acoplado procede del perfil de tensiones (tensiones de consigna en los nudos de generación y tensiones en los nudos de carga) obtenido en la solución desacoplada de cada escenario horario. Estos valores son unos valores adecuados, dado que la solución individual de cada escenario proporciona un perfil de tensiones adecuado de explotación de la red. Posteriormente se realiza un ajuste fino mediante la aplicación del algoritmo heurístico para el ajuste del perfil de tensiones descrito en el apéndice A. El objetivo del ajuste fino del perfil de tensiones es por un lado, mejorar el valor de la inyección de reactiva en el sistema de los grupos conectados por el método acoplado y por otro lado, eliminar las posibles sobretensiones en el caso base que puede generar la conexión de las nuevas unidades en el método acoplado.

5.6.3 Notación

Se ha adaptado la notación establecida para los métodos desacoplados para incluir el índice que representa el periodo horario. La notación empleada es la siguiente:

Índices

gd : representa un grupo inicialmente no casado, que se conecta para solucionar restricciones técnicas

¹³ Dado que la conexión final de grupos para resolver las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión es decidida por el método acoplado, tal y como se ilustrará en el capítulo siguiente, los dos métodos de solución desacoplada (método 1 y método 2) son validos en el esquema de solución propuesto en la tesis.

ga : representa un grupo inicialmente casado, que reduce su producción para restablecer el equilibrio generación-demanda

h : cada una de las horas del periodo de programación diario

gd_h : representa un grupo de despacho limitado, bloqueado a la bajada en la hora h dado que la reducción de potencia es perjudicial para la seguridad del sistema

$b(g, h)$: representa cada uno de los bloques de oferta en cada hora h del grupo g

Parámetros

$p_{b(g,h)}^{os}$: es el precio de la oferta simple de cada bloque $b(g, h)$ del generador g en la hora h

$p_g^{oc_fijo}$: es el término fijo de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador g

$p_g^{oc_var}$: es el término variable de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja del generador no casado g

$P_{g,h}^{max}$: máximo técnico del generador g en la hora h

$P_{g,h}^{min}$: mínimo técnico del generador g en la hora h

$P_{ga,h}^0$: potencia casada inicialmente en el generador ga en la hora h

$Q_{gd,h}^{max}$: máxima generación de reactiva del generador inicialmente no casado gd en la hora h

$\delta_{gd,h}^0$: estado inicial de conexión del generador inicialmente no casado gd en la hora h . Su valor proviene de la solución desacoplada individual de cada escenario horario

$\Delta P_{gd,h}^0$: es la potencia activa acoplada en el generador inicialmente no casado gd , en la solución desacoplada individual de la hora h

$\Delta Q_{gd,h}^0$: es la potencia reactiva producida por el generador inicialmente no casado gd , en la solución desacoplada individual de la hora h

$\left(S_{P_{gd}}^{U_i^c} \right)_h$: en la hora h , sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia activa del generador gd inicialmente no casado en h

$\left(S_{P_{gd}}^{Q_i^c} \right)_h$: en la hora h , sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia activa del generador gd inicialmente no casado en h

$\left(S_{Q_{gd}}^{U_i^c} \right)_h$: en la hora h , sensibilidad de la tensión del nudo i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado en h

$\left(S_{Q_{gd}}^{Q_i^c} \right)_h$: en la hora h , sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo de generación i en la contingencia c con respecto a la inyección de potencia reactiva del generador gd inicialmente no casado en h

VARIABLES DE DECISIÓN

$\Delta P_{b(g,h)}^{subida}$: es el incremento de potencia del bloque de oferta $b(g, h)$ del generador g en la hora h

$\Delta P_{b(g,h)}^{bajada}$: es el decremento de potencia del bloque de oferta $b(g,h)$ del generador g en la hora h

$\delta_{gd,h}$: variable binaria del estado del generador gd en la hora h

Variables dependientes

$\Delta P_{gd,h}$: es el incremento total de potencia del generador gd en la hora h

$CX_{gd,h}$: variable binaria de decisión de conectar el generador gd en la hora h . Adquiere el valor 1 sólo si $\delta_{g,h} = 1$ y $\delta_{g,h-1} = 0$

$DX_{gd,h}$: variable binaria de decisión de desconectar el generador gd en la hora h . Adquiere el valor 1 sólo si $\delta_{g,h} = 0$ y $\delta_{g,h-1} = 1$

NA_{gd} : número de arranques diarios del generador gd efectuados para solucionar las restricciones técnicas

c_{gd}^{os} : coste de acoplamiento para el sistema del generador gd según la oferta simple

c_{gd}^{oc} : coste de acoplamiento para el sistema del generador gd según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja

c_{gd} : remuneración que el generador gd recibe del sistema al ser conectado por motivos de restricciones técnicas

La solución desacoplada individual de cada escenario horario proporciona para cada uno de los generadores conectados gd en la hora h (valor $\delta_{gd,h}^0$ de 1), el valor de la potencia activa generada $\Delta P_{gd,h}^0$ y el valor de la potencia reactiva generada $\Delta Q_{gd,h}^0$. A su vez proporciona para cada contingencia c de cada hora h las sensibilidades $\left(S_{P_{gd}}^{U_i^c}\right)_h$, $\left(S_{P_{gd}}^{Q_i^c}\right)_h$, $\left(S_{Q_{gd}}^{U_i^c}\right)_h$, $\left(S_{Q_{gd}}^{Q_i^c}\right)_h$ según el árbol de la Figura 5-3.

5.6.4 Formulación matemática del método acoplado

La función objetivo se formula como la minimización del sobre coste total para el sistema:

$$\min \sum_{gd} c_{gd} + \sum_h \sum_{ga} \sum_{b(ga)} (PM - p_{b(ga,h)}^{os}) \cdot \Delta P_{b(ga,h)}^{bajada} \quad (5.62)$$

El primer término de la expresión (5.62) representa el sobre coste para el sistema del acoplamiento de grupos gd inicialmente no casados. El segundo término modela la bajada de producción en aquellos generadores inicialmente casados más caros en cada hora, reproduciendo el ajuste que posteriormente efectúa el Operador del Mercado.

Las restricciones del método acoplado son:

- 1) La remuneración que recibe un generador gd conectado por motivo de restricciones técnicas es la cantidad mayor entre el coste para el sistema según la oferta simple del

generador y el coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja:

$$c_{gd} \geq c_{gd}^{os} \quad (5.63)$$

$$c_{gd} \geq c_{gd}^{oc} \quad (5.64)$$

donde el coste para el sistema según la oferta simple del generador y el coste para el sistema según la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja se calculan:

$$c_{gd}^{os} = \sum_h \sum_{b(gd,h)} p_{b(gd,h)}^{os} \cdot \Delta P_{b(gd,h)}^{subida} \quad (5.65)$$

$$c_{gd}^{oc} = NA_{gd} \cdot p_{gd}^{oc_fijo} + p_{gd}^{oc_var} \cdot \sum_h \Delta P_{gd,h} \quad (5.66)$$

y $\Delta P_{gd,h}$ se calcula como:

$$\Delta P_{gd,h} = \sum_{b(gd)} \Delta P_{b(gd)}^{subida} \quad (5.67)$$

2) Restricción de acoplamiento temporal entre periodos de las variables del estado, conexión y desconexión del generador gd :

$$\delta_{gd,h-1} - \delta_{gd,h} = DX_{gd,h} - CX_{gd,h} \quad (5.68)$$

3) Restricción que impide que se arranque y pare un mismo grupo en el mismo periodo horario

$$DX_{gd,h} + CX_{gd,h} \leq 1 \quad (5.69)$$

4) Restricción de igualdad para el cálculo del número total de arranques de un grupo como la suma de las decisiones de conexión:

$$NA_{gd} = \sum_h CX_{gd,h} \quad (5.70)$$

5) Restricción de potencia máxima y mínima de grupos no casados inicialmente:

$$\Delta P_{gd,h} \geq \delta_{gd,h} \cdot P_{g,h}^{min} \quad (5.71)$$

$$\Delta P_{gd,h} \leq \delta_{gd,h} \cdot P_{g,h}^{max} \quad (5.72)$$

6) Restricción de potencia mínima de grupos casados inicialmente:

$$P_{ga,h}^0 + \sum_{b(ga)} (-\Delta P_{b(ga,h)}^{bajada}) \geq P_{ga,h}^{min} \quad (5.73)$$

7) Restricción de bloqueo a la bajada en los grupos de despacho limitado:

$$\Delta P_{b(gd,h)}^{bajada} = 0 \quad (5.74)$$

8) Restricción de balance de potencia:

$$\sum_{gd} \Delta P_{gd,h} = \sum_{ga} \sum_{b(ga,h)} \Delta P_{b(ga,h)}^{bajada} \quad (5.75)$$

9) Restricción de efectividad de la inyección de potencia activa. Para cada problema de tensión en un nudo i de una contingencia c con problemas en el escenario horario h , se impone que la eficiencia de los generadores conectados por el método acoplado sea igual o superior que la eficiencia de los generadores que habían sido conectados en la resolución desacoplada individual del escenario:

$$\sum_{gd} \left(S_{P_{gd}}^{U_i^c} \right)_h \cdot \Delta P_{gd,h} \geq \sum_{gd} \left(S_{P_{gd}}^{U_i^c} \right)_h \cdot \Delta P_{gd,h}^0 \quad (5.76)$$

Análogamente, para cada problema de reactiva en el nudo i de generación de una contingencia c con problemas en el escenario horario h , se impone que la eficiencia de la inyección de activa de los generadores conectados por el método acoplado sea igual o superior que la eficiencia de los generadores que se habían sido conectados en la resolución individual desacoplada del escenario:

$$\sum_{gd} \left(S_{P_{gd}}^{Q_i^c} \right)_h \cdot \Delta P_{gd,h} \geq \sum_{gd} \left(S_{P_{gd}}^{Q_i^c} \right)_h \cdot \Delta P_{gd,h}^0 \quad (5.77)$$

10) Restricción de la efectividad de la inyección de la potencia reactiva. Para cada contingencia c con problemas en el escenario horario h , se impone que la capacidad de generación de reactiva de los generadores eficientes conectados para resolver los problemas de tensión y reactiva en los nudos con problemas i de la contingencia c sea superior que la reactiva generada por los generadores que habían sido acoplados en la resolución individual del escenario¹⁴:

$$\sum_i \sum_{gd} Q_{gd,h}^{max} \cdot \delta_{gd,h} \geq \sum_i \sum_{gd} \Delta Q_{gd,h}^0 \cdot \delta_{gd,h}^0 \quad (5.78)$$

Dado que los problemas de tensión y reactiva que una contingencia genera están localizados en el área de la contingencia, la restricción (5.78) equivale a que la capacidad de reactiva generada

¹⁴ En un principio esta restricción se formuló para cada problema de cada contingencia. Sin embargo, se comprobó que era demasiado exigente. Las pruebas realizadas sugirieron la formulación de la restricción de efectividad de reactiva “por área”. El ajuste fino del perfil de tensiones mediante el algoritmo heurístico detallado en el apéndice A asegura una adecuada inyección de reactiva de los grupos conectados en el método acoplado.

en el área de la contingencia sea mayor que la reactiva generada en el área por los generadores eficientes conectados en la resolución individual del escenario.

Las expresiones (5.76), (5.77) y (5.78) aseguran que los grupos conectados por el método acoplado resolverán los problemas de las contingencias resueltos previamente de forma desacoplada para cada escenario horario.

La función objetivo del problema acoplado no requiere términos de infactibilidad, dado que el problema formulado nunca es infactible. Al menos, la solución desacoplada de cada escenario horario es solución en el método acoplado.

5.7 Conclusiones

Este capítulo ha detallado los métodos desarrollados en la tesis para el análisis y la solución con criterio preventivo de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. El método de análisis y solución propuesto en la tesis consta de tres etapas. Inicialmente se determina en cada escenario horario que contingencias provocan tensiones en los nudos del sistema no admisibles para la explotación del sistema según los niveles de seguridad establecidos por los Procedimientos de Operación. A continuación, se resuelven desacopladamente las restricciones debidas a problemas de tensión identificadas en el análisis de contingencias, de forma individual en cada uno de los 24 escenarios horarios de programación. Finalmente, se obtiene la solución acoplada de restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios, teniendo en cuenta la ligadura que existe entre los escenarios a través del coste de arranque de los grupos.

El capítulo expone de forma detallada los tres métodos desarrollados en la tesis para la solución de las restricciones debidas a problemas de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. El método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, y el método desacoplado 2 de despacho preventivo de potencia reactiva se han desarrollado para la solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en cada escenario horario. El método acoplado se ha desarrollado para obtener la solución acoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en los 24 escenarios horarios. El capítulo también detalla el método de análisis de contingencias en corriente alterna empleado para la detección de las contingencias que originan restricciones debidas a problemas de tensión.

En el capítulo siguiente se analiza el funcionamiento de los métodos desarrollados para la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas y a problemas de tensión, aplicados al sistema eléctrico peninsular español. A su vez, el capítulo siguiente compara el método desacoplado 1 y el método desacoplado 2 de despacho preventivo de potencia reactiva, estableciendo las ventajas e inconvenientes de cada uno.

5.8 Bibliografía

[Alsac, et al., 1983]

O. Alsac, B. Stott, W. F. Tinney, “Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Selection”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, pp. 1050-1060, May 1983.

[Arrillaga, et al., 1990]

J. Arrillaga, C. P. Arnold, *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley and Sons, 1990.

[Chan, et al., 1986]

S. M. Chan, V. Brandwajn, “Partial Matrix Refactorization”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-1, No. 1, pp. 193-200, February 1986.

[Clements, et al., 1982]

K. A. Clements, B. P. Lam, D. J. Lawrence, T. A. Mikolinnas, N. D. Reppen, R. J. Reppen, R. J. Ringlee, R. F. Wollenberg, “Transmission System Reliability Methods. Volume 1: Mathematical Models, Computing Methods, and Results”, EPRI EL-2526, Volume 1, Final Report, Research Project 1530-1, July 1982.

[EES-UETP, 1994]

EES-UETP, “Computational Techniques in Large-Scale Power System Analysis”, EES-UETP Course, Universidad de Sevilla, Junio 1994.

[EES-UETP, 1996]

EES-UETP, “Static Security Assessment. Contingency Ranking and Screening.”, EES-UETP Course, Universidad de Sevilla, Junio 1996.

[Ejebe, et al., 1988]

G. C. Ejebe, H. P. Van Meeteren, B. F. Wollenberg, “Fast Contingency Screening and Evaluation for Voltage Security Screening”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, No. 4, pp. 1582-1590, November 1988.

[Kirschen, et al., 1988]

D. S. Kirschen, H. P. Van Meeteren, “MW/Voltage Control in a Linear Programming Based Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PWRS-3, pp. 481-489, May 1988.

[Kundur, 1994]

P. Kundur, “Introduction to the Power System Stability Problem,” *Power System Stability and Control*: Mc. Graw-Hill, 1994, pp. 17-41.

[Latorre, 1993]

G. Latorre, “Modelos estáticos para la planificación a largo plazo de la red de transporte de energía eléctrica”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, Marzo 1993.

[Lobato, 1998]

E. Lobato, “*Análisis de contingencias y colapso de tensión combinados*”, Proyecto fin de carrera, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, Junio 1998.

[Riquelme, 1998]

J. M. Riquelme Santos, “*Análisis estático de seguridad en redes de transporte*”, Tesis doctoral, Universidad de Sevilla, Departamento de Ingeniería eléctrica, Sevilla, 1998.

[Stott, et al., 1974]

B. Stott, O. Alsac, “Fast Decoupled Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 859-869, May/June 1974.

Capítulo 6

Resultados

6.1 Introducción

Este capítulo ilustra el funcionamiento de los métodos desarrollados en la tesis para la solución de las restricciones técnicas debidas a tensión y a sobrecargas, aplicados al mercado español de energía eléctrica. Se han considerado los escenarios horarios del sistema eléctrico peninsular español correspondientes al día 28 de Febrero de 2001. El modelo de sistema peninsular español empleado se describe en el Apéndice D de la tesis.

La eficacia de los métodos desarrollados en la tesis para la solución de restricciones técnicas de forma desacoplada de cada escenario horario, debidas a sobrecargas y a problemas de tensión, se ilustra con la punta del día 28 de Febrero de 2001, que tuvo lugar a la hora 20. A su vez, se prueba la eficacia del método acoplado para la resolución acoplada de restricciones debidas a tensión en el día de análisis.

El capítulo se ha organizado en las siguientes secciones. La sección 6.2 detalla el método de construcción y análisis del un escenario horario. La sección 6.3 contiene el ajuste del caso base de un escenario horario. La solución de restricciones debidas a sobrecargas en un escenario horario se describe en la sección 6.4. La solución desacoplada de las restricciones debidas problemas de tensión en un escenario horario figura en la sección 6.5. La sección 6.6 ilustra la solución acoplada de restricciones debidas a tensión para varios escenarios horarios. Con objeto de clarificar la interacción entre el Operador del Mercado y el Operador del Sistema en el proceso de solución de restricciones, la sección 6.7 resume los resultados de la solución del escenario horario ejemplo. Finalmente, la sección 6.8 ofrece las conclusiones del capítulo.

6.2 Construcción y análisis de un escenario horario

La punta del día 28 de Febrero de 2001 (en la hora 20), presenta una demanda casada activa de 25725 MW y una demanda de reactiva de 6173 Mvar. Los intercambios programados corresponden a una importación de 270 MW desde Francia y una exportación hacia Marruecos de 293 MW [OMEL; REE, 2001a; REE, 2001b].

El escenario queda completamente definido por la solución al problema de flujo de cargas. El escenario se construye con los siguientes datos de entrada. La topología de la red se determina a partir del plan de descargos para el mantenimiento de los elementos de la red de transporte. Las demandas activa y reactiva de cada nudo de la red se determinan a partir de la demanda total casada en el sistema y de los factores de desagregación de carga en cada nudo de la red. La generación de cada unidad se obtiene a partir de la casación del mercado proporcionada por el Operador del Mercado. Las tensiones de consigna iniciales de los generadores, las posiciones de las tomas de los transformadores y el estado de las reactancias y condensadores se toman de casos de tiempo real con una demanda similar, proporcionados por el estimador de estado del CECOEL (Centro de Control Eléctrico de Red Eléctrica de España). Una vez formado, se converge el escenario mediante el flujo de cargas [Toral, et al., 1999].

La producción especificada en la casación (25713 MW) corresponde a la generación en barras de central. Para realizar la asignación de demanda activa y reactiva en los nudos del sistema, primeramente se realiza una estimación de las pérdidas de transporte a través del modelo lineal de flujo de cargas en corriente continua. La diferencia entre la generación casada y la estimación de pérdidas de transporte se reparte en los nudos del sistema eléctrico en base a los factores de desagregación de la demanda. El Operador del Sistema configura cada 15 días un fichero de

factores de desagregación de la demanda, que corresponde al comportamiento histórico del reparto de la demanda total de activa y reactiva en los nudos del sistema en los últimos 15 días. El fichero de desagregación de la demanda disponible más próximo al día de análisis corresponde al día 9 de Febrero de 2001.

El reparto de demanda activa y reactiva por áreas en el sistema figura en la Tabla 6-1. La Tabla 6-1 contiene para cada área del sistema peninsular español la demanda de activa en MW, la demanda de reactiva en Mvar, la producción de potencia activa de los generadores casados de cada área en MW, el porcentaje respecto a la generación activa total casada, la producción de potencia reactiva de los generadores casados de cada área en Mvar y el porcentaje respecto a la producción total de reactiva. Las pérdidas de activa se cifran en 966 MW, el 3,7% de la generación total en barras de central. La Tabla 6-1 indica que el área ESTE genera 4713 MW (18,3% del total) y consume 5373 MW (21% del total), importando 660 MW del resto de áreas. A su vez, el área SUR genera 2347 MW (el 9,1% del total) y consume 4050 MW (16,3% del total), importando 1703 MW. El área CENTRO genera una potencia de 6006 MW (23,3% del total) y consume 8601 MW (34,7% del total), importando 2595 MW. Las áreas NORTE y NOROESTE son áreas exportadoras de energía, mientras que las áreas ESTE, CENTRO y SUR son importadoras. En esta tesis se ha puesto de manifiesto el efecto clave del transporte de potencia activa en la aparición de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión. De este modo, a raíz de los datos contenidos en la Tabla 6-1, se intuye que en las áreas ESTE, CENTRO y SUR van a originar restricciones técnicas debidas a subtensiones.

Tabla 6-1: Distribución de la generación y demanda por áreas para la hora 20 del día 28 de Febrero de 2001

	DEMANDA		GENERACIÓN			
	MW	Mvar	MW	%	Mvar	%
CENTRO	8601	2134	6006	23,4	1779	28,8
ESTE	5373	1269	4713	18,3	1203	19,5
SUR	4050	934	2347	9,1	911	14,8
NOROESTE	3373	1417	8613	33,5	1494	24,2
NORTE	3351	630	4034	15,7	786	12,7
TOTAL	24748	6384	25713	100,0	6173	100,0

La selección del día de referencia de tiempo real del que se toma el valor inicial de los elementos de control de tensión tiene en cuenta el tipo de día del escenario de análisis. Se han especificado los siguientes tipos de días, clasificados en función del comportamiento de la demanda a lo largo de las horas diarias: (1) laborable (engloba los martes, miércoles y los jueves), (2) viernes, (3) sábado, (4) festivo (engloba los domingos y las fiestas nacionales) y (5) postfestivo (corresponden a los lunes y al día después de los días de fiesta nacional). El día de referencia elegido para los casos de tiempo real, por defecto es el día del mismo tipo más cercano al día de análisis, de los disponibles en las bases de datos del CECOEL. El día de análisis corresponde al miércoles 28 de febrero de 2001 (tipo laborable). Los casos de tiempo real correspondientes al martes 27 de febrero no están disponibles, y por lo tanto los casos de referencia de tiempo real se han tomado del jueves 22 de febrero de 2001.

Una vez formado el escenario, se realiza la convergencia a través del flujo de cargas desacoplado rápido con acortamiento de paso. Como es frecuente en el sistema eléctrico español, con la disposición de la generación especificada en la casación inicial el escenario no converge imponiendo los límites de generación de reactiva de los grupos. Para la resolución de restricciones se parte de la solución del flujo de cargas con los límites de reactiva de los grupos relajados.

Los problemas de tensión en nudos de carga presentes en el caso base (todos son del tipo subtensión) figuran en la Tabla 6-2, ordenados por nivel de tensión, área y magnitud de la violación. Para cada nudo de carga con problemas de tensión, la Tabla 6-2 especifica la tensión, la tensión mínima y el área del sistema donde se localiza el nudo.

Tabla 6-2: Violaciones de tensión en nudos de carga presentes en el caso base, organizados por nivel de tensión, área y magnitud de la violación

Nº PROBLEMA	NUDO	TENSION (kV)	TENSION MINIMA (kV)	AREA
1	13015 'C. BARBA' 400 kV	391,4	400,0	ESTE
2	13045 'PIEROLA' 400 kV	392,1	400,0	ESTE
3	13060 'SENTMENA' 400 kV	392,3	400,0	ESTE
4	13018 'CALDERS' 400 kV	393,3	400,0	ESTE
5	13055 'C. JARDI' 400 kV	393,9	400,0	ESTE
6	13050 'RUBI' 400 kV	393,9	400,0	ESTE
7	13010 'BEGUES' 400 kV	394,6	400,0	ESTE
8	13057 'SALLENT' 400 kV	399,2	400,0	ESTE
9	14120 'VILLACIC' 400 kV	389,2	400,0	CENTRO
10	14060 'LA_PLANA' 400 kV	389,4	400,0	CENTRO
11	14105 'SS_REYES' 400 kV	390,8	400,0	CENTRO
12	14063 'GALAPAGA' 400 kV	392,6	400,0	CENTRO
13	14085 'MORATA' 400 kV	393,2	400,0	CENTRO
14	14065 'LASTRAS' 400 kV	394,5	400,0	CENTRO
15	14025 'CATADAU' 400 kV	395,2	400,0	CENTRO
16	14100 'ROCAMORA' 400 kV	396,6	400,0	CENTRO
17	14002 'ROMICA' 400 kV	397,8	400,0	CENTRO
18	14075 'LA_MUELA' 400 kV	398,2	400,0	CENTRO
19	14007 'ARAÑUELO' 400 kV	398,4	400,0	CENTRO
20	14035 'COFRENT' 400 kV	398,6	400,0	CENTRO
21	15015 'GUILLENA' 400 kV	379,2	400,0	SUR
22	15005 'DRODRIGO' 400 kV	382,1	400,0	SUR
23	15012 'BIENVENI' 400 kV	385,6	400,0	SUR
24	15010 'GUADAME' 400 kV	386,5	400,0	SUR
25	15002 'BALBOA' 400 kV	386,8	400,0	SUR
26	15030 'TAJOENCA' 400 kV	391,7	400,0	SUR
27	15008 'CAPARAC' 400 kV	393,0	400,0	SUR
28	15027 'VALDECAB' 400 kV	394,5	400,0	SUR
29	21055 'LA_GRELA' 220 kV	217,7	220,0	NOROESTE
30	21165 'SABON' 220 kV	219,2	220,0	NOROESTE
31	24140 'LAPALOMA' 220 kV	209,6	210,0	CENTRO
32	25100 'LANCHA' 220 kV	204,9	210,0	SUR
33	25102 'MONTEBAJ' 220 kV	205,2	210,0	SUR
34	25135 'PTO_REAL' 220 kV	207,2	210,0	SUR
35	25035 'BENAHADU' 220 kV	207,6	210,0	SUR
36	25002 'ARROYOVA' 220 kV	208,9	210,0	SUR
37	25020 'ANDUJAR' 220 kV	209,2	210,0	SUR

Tal como se había intuido en el análisis de la disposición de la generación y demanda, las restricciones técnicas debidas a subtensión se localizan en las áreas ESTE, CENTRO y SUR fundamentalmente.

Los problemas de reactiva de grupos con una violación superior a 25 Mvar figuran en la Tabla 6-3. La Tabla 6-3 indica para cada nudo de generación con problemas de reactiva la reactiva generada, el límite de generación de reactiva y el área del sistema donde se localiza el nudo. En el capítulo 5 se razonó que no todos los problemas de reactiva se traducen en problemas de tensión¹. El análisis cuidadoso de la Tabla 6-3 concluye que los problemas relevantes de

¹ Es por ello que se da preferencia a la resolución de los problemas de tensión sobre los de reactiva en la selección de los generadores a conectar, a través del factor de ponderación.

reactiva son los problemas en REPSOL (área ESTE), COFRENTA, ALMARAZ1, TRILLO y J.CABRER (área CENTRO) y BARRIOS (área SUR).

Tabla 6-3: Violaciones de reactiva en nudos de generación del caso base organizados por áreas

Nº PROBLEMA	NUDO	REACTIVA (Mvar)	LÍMITE REACTIVA (Mvar)	ÁREA
1	22245 'TAFALLA' 220 kV	75,8	20,0	NORTE
2	23230 'REPSOL' 220 kV	137,7	60,0	ESTE
3	23112 'JALON' 220 kV	59,2	20,0	ESTE
4	3681 'LLAVORSI' 11 kV	70,8	9,7	ESTE
5	3721 'P.SUERT1' 6 kV	42,2	6,0	ESTE
6	3722 'P.SUERT2' 6 kV	72,3	6,0	ESTE
7	3646 'ESCATRO1' 10 kV	36,0	6,0	ESTE
8	4760 'COFRENTA' 20 kV	405,0	300,0	CENTRO
9	4713 'ALMARAZ1' 21 kV	168,0	80,0	CENTRO
10	4857 'TRILLO' 27 kV	390,3	350,0	CENTRO
11	4820 'J. CABRER' 15 kV	84,0	40,0	CENTRO
12	5710 'BARRIOS' 20 kV	242,6	167,8	SUR

La disposición de la generación establecida en la casación inicial no genera sobrecargas en el caso base.

Cuando con la casación inicial, el escenario no converge imponiendo límites de reactiva de grupos, o cuando el perfil de tensiones resultado de la casación inicial está muy degradado², es necesario realizar un ajuste previo del perfil de tensiones del caso base utilizando el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva o bien el método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva descritos en el capítulo 5. El objetivo del ajuste del caso base es reducir el número de contingencias que originan restricciones debidas a problemas de tensión, mediante la conexión de un conjunto de generadores inicialmente no casados. Sin el ajuste previo del caso base, la solución de las contingencias resulta inviable desde el punto de vista práctico debido al gran número de ellas que aparecen. Para el ajuste del caso base a través del método 1 o el método 2, se considera éste como una contingencia ficticia en la que no se pierde ningún elemento.

6.3 Ajuste del caso base de un escenario horario

Esta sección expone tres alternativas para el ajuste del caso base resultado de la casación inicial de la punta del día 28 de Febrero de 2001 de la hora 20. El ajuste del caso base se ha realizado de manera que todos los nudos del nivel de tensión 220 kV tengan al menos una tensión mínima de 210 kV y los nudos del nivel 400 kV tengan al menos la tensión mínima establecida de 400 kV.

Las alternativas analizadas figuran en los siguientes apartados. El apartado 6.3.1 ofrece los resultados del ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, ajustando previamente el perfil de tensiones mediante el algoritmo heurístico detallado en el apéndice A. El apartado 6.3.2 contiene el ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva sin aplicación previa del algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones. El apartado 6.3.3 presenta el ajuste del caso base mediante el

² En el sistema español, se considera muy degradado un perfil de tensiones cuando algún nudo de tensión nominal 200 kV tiene su tensión por debajo de 203 kV, o cuando algún nudo de tensión nominal 400 kV tiene su tensión por debajo de 393 kV.

método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva. En el apartado 6.3.4 se comparan los resultados de las tres alternativas consideradas.

6.3.1 Ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva con ajuste previo del perfil de tensiones

Este apartado se encuentra organizado en los siguientes subapartados. En el subapartado 6.3.1.1 figura el ajuste del perfil de tensiones mediante el algoritmo heurístico detallado en el apéndice A. El subapartado 6.3.1.2 contiene el cálculo de generadores eficientes y de las sensibilidades para resolver los problemas. La conexión iterativa de generadores del método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva está detallada en el subapartado 6.3.1.3. El subapartado 6.3.1.4 describe la determinación de los grupos de despacho limitado cuya bajada es perjudicial para las tensiones del sistema. Finalmente, el subapartado 6.3.1.5 resume los resultados obtenidos.

6.3.1.1 Ajuste del perfil de tensiones

Se ha aplicado el algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones para un número máximo de iteraciones de 80. La aplicación del algoritmo mejora de forma notable el perfil de tensiones del sistema, de tal forma que la solución del flujo de cargas del escenario converge imponiendo los límites de generación de reactiva de los grupos. De este modo, las violaciones de reactiva de grupos quedan eliminadas. La Figura 6-1 ilustra el número de violaciones de tensión antes y después de ejecutar el algoritmo heurístico en cada área del sistema.

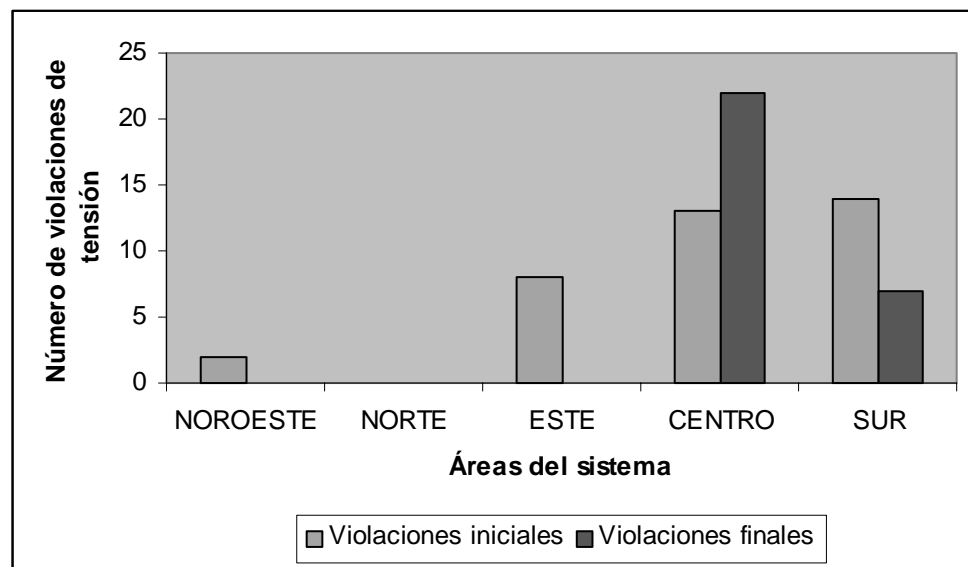


Figura 6-1: Número de violaciones de tensión antes y después de ejecutar el algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones, en cada área del sistema

En la Figura 6-1 puede resultar chocante encontrar un número mayor de violaciones de tensión en el área CENTRO después de ejecutar el algoritmo heurístico. Sin embargo, es preciso no olvidar que la solución del caso base corresponde a una solución con los límites de reactiva de los grupos generadores relajados, y tal y como se ha expuesto anteriormente, las violaciones de reactiva en nudos de generación se transforman en violaciones de tensión en nudos de carga cuando se imponen los límites de generación de reactiva de los grupos. Las subtensiones remanentes en el sistema se localizan en las áreas CENTRO y SUR.

El algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones ajusta un total de 21 tensiones de consigna de generadores, 36 tomas de transformadores y 2 reactancias/condensadores. La Figura 6-2 especifica el número tensiones de consigna, tomas de transformadores y reactancias/condensadores ajustadas por el algoritmo en cada una de las áreas del sistema eléctrico peninsular español. Se comprueba como la mayor parte de los elementos de control ajustados pertenecen a las áreas que presentan subtensiones (ESTE, CENTRO y SUR).

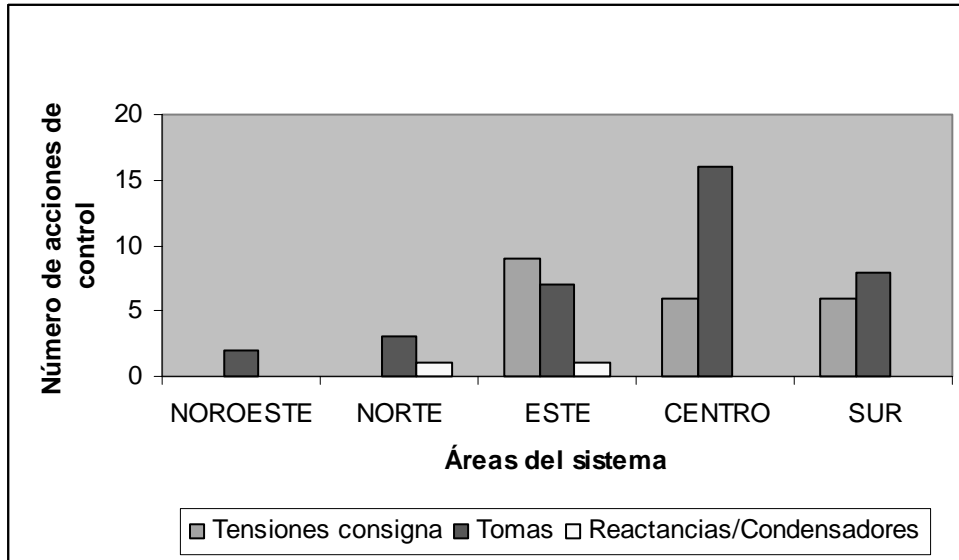


Figura 6-2: Número de acciones de control efectuadas por el algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones, clasificadas por tipo y área

6.3.1.2 Coefficientes de eficiencia de potencia activa y reactiva de los generadores eficientes

Para cada uno de los problemas de tensión que permanecen en el sistema una vez ajustado el perfil de tensiones, se calculan los generadores inicialmente no casados cuya conexión es eficiente para su solución y el valor de las sensibilidades de la inyección de activa y reactiva. La Tabla 6-4 contiene algunos de los generadores eficientes identificados por el método 1 en la resolución de los problemas. En cada celda de la tabla figura para cada generador inicialmente no casado gd , que es eficiente en la resolución de cada problema de tensión del nudo i de la contingencia c , el coeficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva $CE_{Q_{gd}}^{U_i^c}$ y el coeficiente de eficiencia a la inyección de potencia activa $CE_{P_{gd}}^{U_i^c}$ (calculado para el mínimo técnico del grupo). Una casilla sombreada en la Tabla 6-4 significa que ese generador inicialmente no casado, no es eficiente para la solución de un determinado problema.

En la Tabla 6-4 se aprecia como el efecto de la inyección de potencia activa puede ser comparable al efecto de la inyección de potencia reactiva para el alivio de subtensiones en el sistema. Así por ejemplo, el coeficiente de eficiencia de la inyección de potencia reactiva del generador ALGECIR1 para el problema de tensión en GUILLENA 400 kV es de 0,00477 pu y el coeficiente de la inyección de potencia activa de 0,00307 pu. En otras palabras, la mejora en la tensión del nudo GUILLENA 400 kV cuando se conecta el grupo ALGECIR1 produciendo su límite máximo de generación de reactiva (98 Mvar) es de 1,9 kV y la mejora de tensión si se conecta el grupo generando la potencia activa correspondiente a su mínimo técnico (59 MW) es

de 1,22 kV. Los coeficientes de eficiencia ponen de manifiesto el efecto clave de la potencia activa en la solución de las restricciones debidas a problemas de subtensión.

Tabla 6-4: Sensibilidades de generadores eficientes para la solución de problemas del caso base en la primera iteración del método 1

		GENERADORES EFICIENTES					
		5705 ALGECIR1 14 kV	5810 P.LLANO 14 kV	4734 BOLARQU3 12,50 kV	5750 C.COLON3 15 kV	4833 LA_MUEL2 14,50 kV	4833 ESCOMBRE3 15 kV
P R O B L E M A S D E T E N S I ÓN	14025 'CATADAU' 400 kV					0,00580 / 0,00124	0,00403 / 0,00113
	14100 'ROCAMORA' 400 kV						
	14105 'SS_REYES' 400 kV			0,00108 / 0,00068			
	14060 'LA_PLANA' 400 kV						
	14120 'VILLAVIC' 400 kV						
	14075 'LA_MUELA' 400 kV					0,00671 / 0,00119	0,00347 / 0,00098
	14035 'COFRENTÉ' 400 kV					0,00576 / 0,001112	0,00332 / 0,00095
	14002 'ROMICA' 400 kV					0,00277 / 0,00164	0,00437 / 0,00146
	14060 'MORATA' 400 kV						
	14063 'GALAPAGA' 400 kV						
	14065 'LASTRAS' 400 kV						
	15015 'GUILLENA' 400 kV	0,00477 / 0,00307			0,01116 / 0,00428		
	15005 'DRODRIGO' 400 kV	0,99563 / 0,009			0,00938 / 0,00774		
	15012 'BIENVENI' 400 kV	0,00359 / 0,00288			0,00830 / 0,00384		
	15010 'GUADAME' 400 kV	0,00295 / 0,00231	0,00323 / 0,00245		0,00336 / 0,0020		
	15002 'BALBOA' 400 kV	0,00360 / 0,00288			0,00831 / 0,00385		
	15008 'CAPARAC' 400 kV	0,00333 / 0,00148	0,00149 / 0,00093				0,00166 / 0,00036
	15030 'TAJOENCA' 400 kV	0,00458 / 0,00194	0,00169 / 0,00119				
	24065 'ELIANA' 220 kV						
	24205 'PALMAR' 220 kV						0,02549 / 0,00235
24075 'F.S. LUIS' 220 kV					0,00473 / 0,0010	0,0053 / 0,00119	
24310 'TORRENTE' 220kV					0,0046 / 0,00099	0,00518 / 0,00117	
24315 'TTORRENT' 220 kV					0,00472 / 0,001	0,00525 / 0,00119	
24262 'TCAMPOAM' 220 kV						0,02379 / 0,00219	
24055 'SIDMED' 220 kV							
24240 'SAGUNTO' 220 kV							
24005 'ALCIRA' 220 kV					0,005 / 0,00103	0,00554 / 0,00125	
24263 'TALCIRA' 220 kV					0,00499 / 0,00103	0,00561 / 0,00126	
24045 'CATADAU' 220 kV					0,00498 / 0,00104	0,00525 / 0,00121	

6.3.1.3 Conexión iterativa de generadores eficientes

El programa de optimización lineal entera-mixta formulado para seleccionar el primer generador eficiente a conectar se compone de 821 variables (24 de las cuales son variables enteras correspondientes a la conexión de grupos), 542 restricciones y 7986 elementos no nulos en la matriz de restricciones³. Con los datos de sensibilidades y coeficientes de eficiencia calculados para los generadores eficientes inicialmente no casados, el programa de optimización lineal entera-mixta selecciona como el generador más eficiente y económico a conectar en la primera iteración el grupo de CASTELL2. Inicialmente se conecta al primer escalón de potencia activa correspondiente al mínimo técnico.

La tensión del nudo del generador CASTELL2, una vez efectuado el ajuste del perfil de tensiones del caso es de 0,9970 pu. Los umbrales de tensión de consigna mínima para la conexión de grupos establecidos en el apartado 5.4.1 del capítulo 5, son para el grupo de CASTELL2:

- Tensión de consigna estimada para que el grupo inyecte una potencia reactiva del 60% de la reactiva máxima generada: 1,0118 pu.
- Tensión de consigna mínima recomendada por el Operador del Sistema: 1 pu.

³ El ajuste del caso base de un escenario mediante el método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones en una máquina RS6000-44P-270 con 2 procesadores a 375 MHz y 1024 MB de memoria RAM duró 10 segundos.

Por lo tanto, el grupo de CASTELL2 se conecta a una tensión de consigna de 1,0118 pu.

La mejora de las tensiones con la conexión de CASTELL2 se ilustra en la Figura 6-3. La citada figura contiene el número de problemas al comienzo de la iteración (en los cuales la conexión de CASTELL2 es eficiente), y el número de nudos con problemas que restan con la conexión de CASTELL2 a mínimo técnico, media carga y máximo técnico. Dado que no todos los problemas quedan solucionados con la conexión de CASTELL2 a mínimo técnico (2 problemas restantes), se prueba la conexión del grupo a media carga. A su vez, con la conexión del grupo a media carga persiste un nudo con problemas de subtensión. Por tanto, el grupo CASTELL2 se conecta a máximo técnico, quedando solucionados todos los problemas iniciales en los cuales el grupo es eficiente.

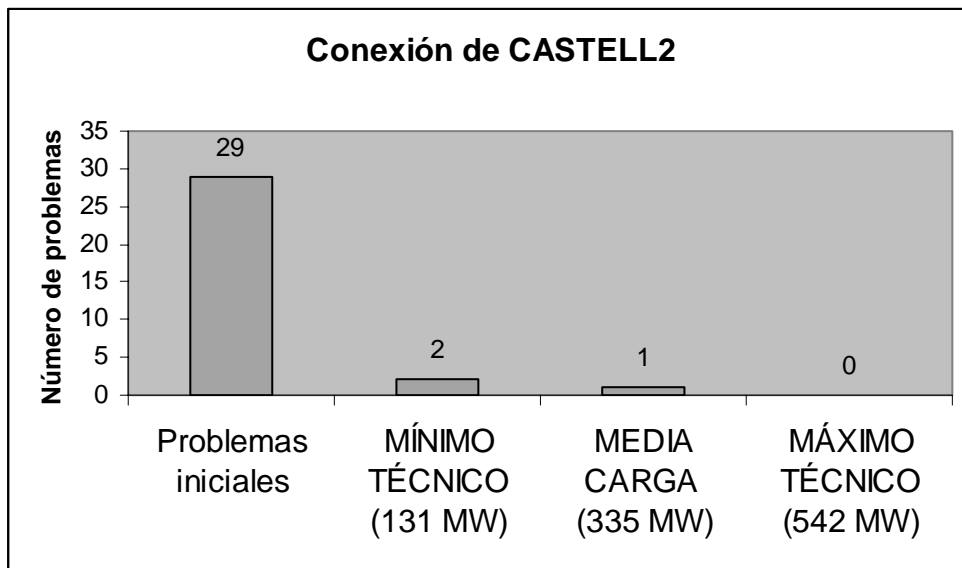


Figura 6-3: Solución de problemas en los que la conexión de CASTELL2 es eficiente, para distintos niveles de carga

Una vez conectado el grupo de CASTELL2, los problemas que persisten en el caso se muestran en la Tabla 6-5.

Tabla 6-5: Problemas de tensión en el inicio de la segunda iteración del método 1

Nº PROBLEMA	NUDO	TENSIÓN (kV)	TENSIÓN MINIMA (kV)	AREA
1	14120 'VILLAVIC' 400 kV	398,0	400,0	CENTRO
2	14105 'SS_REYES' 400 kV	398,0	400,0	CENTRO
3	15015 'GUILLENA' 400 kV	393,0	400,0	SUR
4	15005 'DRODRIGO' 400 kV	394,8	400,0	SUR
5	15012 'BIENVENI' 400 kV	398,0	400,0	SUR
6	15010 'GUADAME' 400 kV	397,8	400,0	SUR
7	15002 'BALBOA' 400 KV	399,2	400,0	SUR

Los generadores eficientes para la solución de los problemas restantes al comienzo de la segunda iteración, y sus sensibilidades actualizadas se observan en la Tabla 6-6. Los generadores más eficientes para resolver los problemas de tensión en los nudos de VILLAVIC 400 kV y SS_REYES 400 kV son los grupos de ACECA_1 y ACECA_2, con una coeficiente de eficiencia a la inyección de reactiva de 0,00388 pu para el nudo VILLAVIC 400 kV y 0,00398 pu para el nudo SS_REYES 400 kV (el umbral de eficiencia absoluta mínima para

problemas de tensión está establecido en 0,005 pu). En la tabla aparecen únicamente los generadores que superan los umbrales de eficiencia mínima establecidos en el apartado 5.4.3 del capítulo 5; por ello no aparecen generadores eficientes para los citados problemas. A su vez, el generador más eficiente para resolver el problema de tensión en el nudo GUADAME 400 kV es el grupo de ALGECIR2 con un coeficiente de eficiencia a la inyección de reactiva de 0,00439 pu, que tampoco supera el umbral de eficiencia absoluta mínima establecido y por tanto, no aparece en la Tabla 6-6

Tabla 6-6: Generadores eficientes para solucionar los problemas del caso base en la segunda iteración del método 1

	GENERADORES EFICIENTES				
	5745 C.COLON2 14,30 kV	5770 GUILLEN1 13,8 kV	5765 GUILLEN2 13,8 kV	5760 GUILLEN3 13,8 kV	5700 ALGECIR2 22 kV
14120 'VILLAVIC' 400 kV					
14105 'SS_REYES' 400 kV					
15015 'GUILLENA' 400 kV	0,00926 / 0,00349	0,00724 / 0,00247	0,00724 / 0,00247	0,00724 / 0,00247	0,00710 / 0,007756
15005 'DRODRIGO' 400 kV	0,00779 / 0,00291	0,00590 / 0,00201	0,00590 / 0,00201	0,00590 / 0,00201	0,00838 / 0,00742
15012 'BIENVENI' 400 kV	0,00689 / 0,00313	0,00538 / 0,00235	0,00538 / 0,00235	0,00538 / 0,00235	0,00535 / 0,00707
15010 'GUADAME' 400 kV					
15002 'BALBOA' 400 kV	0,00690 / 0,00313	0,00539 / 0,00235	0,00539 / 0,00235	0,00539 / 0,00235	0,00535 / 0,00708

El programa de optimización lineal entera-mixta selecciona como el grupo más económico y eficiente a conectar en la segunda iteración el grupo de GUILLEN2. La tensión inicial del nudo del generador GUILLEN2 (después de ajustar el perfil de tensión mediante el algoritmo heurístico) es de 1,0272 pu; la tensión estimada para una generación del 60% de reactiva es de 1,016 pu. De este modo, el grupo de GUILLEN2 se conecta a una tensión de consigna de 1,0272 pu. El estado de los problemas en los que la conexión de GUILLEN2 al mínimo técnico es eficiente figura en la Tabla 6-7.

Tabla 6-7: Estado de los problemas con la conexión de GUILLEN2 al mínimo técnico

CONEXIÓN DE 5765 'GUILLEN2' 13,8 kV a 40 MW (Pmin=40 MW; Pmax= 70 MW)				
NUDO	TENSION INICIAL(kV)	TENSION FINAL (kV)	MEJORA (kV)	SOLUCIONADO
15015 'GUILLENA' 400 kV	393,0	396,8	3,8	NO
15005 'DRODRIGO' 400 kV	394,8	398,0	3,2	NO
15012 'BIENVENI' 400 kV	398,0	401,1	3,1	SI
15002 'BALBOA' 400 kV	399,2	402,3	3,1	SI

No todos los problemas en los que la conexión del generador GUILLEN2 es eficiente quedan solucionados. La efectividad de la conexión del grupo en el siguiente escalón de potencia (media carga) se obtiene analizando la Tabla 6-8.

Tabla 6-8: Estado de los problemas con la conexión de GUILLEN2 a media carga

CONEXIÓN DE 5765 'GUILLEN2' 13,8 kV a 55 MW (Pmin=40 MW; Pmax= 70 MW)				
NUDO	TENSION INICIAL(kV)	TENSION FINAL (kV)	MEJORA (kV)	SOLUCIONADO
15015 'GUILLENA' 400 kV	393,0	397,2	4,2	NO
15005 'DRODRIGO' 400 kV	394,8	398,4	3,6	NO
15012 'BIENVENI' 400 kV	398,0	401,5	3,5	SI
15002 'BALBOA' 400 kV	399,2	402,7	3,5	SI

Los problemas GUILLENA 400 kV y DRODRIGO 400 kV en los que el generador GUILLEN2 es eficiente persisten con la conexión del grupo a media carga. La mejora conseguida con el aumento de carga asciende a 0,4 kV en el nudo GUILLENA 400 kV (397,2 kV a media carga y

396,8 kV a mínimo técnico) y 0,4 kV para el nudo DRODRIGO 400 kV (398,4 kV a media carga y 398 kV a mínimo técnico). Por tanto, la mejora en los problemas no es suficiente⁴, y la subida de carga no se acepta. Por tanto, el grupo de GUILLEN2 se conecta al mínimo técnico y da comienzo la tercera iteración en el método 1.

Tabla 6-9: Problemas de tensión al comienzo de la tercera iteración del método 1

Nº PROBLEMA	NUDO	TENSIÓN (kV)	TENSIÓN MINIMA (kV)	AREA
1	14120 'VILLAVIC' 400 kV	398,8	400,0	CENTRO
2	14105 'SS_REYES' 400 kV	398,8	400,0	CENTRO
3	15015 'GUILLENA' 400 kV	396,8	400,0	SUR
4	15005 'DRODRIGO' 400 kV	398,0	400,0	SUR
5	15010 'GUADAME' 400 kV	399,5	400,0	SUR

Los problemas de tensión al comienzo de la tercera iteración figuran en la Tabla 6-9. El siguiente generador elegido por el programa de optimización lineal entera-mixta corresponde al grupo de GUILLEN1. La conexión del grupo GUILLEN1 a mínimo técnico consigue aliviar los problemas del área SUR que figuran en la Tabla 6-9. Dado que no existen generadores suficientemente eficientes para la solución de los problemas del área CENTRO de la Tabla 6-9, el proceso iterativo del método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva finaliza.

6.3.1.4 Determinación de los grupos de despacho limitado

Los grupos cuya bajada es perjudicial para las tensiones del sistema, determinados en base a las sensibilidades de las violaciones en los nudos con problemas con respecto a la inyección de potencia activa en los generadores inicialmente casados (según se detalla en el subapartado 5.4.3.3 del capítulo 5), son los que figuran en la Tabla 6-10. La tabla contiene para cada grupo de despacho limitado la potencia casada en el mercado diario por el Operador del Mercado $P(MW)$ y el área donde se localiza el grupo.

Tabla 6-10: Grupos de despacho limitado

GRUPO	P(MW)	AREA
5710 'BARRIOS' 20 kV	545,0	SUR
5790 'LITORAL1' 6kV	540,0	SUR
5792 'LITORAL2' 6 kV	545,0	SUR
5840 'TAJOENC1' 13.8 kV	90,0	SUR
5859 'TAJOENC3' 13.8 kV	90,0	SUR
5755 'ELCOGAS1' 15.5 kV	200,0	SUR
3608 'ASCO_1' 21 kV	989,0	ESTE
3781 'VANDELL' 21 kV	1044,0	ESTE
4760 'COFRENTE' 20 kV	985,2	CENTRO
4820 'J.CABRER' 15 kV	142,0	CENTRO
4857 'TRILLO' 27 kV	1000,0	CENTRO
4713 'ALMARAZ1' 21 kV	941,7	CENTRO
4715 'ALMARAZ2' 21 kV	936,8	CENTRO

⁴ La diferencia entre la conexión a mínimo técnico y a plena carga es sólo de 15 MW; teniendo en cuenta que la efectividad de una acción depende tanto de la sensibilidad como de la magnitud de la acción, resulta lógico que la subida de potencia no resulte suficientemente eficiente.

Los grupos de despacho limitado determinados por el algoritmo se localizan en las áreas problemáticas SUR, ESTE y CENTRO. La selección de grupos de despacho limitado resulta lógica, dado que la reducción de potencia activa en las áreas importadoras, incrementaría el transporte desde las áreas exportadoras y por lo tanto, agravaría los problemas de subtensión.

6.3.1.5 Resumen de resultados

Los grupos no casados inicialmente, conectados en el ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, ajustando previamente el perfil de tensiones en el sistema mediante los elementos de control de tensión, se resumen en la Tabla 6-11. La tabla contiene para cada generador conectado su mínimo técnico P_{min} (MW), su máximo técnico P_{max} (MW), la potencia activa acoplada P (MW), la tensión de consigna del grupo UG (pu), la reactiva que genera el grupo conectado QG (Mvar), el porcentaje que la reactiva generada representa respecto al límite máximo de generación de reactiva del grupo $QG(\%Q_{max})$ y, finalmente, el área donde se localiza el grupo conectado.

Tabla 6-11: Grupos conectados en el ajuste del caso base mediante el método 1, tras el ajuste previo del perfil de tensiones

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	AREA GENERADOR
4839 'CASTELL2' 20 kV	131,0	542,0	542,0	1,0118	194,6	56%	CENTRO
5765 'GUILLLEN2' 13.8 kV	40,0	70,0	40,0	1,0272	33,6	53%	SUR
5770 'GUILLLEN1' 13.8 kV	40,0	70,0	40,0	1,0274	33,6	53%	SUR

Se observa como los umbrales de tensión de consigna mínimos establecidos para los grupos de nueva conexión, consiguen que los generadores conectados generen una potencia reactiva superior al 50% de la máxima.

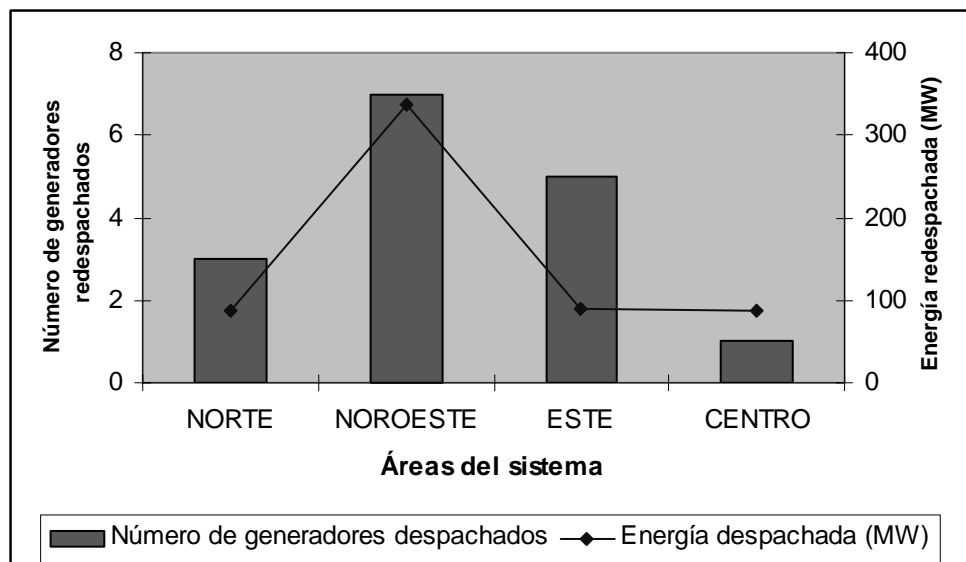


Figura 6-4: Disminución de potencia en grupos inicialmente casados en cada área del sistema en el método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones

La Figura 6-4 representa el número de generadores inicialmente casados que disminuyen su producción en cada área para reestablecer el equilibrio producción-demanda, así como la cantidad de potencia disminuida en cada área. Es preciso reseñar que ningún grupo de despacho

limitado indicado en la Tabla 6-10 reduce su producción, si bien la potencia generada en alguno de ellos es más cara que la potencia de algunos grupos que sí han disminuido su generación.

Las violaciones finales de tensión en el escenario figuran en la Tabla 6-12. Se aprecia como el método 1 ha generado en el área ESTE pequeñas sobretensiones, que serán posteriormente corregidas con el ajuste de elementos de control del módulo de optimización de pérdidas y márgenes de reactiva de grupos. A su vez, permanecen dos mínimas subtensiones en el área CENTRO, en los nudos de VILLAVIC 400 kV y SS_REYES 400 kV⁵.

Tabla 6-12: Violaciones finales de tensión en el escenario con el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva con ajuste previo de elementos de control de tensión

Nº PROBLEMA	NUDO	TENSIÓN (kV)	LIMITE TENSIÓN (kV)	ÁREA
1	13065 'TERUEL' 400 kV	415,1	415,0	ESTE
2	13020 'ESCATRON' 400 kV	416,3	415,0	ESTE
3	13000 'ARAGON' 400 kV	416,2	415,0	ESTE
4	14105 'SS_REYES' 400 kV	399,4	400,0	CENTRO
5	14120 'VILLAVIC' 400 kV	399,5	400,0	CENTRO

6.3.2 Ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, sin ajuste previo del perfil de tensiones

Es este apartado se resumen los resultados obtenidos en el ajuste del caso base mediante el método desacoplado 1 de despacho preventivo de potencia reactiva, para la solución de los problemas de tensión y reactiva del caso base (Tabla 6-2 y Tabla 6-3), sin efectuar previamente un ajuste de los elementos de control de tensión.

En la primera iteración, el programa de optimización lineal entera-mixta contiene 871 variables (24 de ellas son variables enteras correspondientes a la conexión de generadores eficientes), 578 restricciones y 10709 elementos no nulos en la matriz de restricciones⁶. La Tabla 6-13 muestra los generadores conectados por el método 1 para ajustar el perfil de tensiones por encima de 400 kV en el nivel de tensión 400 kV, y por encima de 210 kV en el nivel de tensión de 220 kV.

Tabla 6-13: Grupos conectados en el ajuste del caso base mediante el método 1 sin ajuste previo del perfil de tensiones

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	ÁREA GENERADOR
4839 'CASTELL2' 20 kV	131,0	542,0	131,0	1,0101	199,7	41%	CENTRO
5700 'ALGECIR2' 22 kV	152,0	524,0	524,0	1,0253	122,4	63%	SUR
5770 'GUILLEN1' 13.8 kV	40,0	70,0	40,0	1,0272	35,4	56%	SUR
3664 'FOIX' 19 kV	89,0	502,0	502,0	1,0483	228,9	89%	ESTE

El algoritmo conecta el grupo de FOIX para solucionar los problemas de tensión y reactiva detectadas en el área ESTE, el grupo de CASTELL2 para solucionar los problemas de tensión y reactiva detectadas en el área CENTRO, y los grupos de ALGECIR2 y GUILLEN2 para solucionar los problemas de tensión y reactiva detectados en el área SUR. Con la conexión y aporte de reactiva del grupo de FOIX, únicamente es necesario que el grupo de CASTELL2

⁵ La magnitud de las subtensiones que permanecen en el sistema es del orden de la tolerancia establecida en el algoritmo del flujo de cargas.

⁶ El ajuste del caso base de un escenario mediante el método 1 en una máquina RS6000-44P-270 con 2 procesadores a 375 MHz y 1024 MB de memoria RAM tardó 12 segundos.

genere el 41 % de su límite máximo de generación de reactiva. Es preciso señalar que la reactiva que genera un grupo no depende exclusivamente de su tensión de consigna; también depende del número total de grupos acoplados. Cuanto mayor sea el número de grupos conectados en un área eléctrica, la generación de reactiva de cada unidad individual es menor dado que la demanda total se reparte entre más grupos.

La potencia activa total conectada por el método 1 sin ajuste previo del perfil de tensiones asciende a 1197 MW (frente a los 622 MW conectados por el método 1 cuando se ajusta previamente el perfil de tensiones). De este modo, resulta claro que el ajuste adecuado de los elementos de control de tensión del sistema reduce los requisitos de generación a conectar para solucionar las restricciones técnicas debidas a problemas de subtensión. En el subapartado 6.3.1.5 se efectúa el análisis de sobrecoste para el sistema de cada una de las alternativas propuestas.

Los grupos de despacho limitado calculados coinciden con los que figuran en la Tabla 6-10. Los grupos que bajan su producción para equilibrar la demanda corresponden a los grupos inicialmente casados más caros que no pertenecen a la categoría de grupos de despacho limitado.

Una vez conectados los grupos, el escenario sí converge imponiendo los límites de generación de reactiva de los generadores. Las violaciones de tensión finales en el caso son las mostradas en la Tabla 6-14. El modelo origina pequeñas sobretensiones en el área ESTE, que serán posteriormente corregidas por el flujo de cargas óptimo que optimiza pérdidas y márgenes de reactiva de grupos. Los nudos LA_GRELA 220 kV y SABON 220 kV están por encima del umbral fijado de 210 kV de tensión mínima para el nivel de tensión 220 kV. Finalmente, el único nudo que permanece con tensión por debajo de los límites establecidos en la solución es el nudo VILLAVIC 440 kV. Ello es debido a que los generadores ACECA_1 y ACECA_2 no son lo suficientemente eficientes según los umbrales establecidos para considerar razonable en la práctica su conexión.

Tabla 6-14: Violaciones finales de tensión en el escenario tras el ajuste del caso base mediante el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva sin ajuste previo de elementos de control de tensión

Nº PROBLEMA	NUDO	TENSIÓN (kV)	LIMITE TENSION (kV)	AREA
1	14120 'VILLAVIC' 400 kV	398,1	400,0	CENTRO
2	21055 'LA_GRELA' 220 kV	218,0	220,0	NOROESTE
3	21165 'SABON' 220 kV	219,5	220,0	NOROESTE
4	23185 'CINCA' 220 kV	236,5	235,0	ESTE
5	23180 'MONZON' 220 kV	236,5	235,0	ESTE
6	23105 'GRADO' 220 kV	236,5	235,0	ESTE
7	23155 'MEDIANO' 220 kV	235,8	235,0	ESTE
8	23240 'RIBARROJ' 220 kV	235,7	235,0	ESTE
9	23005 'ASCO' 220 kV	235,6	235,0	ESTE
10	23160 'MEQUINEN' 220 kV	235,4	235,0	ESTE

6.3.3 Ajuste del caso base mediante el método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva

El método 2 ejecutado para el ajuste del caso base contiene en cada iteración 10206 restricciones, 9209 variables y 42371 elementos no nulos en la matriz de restricciones. El

modelo incluye 61 variables enteras de conexión de nuevas unidades. El número de elementos de control a ajustar asciende a 290 tensiones de generación, 106 tomas de transformadores y 44 reactancias y condensadores del escenario⁷.

El método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva conecta los generadores que figuran en la Tabla 6-15.

Tabla 6-15: Grupos conectados por el método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva en el ajuste del caso base

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	ÁREA GENERADOR
4832 'LA_MUEL1' 14.50 kV	100,0	209,0	209,0	1,0642	100,0	100%	CENTRO
5760 'GUILLEN3' 22 kV	40,0	70,0	70,0	1,0450	51,9	82%	SUR
3614 'S.ADRIAN1' 21 kV	90,0	313,0	313,0	1,0500	218,0	96%	ESTE

El algoritmo conecta el generador de S.ADRIAN1 a su máximo técnico para resolver las subtensiones que aparecen en el área ESTE. La conexión del grupo de S.ADRIAN1 ayuda a mitigar las subtensiones que aparecen en Levante (área CENTRO), de manera que es suficiente con la conexión del grupo hidráulico de LA_MUEL1 para eliminar las subtensiones en el CENTRO. Con el ajuste de los elementos de control de tensión y la conexión del grupo hidráulico de GUILLEN3, las subtensiones del área SUR desaparecen.

La potencia activa total conectada por el método 2 suma 592 MW (frente a los 622 MW conectados por el método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones y los 1197 MW conectados por el método 1 sin ajuste previo). Nuevamente se comprueba que el ajuste de las tensiones de consigna de los generadores, de las tomas de los transformadores y de las reactancias y condensadores del sistema reduce los requisitos de los grupos a conectar para aliviar los problemas de subtensión. El análisis de sobre coste del método 2 frente a las otras alternativas propuestas está contenido en el subapartado 6.3.1.5.

El método 2 ajusta la tensión de consigna de los nuevos grupos conectados. El algoritmo incrementa la tensión de consigna de LA_MUEL1 del valor 1,0013 pu a 1,06417 pu. La tensión de consigna del grupo de GUILLEN3 pasa de 1,0272 pu a 1,0450 y la tensión del grupo de S.ADRIAN1 varía desde el valor inicial de 0,97344 pu hasta el valor de 1,05 pu. El ajuste de la tensión de consigna permite que la reactiva inyectada por los nuevos grupos conectados sea mayor y, por tanto, también la efectividad para solucionar las subtensiones del sistema. En la Tabla 6-15 se observa como el ajuste de la tensión de consigna de los grupos conectados provoca que éstos generen una potencia reactiva superior al 80% del límite máximo.

El método 2 decide la potencia activa que genera cada grupo. Los tres grupos son conectados al máximo técnico.

El método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva ajusta un total de 79 tensiones de consigna de generadores, 17 tomas de transformadores y 5 reactancias/condensadores. La Figura 6-5 especifica el número tensiones de consigna, tomas de transformadores y reactancias/condensadores ajustadas por el método 2 en cada una de las áreas del sistema eléctrico peninsular español.

⁷ El ajuste del caso base de un escenario mediante el método 2 en una máquina RS6000-44P-270 con 2 procesadores a 375 MHz y 1024 MB de memoria RAM tardó 6 segundos.

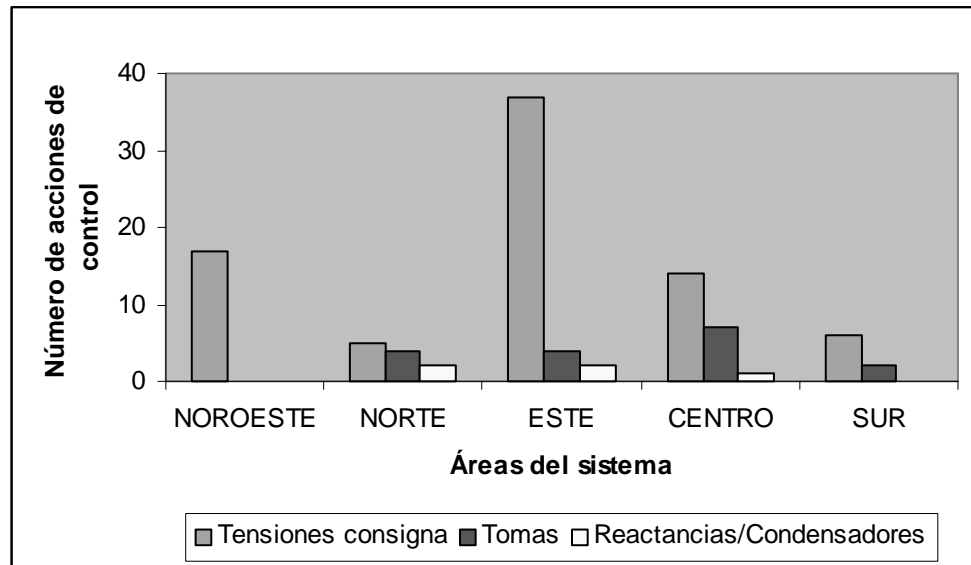


Figura 6-5: Número de acciones de control efectuadas por el método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva, clasificadas por tipo y área

La Figura 6-6 compara el número total de acciones de control efectuadas por el método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones y por el método 2. El número de elementos ajustados por el método 2 es mayor que en el método 1, excepto para el área SUR⁸. Este último, al ajustar los elementos de tensión mediante un algoritmo heurístico, selecciona únicamente los controles más eficientes (teniendo en cuenta tanto la sensibilidad como la magnitud de la acción de control). Por el contrario, el método 2 al ser un modelo de optimización tiene en cuenta simultáneamente el movimiento de todos los elementos de control del sistema.

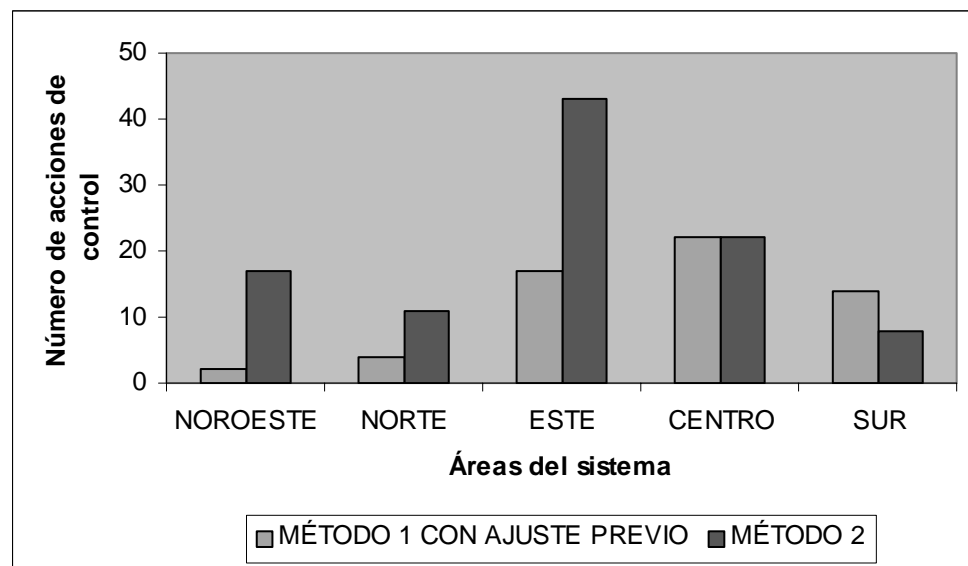


Figura 6-6: Comparación del número de acciones de control del método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones y del método 2, en cada área del sistema

⁸ Esto es debido a que el método 2 ajusta los elementos de control a la vez que conecta grupos, mientras que el algoritmo heurístico se ejecuta previamente a la conexión de grupos. En el caso de estudio, la conexión del grupo GUILLEN3 por el método 2 disminuye el número de acciones necesarias en el área SUR para resolver las restricciones técnicas debidas a problemas de subtensión.

El escenario final una vez ejecutado el método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva no contiene violaciones de tensión en nudos de carga, ni violaciones de reactiva en nudos de generación.

6.3.4 Comparación de alternativas

Las tres alternativas analizadas consiguen resolver desde el punto de vista técnico las violaciones de tensión en nudos de carga y de reactiva de grupos en el ajuste del caso base. Sin embargo, desde el punto de vista del sobrecoste para el sistema existen diferencias significativas. El método 2 consigue la solución con menor sobrecoste para el sistema. La Tabla 6-16 contiene el sobrecoste para el sistema de cada una de las alternativas propuestas en porcentaje respecto al sobrecoste incurrido con el método 2 (no se ofrecen los datos concretos de coste de cada generador por ser de carácter confidencial). La solución del método 1 con ajuste previo de elementos de control es un 19% más cara que la conseguida con el método 2. La solución del método 1 sin ajuste previo de elementos de control es tres veces más cara que la solución del método 2. Dicho de otra forma, el método 1 con ajuste de elementos de control de tensión mediante el algoritmo heurístico supone un sobrecoste para el sistema del 40% respecto al sobrecoste para el sistema del método 1 sin ajuste previo de elementos de control, y la solución del método 2 le cuesta al sistema el 33% del sobrecoste del redespacho que propone el método 1 sin ajustar el perfil de tensiones previamente.

De este modo, se ratifica la relación entre el servicio complementario de control de tensiones con la solución de restricciones técnicas. Se comprueba que el ajuste óptimo de los elementos de control de tensión del sistema disminuye los requisitos de nueva generación a conectar para la solución de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión.

Tabla 6-16: Comparación del sobrecoste para el sistema del ajuste del caso base bajo las diferentes alternativas

	SOBRECOSTE (% respecto del menor)
METODO 2	100%
MÉTODO 1 CON AJUSTE DE ELEMENTOS DE CONTROL DE TENSIÓN	119%
MÉTODO 1	300%

El número de elementos ajustados por el método 2 es mayor que en el método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones debido a que el método 2 al ser un modelo de optimización, tiene en cuenta simultáneamente el movimiento de todos los elementos de control del sistema. Una diferencia importante es que el método 2 admite el ajuste de la tensión de consigna de los nuevos grupos conectados y por tanto permite ajustar de forma fina la reactiva que los nuevos grupos inyectarán en el sistema.

El modelo 2 a su vez, no origina sobretensiones en la solución final. El método 1 origina ligeras sobretensiones en algunos nudos. Tal como se ha puesto de manifiesto, son corregidas posteriormente y por tanto, este factor no representa ninguna limitación al método 1.

Si bien la solución del método 1 con ajuste previo de elementos de control es más cara que la solución proporcionada por el método 2, existen algunas ventajas del método 1 con ajuste previo de elementos de control sobre el método 2, que se citan en los siguientes puntos:

- El método 2 es más difícil de ajustar que el método 1, debido a que incorpora un mayor número de parámetros de ajuste.
- El algoritmo heurístico del método 1 ajusta únicamente los elementos de control necesarios para corregir el perfil de tensiones. De este modo, resulta más fácil la interpretación de los movimientos de elementos de control de tensión. A su vez, este punto puede resultar crítico cuando el número de movimientos está limitado. La política del Operador del Sistema tiende a limitar el número de movimientos de control. El movimiento continuo de las tomas de los transformadores y de las reactancias aumenta el desgaste y disminuye la fiabilidad del funcionamiento de estos elementos integrados en el sistema.
- El menor coste de la solución del método 2 con respecto al método 1 con ajuste previo de elementos de control provoca que se conecte un menor número de grupos con menor margen de reactiva⁹. De este modo, desde el punto de vista técnico y de seguridad del sistema, es preferible la solución del método 1.

Teniendo en cuenta que en la práctica, el método 1 con ajuste previo de elementos de control de tensión y el método 2 se utilizan en la tesis para determinar las necesidades de inyección de activa y reactiva en el sistema (que después utiliza el método acoplado), y que la conexión final de grupos para resolver las restricciones debidas a tensión es decidida por el método acoplado desarrollado en la tesis (teniendo en cuenta el sobre coste total del redespacho para el sistema), las dos opciones son válidas en el esquema de solución propuesto en la tesis.

6.4 Solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas en un escenario horario

Una vez ajustado el caso base, la solución de las restricciones técnicas debidas a sobrecargas en cada escenario horario se realiza en el sistema español mediante el análisis de contingencias, el despacho preventivo de activa y la separación de resultados en efectivos y de compensación.

La sección está dividida en los siguientes apartados. El apartado 6.4.1 contiene la detección de las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles. El apartado 6.4.2 presenta los redespachos de generación calculados por el despacho preventivo de activa para la solución de las sobrecargas detectadas. En el apartado 6.4.3 se detalla la separación de redespachos en efectivos y de compensación.

6.4.1 Análisis de contingencias

El número de contingencias analizadas en el escenario horario asciende a 928 contingencias simples de ramas, 64 fallos simples de generadores, 33 fallos múltiples de dobles circuitos y 77 fallos de generador y línea¹⁰.

⁹ En la Tabla 6-11 se aprecia como en los grupos de nueva conexión por el método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones, el porcentaje que la reactiva generada representa respecto al límite máximo es inferior al 60%, mientras que en los grupos conectados por el método 2 el porcentaje es superior al 80% (Tabla 6-15).

¹⁰ La detección de contingencias que provocan sobrecargas no admisibles, en una máquina RS6000-44P-270 con 2 procesadores a 375 MHz y 1024 MB de memoria RAM, tardó 18 segundos.

Las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles, detectadas por el análisis de contingencias en corriente continua como método de análisis rápido de contingencias que provocan sobrecargas, figuran en la Tabla 6-17. En la tabla figura para cada rama sobrecargada ℓ de cada contingencia el flujo de potencia estimado por el flujo de cargas en corriente continua F_ℓ , el límite N-1 del flujo de la rama $F_{\ell max}(MVA)$, el factor de potencia prefalta $\cos(\varphi_0)$ del flujo de potencia por la rama ℓ , el límite de flujo de potencia activa de la rama ante la ocurrencia de la contingencia $F_{\ell max}^c$ y el porcentaje de sobrecarga de la rama $F_\ell(\%)$.

Tabla 6-17: Análisis de contingencias en corriente continua como método de análisis rápido de contingencias para detectar las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles

CONTINGENCIA	RAMA SOBRECARGADA ($F_\ell, F_{\ell max}(MVA), \cos(\varphi_0), F_{\ell max}^c(MW), F_\ell(\%)$)
ASOMADA 132 kV – ASOMADA 400 kV - 1	ESCOBRERAS 400 kV – ESCOBRERAS 1 kV – 1 (365 MW, 300 MVA, 0,9266, 278 MW, 131%)
	ESCOBRERAS 220 kV – ESCOBRERAS 1 kV – 1 (365 MW, 300 MVA, 0,9600, 288 MW, 126%)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV - 2	BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 1 (563 MW, 450 MVA, 0,755, 439 MW, 128%)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV - 1	BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 2 (558 MW, 450 MVA, 0,9755, 439 MW, 127%)

Las contingencias seleccionadas mediante el flujo de cargas en corriente continua son completamente analizadas mediante el flujo de cargas en corriente alterna. Los resultados del análisis de contingencias en corriente alterna figuran en la Tabla 6-18. La tabla muestra el flujo de potencia en MVA, el flujo límite, el porcentaje de sobrecarga y el factor de potencia de las ramas sobrecargadas ante la ocurrencia de las contingencias. En el escenario del sistema peninsular español considerado, las contingencias estimadas como problemáticas por el análisis de contingencias en corriente continua son confirmadas por el análisis de contingencias en corriente alterna.

Tabla 6-18: Contingencias que provocan sobrecargas no admisibles en la red

CONTINGENCIA	RAMA SOBRECARGADA (Flujo, Flujo límite, Flujo (%), $\cos(\varphi_c)$)
ASOMADA 132 kV – ASOMADA 400 kV - 1	ESCOBRERAS 400 kV – ESCOBRERAS 1 kV – 1 (392 MVA, 300 MVA, 131%, 0,9264)
	ESCOBRERAS 220 kV – ESCOBRERAS 1 kV – 1 (367 MVA, 300 MVA, 122%, 0,9593)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV - 2	BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 1 (565 MVA, 450 MVA, 126%, 0,9766)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV - 1	BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 2 (556 MVA, 450 MVA, 124%, 0,9778)

El fallo del transformador ASOMADA 132 kV – ASOMADA 400 kV – 1 (situado en la zona de Levante –área CENTRO-) provoca sobrecargas en el transformador de tres arrollamientos 400 kV/220 kV de ESCOBRERAS¹¹. A su vez, el fallo de uno de los dos transformadores 400 kV/220 kV de BENEJAMA provoca una sobrecarga en el otro transformador en paralelo de BENEJAMA. La Figura 6-7 presenta un esquema simplificado de la zona de las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles. La figura contiene los grupos inicialmente no casados,

¹¹ Los transformadores de tres arrollamientos se modelan en el sistema español mediante tres ramas conectadas en un nudo, al que se le asigna por convención la tensión nominal de 1 kV.

situados en la zona de las contingencias con problemas (ESCOMBRE1, ESCOMBRE2, ESCOMBRE3 y ESCOMBRE4).

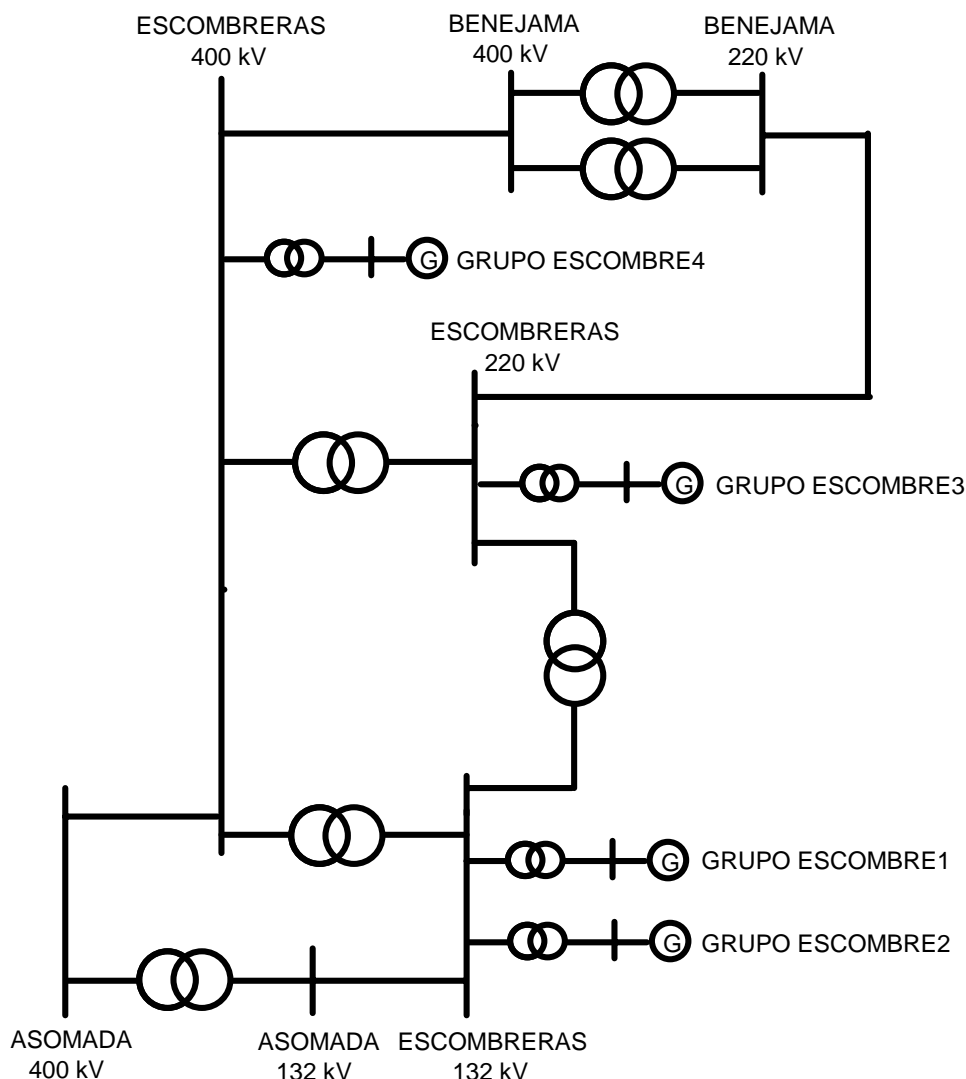


Figura 6-7: Esquema reducido de la zona de las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles

El factor de potencia de las ramas sobrecargadas en las contingencias es muy parecido al factor de potencia prefalta de las ramas. Se comprueba como el método diseñado en la tesis de análisis rápido de contingencias que provocan sobrecargas, basado en el modelo lineal de flujo de cargas en corriente continua y en la consideración aproximada del flujo de potencia reactiva por las ramas mediante la reducción de la capacidad de transporte a través del factor de potencia prefalta de la rama, preselecciona de forma adecuada las contingencias candidatas a provocar sobrecargas en las ramas (posteriormente confirmadas por el análisis de contingencias en corriente alterna).

6.4.2 Despacho preventivo de activa

El problema de optimización formulado para aliviar las sobrecargas presentes en las tres contingencias detectadas, contiene 5901 variables (58 de las cuales son variables enteras que representan la conexión de grupos generadores), 7341 restricciones y 26853 elementos no nulos en la matriz de restricciones.

Los redespachos efectuados por el despacho preventivo de activa figuran en Tabla 6-19¹². Para solucionar las sobrecargas se acoplan los grupos de ESCOMBRE1, ESCOMBRE2 y ESCOMBR3, ESCOMBR4 y CASTELL1. El equilibrio generación-demanda se restablece reduciendo la generación en el resto de grupos que figuran en la Tabla 6-19.

Tabla 6-19: Redespachos de generación realizados en el despacho preventivo de activa

GENERADOR	Potencia inicial (MW)	Potencia final (MW)	Variación de potencia ΔP_{gi} (MW)
ESCOMBRE3	0,0	133,0	133,0
ESCOMBRE1	0,0	66,0	66,0
ESCOMBRE2	0,0	66,0	66,0
ALDEADA1	108,0	0,0	-108,0
ALDEADA2	119,0	0,0	-119,0
ALDEADA3	119,0	0,0	-119,0
ALDEADA4	119,0	71,5	-47,5
SAUCELL1	142,0	0,0	-142,0
SAUCELL2	142,0	0,0	-142,0
S.TERES2 - 1	10,0	0,0	-10,0
S.TERES2 - 2	10,0	0,0	-10,0
ESCOMBRE4	0,0	282	282,0
CASTELL1	0,0	175,5	175,5
ELCOGAS1 - 1	200,0	175,0	-25,0

La efectividad en el alivio de sobrecargas del redespacho de generación efectuado figura en la Tabla 6-20. Los redespachos de generación efectuados eliminan la sobrecarga del transformador de tres arrollamientos de ESCOMBRERAS ante la ocurrencia de la contingencia del transformador ASOMADA 132 kV – ASOMADA 400 kV –1. A su vez, se reduce la sobrecarga del trafo 1 de BENEJAMA 400/220 kV del 126% al 117 %, ante el fallo del trafo 2 de BENEJAMA 400/220 kV, y la sobrecarga del trafo 2 de BENEJAMA 400/220 kV del 124% al 115 %, ante el fallo del trafo 1 de BENEJAMA 400/220 kV. La falta de suficiente generación disponible a inyectar en el nudo BENEJAMA 220 kV (únicamente los grupos conectados por el despacho preventivo de activa ESCOMBRE1, ESCOMBRE2 y ESCOMBRE3, ver Figura 6-7) impide que las sobrecargas de los transformadores de BENEJAMA puedan ser solucionadas por completo.

Tabla 6-20: Alivio de sobrecargas en el despacho preventivo de activa

RAMA SOBRECARGADA	ANTES (Flujo, Flujo(%))	DESPUES (Flujo, Flujo(%))
ESCOMBRERAS 400 kV – ESCOMBRERAS 1 kV – 1	(392 MVA, 131%)	(276 MVA, 92%)
ESCOMBRERAS 220 kV – ESCOMBRERAS 1 kV – 1	(367 MVA, 122%)	(267 MVA, 89%)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 1	(565 MVA, 126 %)	(527 MVA, 117%)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 2	(556 MVA, 124 %)	(519 MVA, 115%)

La conexión de los grupos ESCOMBRE1, ESCOMBRE2, ESCOMBRE, ESCOMBRE4 y CASTELL1 para eliminar las sobrecargas detectadas en el caso ejemplo, pone de manifiesto la

¹² El despacho preventivo de activa, en una máquina RS6000-44P-270 con 2 procesadores a 375 MHz y 1024 MB de memoria RAM, tardó 4 segundos

relevancia del modelado a través de variables enteras de la conexión de unidades inicialmente no casadas en el algoritmo de despacho preventivo de activa.

6.4.3 Separación de redespachos en efectivos y de compensación

Para efectuar la separación de resultados en redespachos efectivos y de compensación, se calculan para cada movimiento de generación los factores:

- 1) A_{g_i} : alivio de potencia en las ramas sobrecargadas de cada redespacho de generación.
- 2) E_{g_i} : eficiencia en el alivio de sobrecargas de cada redespacho de generación.
- 3) $ER_{g_i}(\%)$: eficiencia relativa en el alivio de sobrecargas de cada redespacho de generación.

La Tabla 6-21 presenta el valor de los factores enunciados para cada redespacho de generación del despacho preventivo de activa.

Tabla 6-21: Separación de resultados en redespachos efectivos y de compensación

GENERADOR	Variación de potencia ΔP_{g_i} (MW)	Alivio de potencia A_{g_i} (MW)	Eficiencia E_{g_i}	Eficiencia relativa ER_{g_i} (%)
ESCOMBRE3	133,0	168,79	1,2690	100,0
ESCOMBRE1	66,0	78,19	1,1847	93,3
ESCOMBRE2	66,0	78,19	1,1847	93,3
ALDEADA1	-108,0	0,0	0,0000	0,0
ALDEADA2	-119,0	0,0	0,0000	0,0
ALDEADA3	-119,0	0,0	0,0000	0,0
ALDEADA4	-47,5	0,0	0,0000	0,0
SAUCCELL1	-142,0	0,0	0,0000	0,0
SAUCCELL2	-142,0	0,0	0,0000	0,0
S.TERES2 - 1	-10,0	0,0	0,0000	0,0
S.TERES2 - 2	-10,0	0,0	0,0000	0,0
ESCOMBRE4	282,0	13,53	0,04799	3,78
CASTELL1	175,5	17,0	0,09689	7,63
ELCOGAS1 - 1	-25,0	0,64	0,02571	2,03

Estableciendo el umbral de eficiencia relativa mínima ER_{min} en el 30%¹³, se clasifican los redespachos sombreados de la Tabla 6-21 como movimientos efectivos, mientras que el resto corresponden a movimientos de compensación. En efecto, el conocimiento profundo del sistema eléctrico peninsular español permite corroborar la separación realizada por el algoritmo desarrollado en la tesis. Según la Figura 6-7, la inyección de potencia activa en el nivel de tensión 220 kV y 132 kV de ESCOMBRERAS (mediante la conexión de ESCOMBR1, ESCOMBR2 y ESCOMBR3) elimina la sobrecarga del trafo 400/220 kV de ESCOMBRERAS y alivia la sobrecarga de los trafos 400/220 kV de BENEJAMA. Se comprueba que los

¹³ Se aprecia que la separación de resultados proporcionada por el método es muy robusta respecto al valor del parámetro ER_{min} . En el caso de estudio, según la Tabla 6-21 se obtiene la misma clasificación para un rango de valores del parámetro comprendido entre el 4% y el 92%.

movimientos efectivos se localizan en las zonas eléctricamente cercanas a las líneas que presentan sobrecargas.

La conexión del grupo de ESCOMBRE4 no es tan efectiva para eliminar o aliviar las sobrecargas debido a que inyecta su potencia en el nivel de 400 kV (Figura 6-7). Por ello, aunque se encuentra eléctricamente cercana a las líneas con sobrecarga, se clasifica como movimiento de compensación. Lo mismo ocurre con el acoplamiento del grupo de CASTELL1.

El resto de redespachos de compensación de la Tabla 6-21 se localizan en zonas eléctricamente lejanas a las zonas de las sobrecargas, teniendo su origen en su bajo coste¹⁴.

El análisis de la Tabla 6-21 indica que la cantidad total de potencia aliviada asciende a 356 MW, siendo 1445 MW la cantidad total de generación redespachada. El ratio de eficiencia alcanzado es de 4,05 inferior al máximo permitido de 6:

$$EF = \frac{|\Delta P_{g_i}|}{|A_{g_i}|} = \frac{1445}{356} = 4,05 < EF_{max} = 6 \quad (6.1)$$

En la práctica se consideran restricciones técnicas únicamente los movimientos efectivos (el Operador de Sistema envía al Operador del Mercado únicamente los redespachos efectivos), ajustándose el desequilibrio de la demanda únicamente con la información económica de las ofertas enviadas por los agentes. Se prescinde por tanto de la pequeña eficiencia en el alivio de sobrecargas que las acciones clasificadas de compensación pueden tener. De este modo, el redespacho final realizado para la solución de las restricciones debidas a sobrecargas es el contenido en la Tabla 6-22.

Tabla 6-22: Redespacho final de generación para la solución de restricciones debidas a sobrecargas

REDESPACHOS EFECTIVOS	Variación de potencia ΔP_{g_i} (MW)	Alivio de potencia A_{g_i} (MW)	Eficiencia E_{g_i}	Eficiencia relativa ER_{g_i} (%)
ESCOMBRE3	133,0	168,79	1,2690	100,0
ESCOMBRE1	66,0	78,19	1,1847	93,3
ESCOMBRE2	66,0	78,19	1,1847	93,3

REDESPACHOS DE COMPENSACIÓN	Variación de potencia ΔP_{g_i} (MW)	Alivio de potencia A_{g_i} (MW)	Eficiencia E_{g_i}	Eficiencia relativa ER_{g_i} (%)
P.G. RODR2	-106,0	0,0	0,0000	0,0
NARCEA_3	-156,0	0,0	0,0000	0,0
NARCEA_2	-3,0	0,0	0,0000	0,0

¹⁴ En la exposición de los ejemplos no se ofrecen datos de coste, por ser de carácter confidencial.

El alivio de las sobrecargas de las contingencias con el redespacho final de generación se muestra en la Tabla 6-23. La comparación de la Tabla 6-23 con la Tabla 6-20 confirma el pequeño efecto en la solución de sobrecargas que tienen los redespachos de compensación determinados por el método propuesto en la tesis. La sobrecarga en el trafo 400/220 kV de ESCOMBRERAS ante la pérdida del trafo 400/132 kV de ASOMADA queda eliminada; la sobrecarga en el trafo 1 400/220 kV de BENEJAMA ante la pérdida del trafo 2 de BENEJAMA empeora únicamente del 117% al 119%, mientras que la sobrecarga en el trafo 2 400/220 kV de BENEJAMA ante la pérdida del trafo 1 de BENEJAMA empeora del 115% al 118%.

Tabla 6-23: Alivio final de sobrecargas con el redespacho final de generación

RAMA SOBRECARGADA	ANTES (Flujo, Flujo(%))	DESPUES (Flujo, Flujo(%))
ESCOMBRERAS 400 kV – ESCOMBRERAS 1 kV – 1	(392 MVA, 131%)	(244 MVA, 81%)
ESCOMBRERAS 220 kV – ESCOMBRERAS 1 kV – 1	(367 MVA, 122%)	(237 MVA, 79%)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 1	(565 MVA, 126 %)	(537 MVA, 119%)
BENEJAMA 220 kV – BENEJAMA 400 kV – 2	(556 MVA, 124 %)	(529 MVA, 118%)

6.5 Solución de restricciones debidas a problemas de tensión en un escenario horario

Esta sección contiene la resolución de las restricciones debidas a problemas de tensión en modo preventivo para las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación en cada escenario horario individual, por los 2 métodos desacoplados desarrollados en la tesis. El análisis de contingencias parte del caso con la conexión de los grupos de LA_MUEL1 (área CENTRO), GUILLEN3 (área SUR) y S.ADRIA1 (área ESTE) en el ajuste del caso base, y la conexión de ESCOMBR1, ESCOMBR2 y ESCOMBR3 (área CENTRO) para la solución de restricciones debidas a sobrecargas.

El proceso de solución de restricciones debidas a tensión consta de dos etapas: (1) el análisis de contingencias y (2) despacho preventivo de reactiva (método 1 o método 2).

La organización de la sección es como sigue. En el apartado 6.5.1 se detectan las contingencias que originan restricciones debidas a problemas de tensión. El apartado 6.5.2 contiene la solución de los problemas de tensión de las contingencias propuesta por el método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva. La solución de los problemas de tensión de las contingencias propuesta por el método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva se detalla en el apartado 6.5.3. El apartado 6.5.4 compara la solución propuesta por las dos alternativas.

6.5.1 Análisis de contingencias en corriente alterna

Se realiza el análisis de contingencias de 928 contingencias simples de ramas, 64 fallos simples de generadores, 33 fallos múltiples de dobles circuitos y 77 fallos de generador y línea. Cada contingencia se resuelve mediante el flujo de cargas desacoplado rápido, aplicando la técnica de análisis rápido de contingencias 1P-1Q¹⁵.

¹⁵ La detección de contingencias que provocan violaciones de tensión no admisibles, en una máquina RS6000-44P-270 con 2 procesadores a 375 MHz y 1024 MB de memoria RAM, tardó 56 segundos.

Las contingencias que resultan en violaciones de tensión no admisibles según los procedimientos de operación se representan en la Tabla 6-24. La tabla contiene para cada contingencia con problemas el área del sistema en la que se localiza y el conjunto de nudos cuya tensión en la contingencia $U_i^c (kV)$ viola el límite $U_{lim}^c (kV)$ especificado en los Procedimientos de Operación.

Tabla 6-24: Contingencias que resultan en restricciones debidas a problemas de tensión

ÁREA	CONTINGENCIA	NUDO	$U_i^c (kV)$	$U_{lim}^c (kV)$
CENTRO	MAJADAHONDA 220 kV - VENTAS 220 kV - 1	24200 'OTERO' 220 kV	184,5	205,0
		24350 'VENTAS' 220 kV	173,1	205,0
CENTRO	ACECA 220 kV - MADRIDEJOS 220 kV - 1	24140 'LAPALOMA' 220 kV	199,8	205,0
		24165 'MADRIDEJ' 220 kV	194,8	205,0
CENTRO	ALARCOS 220 kV - PICON 220 kV - 1	24003 'ALARCOS' 220 kV	187,7	205,0
		24140 'LAPALOMA' 220 kV	194,7	205,0
NOROESTE	CASTRELO 220 kV - PAZOSBOR 220 kV - 1	21092 'PAZOSBOR' 220 kV	178,3	195,0
		21205 'TIBO' 220 kV	184,7	195,0
SUR	ATARFE 220 kV - GABIAS 220 kV - 1	25035 'BENAHADU' 220 kV	197,3	205,0
		25073 'GABIAS' 220 kV	197,5	205,0
SUR	BENAHADU 220 kV - GABIAS 220 kV - 1	25035 'BENAHADU' 220 kV	194,6	205,0
SUR	GUILLENA 400 kV - VALDECAB 400 kV - 1 + DRODRIGO 400 kV - VALDECAB 400 kV - 1	NO CONVERGE IMPONIENDO LÍMITES DE GENERACIÓN DE REACTIVA DE GRUPOS		

La pérdida de la línea MAJADAHONDA 220 kV – VENTAS 220 kV – 1 deja a los nudos OTERO 220 kV y VENTAS 220 kV en antena (ver Figura 6-8). La falta de generación localizada en el 220 kV de los nudos OTERO 220 kV y VENTAS 220 kV provoca que la citada contingencia no tenga solución mediante el redespacho de generación.

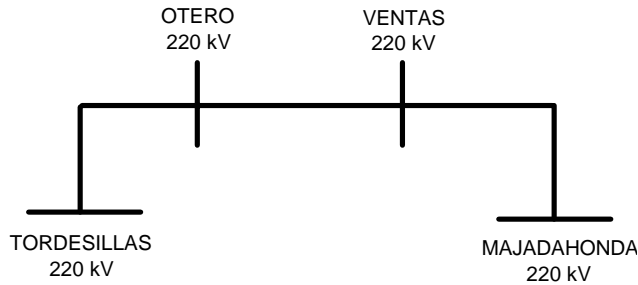


Figura 6-8: Esquema reducido de la zona de la contingencia MAJADAHONDA 220 kV – VENTAS 220 kV – 1

A su vez, la pérdida de la línea ACECA 220 kV – MADRIDEJOS 220 kV – 1 o la pérdida de la línea ALARCOS 220 kV – PICON 220 kV – 1 causa la aparición de antenas en los nudos que presentan subtensiones. La Figura 6-9 representa un esquema eléctrico del nivel 220 kV del área CENTRO donde se localizan las contingencias. La figura incluye los grupos inicialmente no casados situados en la zona de las citadas contingencias. La conexión de uno de los dos grupos inicialmente no casados de ACECA únicamente mejora levemente las tensiones en los nudos en antena, y por lo tanto no son suficientemente eficaces para arreglar los problemas.

El déficit de red de transporte también ocurre en la alimentación a Vigo (área NOROESTE) y en la alimentación a Almería (área SUR). Las contingencias simples de línea CASTRELO – PAZOS 220 kV – 1, ATARFE 220 kV – GABIAS 220 kV – 1, y línea BENADOUX 220 kV – GABIAS 220 kV – 1 originan nudos en antena, cuyos problemas de subtensión no se pueden resolver debido a la falta de generación de la zona.

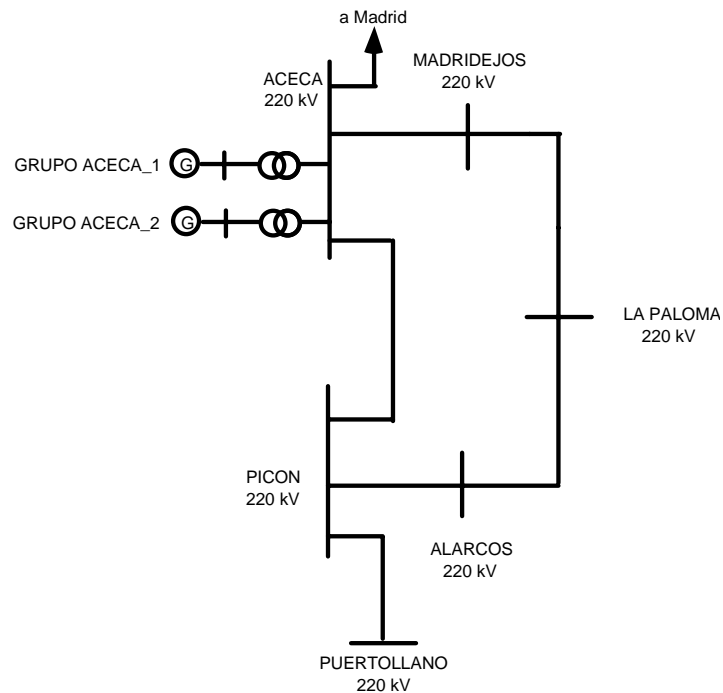


Figura 6-9: Esquema reducido del nivel 220 kV del área CENTRO

De este modo, las seis primeras contingencias de la Tabla 6-24 tienen su origen en un déficit de red de transporte que provoca la aparición de nudos en antena ante la ocurrencia de los fallos. Dichas contingencias no pueden ser resueltas mediante el redespacho de generación sobre la casación inicial. Es preciso señalar, que debido a que los problemas se localizan en nudos en antena, dichos problemas sólo afectan localmente en esa zona, y por tanto, las contingencias no resultan peligrosas para el funcionamiento del sistema eléctrico general. Su solución no resulta determinante para la seguridad del sistema, como sí ocurre con la solución de contingencias situadas en zonas fuertemente malladas que crean problemas de subtensión en zonas amplias del sistema eléctrico.

La contingencia del doble circuito GUILLENA 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1/DRODRIGO 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1 no converge imponiendo límites de reactiva de los grupos generadores. Esta contingencia se localiza en un área mallada de la red española, y genera subtensiones en una amplia región del área SUR del sistema eléctrico peninsular. Su solución sí resulta de vital importancia a la hora de garantizar un funcionamiento seguro del transporte de energía eléctrica. La presencia de suficiente generación inicialmente no casada en la zona permite que esta contingencia sea solucionada mediante la conexión de nuevas unidades.

Para comprobar la pérdida de precisión del método de análisis rápido de contingencias 1P-1Q, se ha efectuado un análisis hasta completar la convergencia de todas las contingencias postuladas en los procedimientos. Las contingencias adicionales a las reseñadas en la Tabla 6-24 que provocan restricciones debidas a tensión, y que no son detectadas por el método de análisis rápido de contingencias 1P-1Q, figuran en la Tabla 6-25. En la tabla se aprecia que la magnitud de las violaciones en los nudos de la red ante la ocurrencia de las contingencias no detectadas es pequeña, y por tanto, la pérdida de precisión del método de análisis rápido es asumible de cara a conseguir una mayor rapidez en el análisis de contingencias. Además, la

solución de contingencias más severas que sí han sido detectadas por el método 1P-1Q, soluciona habitualmente los pequeños problemas de las contingencias no detectadas.

Tabla 6-25: Contingencias no detectadas por el método de análisis rápido de contingencias 1P-1Q

ÁREA	CONTINGENCIA	NUDO	U_i^c (kV)	U_{lim}^c (kV)
SUR	ALGECIR 220 kV - PTO_REAL 220 kV - 1	25135 'PTO_REAL' 220 kV	202,3	205,0
SUR	ATARFE 220 kV - CAPARACENA 220 kV - 1	25020 'ANDUJAR' 220 kV	204,1	205,0
SUR	PINARREY 220 kV - PINARREY 400 kV - 1	25135 'PTO_REAL' 220 kV	203,4	205,0

Para evaluar la influencia de la solución de restricciones debidas a sobrecargas en el número y severidad de las contingencias que originan restricciones debidas a tensión, se ha efectuado un análisis de contingencias del caso base antes de efectuar el despacho preventivo de activa. La Tabla 6-26 contiene las contingencias que resultan en restricciones debidas a problemas de tensión, si no se efectúa previamente el despacho preventivo de activa. En la comparación de la Tabla 6-24 con la Tabla 6-26 se concluye que la aportación de potencia activa y reactiva con la conexión de los grupos de ESCOMBR1, ESCOMBR2 y ESCOMBR3 efectuado en el despacho preventivo de activa, elimina la contingencia del generador BARRIOS 20 kV en el área SUR, la contingencia del generador COFRENTES 20 kV en el área CENTRO. Si no se conectan los citados grupos se agravan los problemas del fallo simple de la línea ALGECIRAS 220 kV – PTO_REAL 220 kV – 1, y permite que la contingencia sea detectada por el método de análisis rápido de contingencias 1P-1Q. También se comprueba como la conexión de los generadores en el despacho preventivo de activa no alivian las subtensiones producidas en BENAHADU 220 kV y GABIAS 220 kV en la alimentación a Almería, a pesar de que los grupos ESCOMBR1, ESCOMBR2 y ESCOMBR3 se localizan cerca desde el punto de vista eléctrico de la zona con déficit de red señalada.

Tabla 6-26: Contingencias que resultan en restricciones debidas a problemas de tensión, antes de efectuar el despacho preventivo de activa

ÁREA	CONTINGENCIA	NUDO	U_i^c (kV)	U_{lim}^c (kV)
CENTRO	MAJADAHONDA 220 kV - VENTAS 220 kV - 1	24200 'OTERO' 220 kV	183,5	205,0
		24350 'VENTAS' 220 kV	172,0	205,0
CENTRO	ACECA 220 kV - MADRIDEJOS 220 kV - 1	24140 'LAPALOMA' 220 kV	198,1	205,0
		24165 'MADRIDEJ' 220 kV	193,1	205,0
CENTRO	ALARCOS 220 kV - PICON 220 kV - 1	24003 'ALARCOS' 220 kV	185,3	205,0
		24140 'LAPALOMA' 220 kV	192,5	205,0
		24195 'MADRIDEJOS' 220 kV	203,0	205,0
CENTRO	COFRENTES 20 kV	14010 'BENEJAMA' 400 kV	379,3	380,0
		14045 'ELIANA' 400 kV	378,8	380,0
NOROESTE	CASTRELO 220 kV - PAZOSBOR 220 kV - 1	21092 'PAZOSBOR' 220 kV	178,2	195,0
		21205 'TIBO' 220 kV	184,6	195,0
SUR	ATARFE 220 kV - CAPARACENA 200 kV -1	25035 'BENAHADU' 220 kV	202,1	205,0
SUR	ATARFE 220 kV - GABIAS 220 kV - 1	25035 'BENAHADU' 220 kV	196,7	205,0
		25073 'GABIAS' 220 kV	197,0	205,0
SUR	BENAHADU 220 kV - GABIAS 220 kV - 1	25035 'BENAHADU' 220 kV	194,1	205,0
SUR	GUILLENA 400 kV - VALDECAB 400 kV - 1 + DRODRIGO 400 kV - VALDECAB 400 kV - 1	NO CONVERGE IMPONIENDO LÍMITES DE GENERACIÓN DE REACTIVA DE GRUPOS		
SUR	ALGECIR 220 kV - PTO_REAL 220 kV - 1	25135 'PTO_REAL' 220 kV	199,6	205,0
SUR	BARRIOS 20 kV	NO CONVERGE IMPONIENDO LÍMITES DE REACTIVA		

En los siguientes apartados se presenta la solución ofrecida por el método 1 de despacho preventivo de reactiva y por el método 2 de despacho preventivo de reactiva a la contingencia del doble circuito circuito GUILLENA 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1/DRODRIGO 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1.

6.5.2 Método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva

Para la selección de los generadores eficientes, se converge la contingencia del doble circuito mediante el flujo de cargas desacoplado rápido con acortamiento de paso. La contingencia presenta 3 problemas de subtensión en nudos de carga, y 7 problemas de reactiva en nudos de generación.

El método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva conecta los grupos de GUILLEN2 y GUILLEN1 para solucionar los problemas detectados en la contingencia, ambos al mínimo técnico. Con la tensión de consigna especificada para los dos grupos conectados, ambos generan una reactiva en el caso base cercana al 50% de la máxima reactiva que sus límites técnicos imponen (ver Tabla 6-27). En caso de ocurrencia de la contingencia, la reactiva generada por los grupos asciende a 52,3 Mvar para el grupo de GUILLEN1 (83 % de la máxima) y 52,9 Mvar para el grupo de GUILLEN2 (84% de la máxima). Se comprueba de este modo como realmente el aporte de potencia reactiva por parte de los dos grupos conectados sí es necesario en caso de la ocurrencia de la contingencia del doble circuito.

Tabla 6-27: Grupos conectados por el método 1 para la solución de restricciones de tensión ante hipótesis de contingencia

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	AREA GENERADOR
5765 'GUILLEN2' 13.8 kV	40,0	70,0	40,0	1,0272	30,3	48%	SUR
5770 'GUILLEN1' 13.8 kV	40,0	70,0	40,0	1,0272	29,9	48%	SUR

En el proceso de resolución de contingencias, no se añade ningún grupo más de despacho limitado a los determinados en el ajuste del caso base¹⁶ (Tabla 6-10).

La conexión de los grupos de GUILLEN1 y GUILLEN2 por el método 1 consigue aliviar todos los problemas de subtensión de la contingencia. El método genera una mínima sobretensión en el caso base en el nudo TARIFA 400 kV (1 kV de violación), a solucionar posteriormente por el OPF de optimización de pérdidas y márgenes de reactiva de grupos.

En el caso de estudio, la solución de la contingencia del doble circuito, conduce directamente al alivio de los problemas de las contingencias de la Tabla 6-25 que no habían sido detectadas por el método de análisis rápido de contingencias 1P-1Q.

6.5.3 Método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva

El método 2 se ha ejecutado para la solución de las subtensiones presentes en la contingencia del doble circuito GUILLENA 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1/DRODRIGO 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1. El tamaño del programa de optimización resultante en cada iteración está formado por 9753 restricciones, 8128 variables y 46198 elementos no nulos en la matriz de restricciones. El número de variables enteras correspondientes a la conexión de nuevas unidades es de 55. El conjunto de elementos de control a ajustar lo forman 293 tensiones de consigna de generadores, 106 tomas de transformadores y 44 reactancias y condensadores.

¹⁶ Resulta lógico que los grupos de despacho limitado cuya bajada es perjudicial para los problemas del caso base en el área SUR, también sean bloqueados para no agravar las subtensiones en el área SUR ante la ocurrencia del fallo del doble circuito GUILLENA 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1/DRODRIGO 400 kV – VALDECAB 400 kV – 1.

El método 2 de despacho preventivo de reactiva conecta el grupo de GUILLEN2 al máximo técnico para la solución de las restricciones debidas a tensión ante el fallo del doble circuito. Los datos de la conexión del generador están contenidos en la Tabla 6-28. El método 2 ajusta la tensión de consigna del nuevo grupo conectado, de tal forma que en el caso base genera la máxima potencia reactiva que imponen los límites técnicos. Como es lógico, ante la ocurrencia de la contingencia también alcanza el límite de generación de reactiva.

Tabla 6-28: Grupos conectados por el método 2 para la solución de restricciones de tensión ante hipótesis de contingencia

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	AREA GENERADOR
5765 'GUILLEN2' 13.8 kV	40,0	70,0	70,0	1,045	63,0	100%	SUR

Junto a la conexión del grupo de GUILLEN2, el método 2 ajusta un total de 70 tensiones de consigna de generadores, 7 tomas de transformadores y el estado de 3 reactancias (en el ajuste del caso base se despacharon 79 tensiones de consigna, 17 tomas de transformadores y el estado de 5 reactancias).

El método 2 ofrece una solución de restricciones que no presenta sobretensiones en el caso base.

6.5.4 Comparación de resultados en ambos métodos

La solución ofrecida por los dos métodos desarrollados en la tesis para la solución en modo preventivo de la contingencia del doble circuito es muy similar en sobrecoste para el sistema. La Tabla 6-29 ofrece la comparativa del coste de las dos opciones; la solución del modelo 1 es un 14% más cara que la solución del modelo 2. Dado que los grupos conectados por los modelos corresponden a grupos hidráulicos (con coste de arranque nulo), la diferencia de coste se localiza en una mayor conexión de potencia por el método 1 (conexión de 2 grupos con 40 MW cada uno) respecto al modelo 2 (conexión de 1 grupo con 70 MW) de potencia.

Tabla 6-29: Comparación del sobrecoste para el sistema de la solución de contingencias con las diferentes alternativas

	SOBRECOSTE (% respecto del menor)
MÉTODO 2	100%
MÉTODO 1	114%

Tal y como ocurría en el ajuste del caso base, y considerando que la inyección de potencia activa en el área SUR en la solución de ambos métodos es muy similar, el factor técnico reside en el ajuste de la tensión de consigna de los propios grupos conectados en el proceso. Así, el método 2 ajusta la tensión de consigna del grupo GUILLEN2 para que inyecte en el sistema 63 Mvar, mientras la suma de las inyecciones de reactiva en el área SUR por los grupos conectados por el método 1 es de 60,2 Mvar (30,3 Mvar inyectados por el grupo de GUILLEN1 y 29,9 Mvar inyectados por el grupo GUILLEN2, según la Tabla 6-27).

Desde el punto de vista técnico y de seguridad del sistema es preferible la solución del método 1. Los dos grupos conectados de GUILLEN1 y GUILLEN2 generan en el caso base del orden del 50% de la reactiva máxima, manteniendo para la operación normal un margen razonable para hacer frente a distintas contingencias.

6.6 Solución acoplada de restricciones debidas a tensión

Esta sección contiene los resultados del método de acoplamiento de la solución de restricciones debidas a tensión para el día de análisis correspondiente al 28 de Febrero de 2001. Se han seleccionado los tres escenarios significativos de la operación programada para el día: la punta de las 11 horas (con una demanda casada inicial de 24658 MW), el valle correspondiente a las 17 horas con una demanda casada de 22396 MW) y la punta de las 20 horas (la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión ha sido presentada con el máximo detalle en la sección anterior).

Para la aplicación del método de solución acoplada de restricciones debidas a tensión, primeramente se determinan las necesidades de inyección de potencia activa y reactiva en las áreas importadoras de energía resolviendo de forma desacoplada las restricciones técnicas debidas a tensión en cada uno de los escenarios. A su vez en cada uno de los escenarios, se determinan para cada problema de tensión en nudos de carga y de reactiva en nudos de generación (en el caso base y ante la ocurrencia de las contingencias establecidas) las sensibilidades de la inyección de activa y reactiva en los nudos de los generadores eficientes para resolver los problemas.

La sección se ha organizado en los siguientes apartados. El apartado 6.6.1 describe la solución desacoplada de cada uno de los escenarios significativos seleccionados. El apartado 6.6.2 detalla los resultados obtenidos con el método acoplado de solución de restricciones debidas a problemas de tensión desarrollado en la tesis.

6.6.1 Solución desacoplada de cada escenario horario

6.6.1.1 Solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora 11

La solución desacoplada de restricciones debidas a tensión para la hora 11 se ha efectuado aplicando el método 1 de despacho preventivo de reactiva, con ajuste previo de los elementos de control de tensión mediante el algoritmo heurístico¹⁷. La disposición de la generación resultado de la casación inicial resulta en un escenario con 62 violaciones de subtensión (38 violaciones en el nivel 400 kV y 24 violaciones en el nivel 220 kV). La Figura 6-10 ilustra el número de violaciones iniciales de subtensión del escenario en cada área y nivel de tensión. Las subtensiones se localizan fundamentalmente en las áreas ESTE, CENTRO y SUR.

¹⁷ Tal y como se ha puesto de manifiesto en el apartado 6.3.4, la conexión final de grupos para resolver las restricciones debidas a tensión es decidida por el método acoplado desarrollado en la tesis. Dado que el método 1 con ajuste previo de elementos de control de tensión, y el método 2 se utilizan para determinar las necesidades de inyección de activa y reactiva en el sistema, los dos métodos son válidos en el esquema de solución propuesto en la tesis.

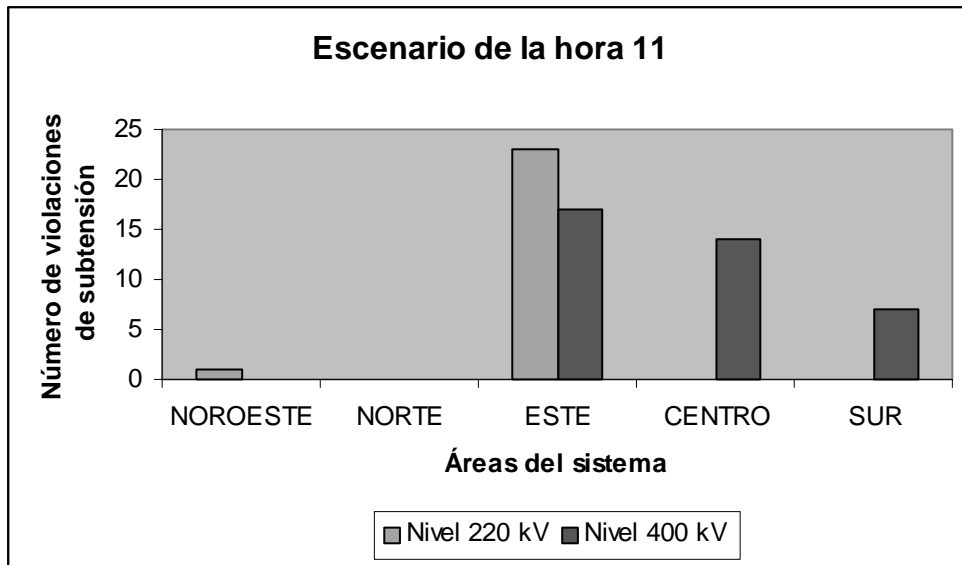


Figura 6-10: Número de violaciones iniciales de subtensión del escenario de la hora 11 en cada área y nivel de tensión

El algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones modifica un total de 28 tensiones de consigna de generadores y 28 tomas de transformadores. No se cambia el estado de ningún condensador ni reactancia en el sistema. Los generadores conectados por el modelo 1 (para el ajuste del caso base y la solución de las contingencias en modo preventivo) figuran en la Tabla 6-30. Las violaciones de tensión más importantes se localizan en el área ESTE, solucionándose mediante la conexión del grupo de FOIX al máximo técnico. La reactiva que genera el grupo de FOIX en el caso base corresponde al 78% de su límite técnico de generación de reactiva. Las subtensiones de área CENTRO se solucionan mediante la conexión del grupo de CASTELL2 a mínimo técnico, generando en el caso base una reactiva del 43% del límite. A su vez, las subtensiones del área SUR son aliviadas con la conexión a mínimo técnico de ALGECIR2¹⁸. El grupo genera en el caso base una potencia reactiva correspondiente al 34% de su límite máximo. Es preciso señalar que para un adecuado perfil de tensiones en el caso base no es necesario un aporte de reactiva mayor por parte de los grupos de CASTELL2 y ALGECIR2.

Tabla 6-30: Generadores conectados por el modelo 1 para la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión en la hora 11

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	ÁREA GENERADOR
4839 'CASTELL2' 20kV	131,0	542,0	131,0	1,0131	208,5	43%	CENTRO
5700 'ALGECIR2' 22 kV	152,0	524,0	152,0	1,0179	71,4	34%	SUR
3664 'FOIX' 19 kV	89,0	502,0	502,0	1,0470	222,0	78%	ESTE

La conexión de los grupos de la Tabla 6-30 genera 6 pequeñas sobretensiones (inferiores a 1 kV), a corregir posteriormente por el flujo de cargas óptimo de optimización de pérdidas y márgenes de reactiva. Tras la solución de las restricciones debidas a tensión, las contingencias que generan violaciones de acuerdo a los límites impuestos en los Procedimientos de Operación

¹⁸ Es preciso señalar que los grupos hidráulicos del área SUR situados en GUILLENA (Sevilla), y más baratos que el grupo térmico de ALGECIR2, no son conectados debido a que la energía libre presente en la oferta enviada por la unidad de oferta de generación es inferior al mínimo técnico de los grupos GUILLEN1, GUILLEN2, y GUILLEN3.

son contingencias que tienen su origen en un déficit en la red de transporte (ver apartado 6.5.1), y no pueden ser aliviadas mediante el redespacho de generación.

6.6.1.2 Solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora 17

Las necesidades de inyección de activa y reactiva para la solución desacoplada de restricciones de tensión para el escenario valle de la hora 17 se han determinado aplicando el método 1 de solución de restricciones técnicas con ajuste previo de los elementos de control de tensión. La casación inicial programada para el escenario genera 14 violaciones de subtensión (10 en el área ESTE, 2 en el área CENTRO y 2 en el área SUR), todas en el nivel de tensión 400 kV.

El algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones emplea un total 45 tensiones de consigna de generadores, 19 tomas de transformadores y la modificación del estado de 2 reactancias del sistema en el ajuste del perfil de tensiones del sistema. La Tabla 6-31 especifica los datos del generador inicialmente no casado FOIX, conectado por el método 1 para la solución de restricciones debidas a tensión. La tensión de consigna determinada para el generador de FOIX establece una generación de reactiva del 83% respecto a la máxima que el grupo puede generar.

Tabla 6-31: Generadores conectados por el modelo 1 para la solución de restricciones debidas a tensión en la hora 17

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	AREA GENERADOR
3664 'FOIX' 19 kV	89,0	502,0	295,0	1,0498	239,7	83%	ESTE

Al igual que en el escenario de la hora 11, las contingencias problemáticas que restan en el caso tienen su origen en un déficit de red de transporte que no pueden ser resueltas en modo preventivo mediante el redespacho de generación.

6.6.1.3 Solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora 20

La solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión en la hora 20 ha sido descrita con el máximo detalle en las secciones 6.3 y 6.5. La Tabla 6-32 resume la conexión de nuevas unidades generadoras en la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión en la hora 20.

Tabla 6-32: Generadores conectados para la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión en la hora 20

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	AREA GENERADOR
3614 'S.ADRIAN1' 21 kV	90,0	313,0	313,0	1,0500	218,0	96%	ESTE
4832 'LA_MUEL1' 14.50 kV	100,0	209,0	209,0	1,0642	100,0	100%	SUR
5765 'GUILLEN2' 13.8 kV	40,0	70,0	70,0	1,0450	60,3	95%	SUR
5760 'GUILLEN3' 22 kV	40,0	70,0	70,0	1,0450	59,9	95%	SUR

6.6.1.4 Resumen de la solución desacoplada de restricciones debidas a problemas tensión

La Tabla 6-33 resume los generadores inicialmente no casados que han sido conectados en cada escenario horario en la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión. La tabla indica la potencia activa a la que cada uno de los grupos se ha conectado en cada hora.

Tabla 6-33: Resumen de la potencia activa conectada en la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión

GENERADORES ACOPLADOS	ESCENARIOS HORARIOS			AREA
	HORA 11	HORA 17	HORA 20	
3664 'FOIX' 19 kV	502,0	285,0		ESTE
3614 'S.ADRIAN1' 21 kV			313,0	ESTE
4839 'CASTELL2' 20kV	131,0			CENTRO
4832 'LA_MUEL1' 14.50 kV			209,0	CENTRO
5760 'GUILLEN3' 22 kV			70,0	SUR
5765 'GUILLEN2' 22 kV			70,0	SUR
5700 'ALGECIR2' 22 kV	152,0			SUR

6.6.2 Resultados del método de acoplamiento de escenarios

El programa de optimización lineal entera-mixta del método de solución acoplada de restricciones debidas a tensión planteado en la tesis, contiene para el día de estudio 5209 variables, 2678 restricciones y 12026 elementos no nulos en la matriz de restricciones. Del total de variables, 279 son variables enteras correspondientes a las variables de estado, variables de conexión y variables de desconexión en cada hora de los grupos inicialmente no casados¹⁹.

El modelo acoplado decide la conexión de los grupos que figuran en la Tabla 6-34. La citada tabla indica la potencia a la que cada uno de los grupos se ha conectado.

Tabla 6-34: Conexión de generadores en la solución acoplada de las restricciones debidas a tensión

GENERADORES ACOPLADOS	ESCENARIOS HORARIOS			AREA
	HORA 11	HORA 17	HORA 20	
4839 'CASTELL2' 20kV	526,0	131,0	361,0	CENTRO
3745 'SALLENT4' 15.50 kV	89,0	89,0		ESTE
3744 'SALLENT3' 15.50 kV	111,0	111,0		ESTE
3640 'CERCS' 10.9 kV	145,0	112,6	145,0	ESTE
5700 'ALGECIR2' 22 kV	152,0	152,0	152,0	SUR
5765 'GUILLEN2' 13.8 kV			40,0	SUR
5770 'GUILLEN1' 13.8 kV			40,0	SUR

En la hora 11, la eficacia de la conexión de 502 MW del grupo de FOIX en la solución desacoplada, se sustituye por la conexión de los grupos hidráulicos SALLENT3 (a 111 MW), SALLENT4 (89 MW) y el grupo térmico de CERCS (145 MW). A su vez, la subida de carga del grupo de CASTELL2 de 131 MW en la solución desacoplada a 526 MW en la solución acoplada, ayuda a levantar las tensiones en la zona de Cataluña del área ESTE. El grupo de ALGECIR2 se mantiene conectado al mínimo técnico.

En la hora 17, la eficiencia técnica de la conexión del grupo de FOIX en la solución desacoplada se ha sustituido por la conexión de los grupos de CASTELL2 (al mínimo técnico de 131 MW), SALLENT2 (generando 111 MW), SALLENT4 (generando 89 MW) y el grupo térmico de CERCS (produciendo 144 MW). Para hora 17 se tiene en cuenta que los grupos térmicos de CASTELL2 y CERCS habían sido previamente arrancados desde la hora 11. Si bien la conexión del grupo térmico de ALGECIR2 no es necesaria por motivos técnicos en la

¹⁹ El método de acoplamiento de escenarios, en una máquina RS6000-44P-270 con 2 procesadores a 375 MHz y 1024 MB de memoria RAM, tardó 3 segundos.

hora 17, el modelo acoplado decide acoplarlo desde las 11 horas hasta las 20 horas incurriendo en un único arranque, y abaratando de este modo el sobrecoste de la solución para el sistema.

En la hora 20, se prescinde de la conexión del grupo de S.ADRIAN1 y del grupo de LA_MUEL1 proporcionada por el método desacoplado. En su lugar, el grupo de CASTELL2 produce 361 MW, y el grupo de CERCS 145 MW. Se ha aprovechado que los citados grupos habían sido arrancados en la hora 11, siendo más económico mantenerlos arrancados hasta la hora 20. A su vez, se mantiene conectado el grupo de ALGECIR2 (conectado desde la hora 11) a mínimo técnico, y de este modo, sólo es necesario conectar cada grupo GUILLEN2 y GUILLEN3 al mínimo técnico (40 MW).

La Tabla 6-35 compara el sobrecoste para el sistema de la solución acoplada de restricciones debidas a problemas de tensión con el sobrecoste de la solución desacoplada. El sobrecoste para el sistema de la solución desacoplada es un 90% más caro que el sobrecoste incurrido por la solución acoplada. El principal ahorro en coste conseguido por el método acoplado consiste en la eliminación del arranque del grupo de S.ADRIAN1, sustituyendo su eficiencia técnica con los grupos de CASTELL2 y CERCS previamente acoplados desde la hora 11.

Tabla 6-35: Comparación del sobrecoste para el sistema de la solución desacoplada y la solución acoplada de restricciones debidas a problemas de tensión

	COSTE
SOLUCIÓN ACOPLADA	100%
SOLUCIÓN DESACOPLADA	190%

Los grupos determinados por el método acoplado se conectan a una tensión de consigna inicial establecida por el perfil de tensiones de la solución desacoplada de escenarios. Sobre este perfil inicial de tensiones se aplica el algoritmo heurístico para conseguir un ajuste fino de las tensiones del sistema. A continuación se realiza la verificación que, efectivamente los grupos seleccionados por el método acoplado son técnicamente eficientes para el alivio de las restricciones debidas a problemas de tensión.

6.6.2.1 Verificación técnica para la hora 11

La Tabla 6-36 contiene la potencia activa y reactiva generada por los grupos conectados por el método acoplado en la hora 11, una vez realizado el ajuste fino del perfil de tensiones mediante el algoritmo heurístico. El caso base no presenta violaciones de sobretensión ni de subtensión.

Tabla 6-36: Grupos conectados por el método acoplado en la hora 11 para el alivio de las restricciones debidas a tensión

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	AREA GENERADOR
4839 'CASTELL2' 20kV	131,0	542,0	526,0	1,0131	218,3	45%	CENTRO
3745 'SALLENT4' 15.50 kV	50,0	111,0	89,0	1,0537	73,1	59%	ESTE
3744 'SALLENT3' 15.50 kV	50,0	111,0	111,0	1,0537	76,1	61%	ESTE
3640 'CERCS' 10.9 kV	72,0	147,0	145,0	1,0750	102	93%	ESTE
5700 'ALGECIR2' 22 kV	152,0	524,0	152,0	1,0179	131,5	61%	SUR

Las contingencias que violan los límites impuestos en los Procedimientos de Operación son las contingencias detalladas en el apartado 6.5.1 que tienen su origen en un déficit de la red de transporte.

6.6.2.2 Verificación técnica para la hora 17

La producción de potencia activa y reactiva de los grupos conectados por el método acoplado para la solución de restricciones debidas a tensión en la hora 17 figura en la Tabla 6-37. Debido a que la conexión de parte de los grupos viene provocada por motivos económicos (reducción del número de arranques) y no por motivos técnicos, el aporte de reactiva de estos grupos en el mantenimiento del perfil de tensiones en el caso base constituye un pequeño porcentaje de su límite máximo.

Tabla 6-37: Grupos conectados por el método acoplado en la hora 17 para el alivio de las restricciones debidas a tensión

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	ÁREA GENERADOR
4839 'CASTELL2' 20kV	131,0	542,0	131,0	0,9994	140,2	29%	CENTRO
3745 'SALLENT4' 15.50 kV	50,0	111,0	89,0	1,0057	13,7	11%	ESTE
3744 'SALLENT3' 15.50 kV	50,0	111,0	111,0	0,9939	16,7	13%	ESTE
3640 'CERCS' 10.9 kV	72,0	147,0	112,6	1,0715	91,7	83%	ESTE
5700 'ALGECIR2' 22 kV	152,0	524,0	152,0	1,0186	71,5	33%	SUR

Con la solución del método acoplado, las violaciones de tensión en las contingencias que no pueden ser resueltas mediante el redespacho de generación son similares a las obtenidas con la solución desacoplada.

6.6.2.3 Verificación técnica para la hora 20

La conexión de los generadores determinados por el modelo acoplado elimina las violaciones de tensión y reactiva en el caso base. La Tabla 6-38 resume la conexión de generadores en el método acoplado.

Tabla 6-38: Grupos conectados por el método acoplado en la hora 20 para el alivio de las restricciones debidas a tensión

GENERADORES CONECTADOS	Pmin (MW)	Pmax (MW)	P (MW)	UG (pu)	QG (Mvar)	QG (%Qmax)	ÁREA GENERADOR
4839 'CASTELL2' 20kV	131,0	542,0	361,0	0,9970	165,3	34%	CENTRO
3640 'CERCS' 10.9 kV	72,0	147,0	145,0	1,0750	102,0	93%	ESTE
5700 'ALGECIR2' 22 kV	152,0	524,0	152,0	1,0179	131,5	61%	SUR
5765 'GUILLEN2' 13.8 kV	40,0	70,0	40,0	1,0272	31,6	50%	SUR
5770 'GUILLEN1' 13.8 kV	40,0	70,0	40,0	1,0272	31,2	50%	SUR

Las contingencias finales con problemas son contingencias cuyo origen está en el déficit de la red de transporte. Las violaciones que presentan las contingencias son similares a las violaciones de las contingencias que persisten con la solución desacoplada (ver Tabla 6-24).

6.7 Resumen de la solución de restricciones para la punta del 28 de Febrero de 2001

Esta sección resume los resultados de la solución de restricciones debidas a sobrecargas y a tensión en el escenario horario correspondiente a la hora 20 del día 28 de Febrero de 2001. El objetivo de esta sección es clarificar la interacción entre el Operador del Mercado y el Operador del Sistema en el proceso de solución de restricciones técnicas descrito en la sección 2.6 del

capítulo 2, identificando los datos relevantes que el Operador del Sistema ha de enviar al Operador del Mercado.

Por problemas de restricciones debidas a sobrecargas presentes en la zona de Murcia, se han de conectar por motivos de restricciones técnicas los grupos de ESCOMBRE1 (generando 66 MW), el generador ESCOMBRE2 (generando 66 MW) y el generador ESCOMBRE3 (generando 133 MW).

Los siguientes grupos inicialmente no casados han de ser acoplados para solucionar las subtensiones derivadas de la casación inicial: el grupo de CASTELL2 en el área CENTRO (generando 361 MW), el grupo CERCS en el área ESTE (generando 145 MW) y los grupos ALGECIR2 (generando 152 MW), GUILLEN2 (generando 40 MW) y GUILLEN1 (generando 40 MW) en el área SUR.

Los grupos de despacho limitado enviados por el Operador del Sistema al Operador del Mercado son los que figuran en la Tabla 6-10.

El Operador del Mercado incorpora los grupos de ESCOMBR1, ESCOMBRE2 y ESCOMBRE3, CASTELL2, CERCS, ALGECIR2, GUILLEN2 y GUILLEN1 a la casación inicial y determina los ajustes necesarios para alcanzar el equilibrio producción-demanda. Dicho ajuste se realiza en función del orden de precedencia económica de las ofertas suministradas por los agentes generadores, y teniendo presente que los grupos de despacho limitado de la Tabla 6-10 no pueden disminuir su producción.

6.8 Conclusiones

Este capítulo muestra la eficacia de los métodos desarrollados en la tesis para obtener la solución de las restricciones técnicas debidas a sobrecargas y a problemas de tensión que la red de transporte impone a la casación inicial en el mercado español de energía eléctrica. La solución de restricciones se efectúa en modo preventivo mediante el redespacho de generación, aumentando y disminuyendo la producción de unidades inicialmente casadas, y conectando unidades generadoras inicialmente no casadas. La conexión de grupos se modela mediante variables enteras. La solución de restricciones debidas a problemas de tensión tiene en cuenta el movimiento de elementos de control de tensión, disminuyendo los requisitos de conexión de nueva generación. A su vez, se considera el acoplamiento económico que existe en la solución a través de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja de los grupos generadores mediante el método acoplado de solución de restricciones debidas a tensión. El capítulo presenta un ejemplo realista de la explotación del sistema eléctrico peninsular español correspondiente a la punta del día 28 de Febrero de 2001.

Los métodos desarrollados dan respuesta en todas sus facetas al problema práctico real de solución de restricciones técnicas en un sistema de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español.

La sección presenta las conclusiones desglosadas en tres apartados. El apartado 6.8.1 contiene las conclusiones de la solución de restricciones debidas a sobrecargas. El apartado 6.8.2 detalla las conclusiones de la solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión. Finalmente, la sección 6.8.3 expone las conclusiones de la solución acoplada de restricciones debidas a problemas de tensión.

6.8.1 Conclusiones de la solución de restricciones debidas a sobrecargas

La solución de restricciones debidas a sobrecargas en cada escenario se realiza mediante (1) la detección de contingencias que provocan sobrecargas, (2) el despacho preventivo de activa y (3) la separación de redespachos en efectivos y de compensación.

El método diseñado en la tesis de análisis rápido de contingencias que provocan sobrecargas, basado en el modelo lineal de flujo de cargas en corriente continua y en la consideración aproximada del flujo de potencia reactiva por las ramas mediante la reducción de la capacidad de transporte a través del factor de potencia prefalta de la rama, preselecciona de forma adecuada las contingencias candidatas a provocar sobrecargas en las ramas (para ser posteriormente confirmadas por el análisis de contingencias en corriente alterna).

La necesidad de conexión de los grupos de ESCOMBR1, ESCOMBR2 y ESCOMBR3 para eliminar las sobrecargas en la punta del día 28 de Febrero de 2001 pone de manifiesto la especial relevancia de modelar la conexión de nuevas unidades generadoras en la solución en modo preventivo de las restricciones técnicas debidas a sobrecargas.

En el capítulo se ilustra la metodología de separación de los resultados del despacho preventivo de activa en redespachos efectivos y de compensación desarrollada en la tesis. En la práctica, se prescinde de la pequeña eficiencia en el alivio de sobrecargas que las acciones clasificadas de compensación pueden tener. La eficacia de la metodología de separación desarrollada se prueba analizando el pequeño efecto en la solución de sobrecargas que tienen los redespachos de compensación determinados.

6.8.2 Conclusiones de la solución desacoplada de restricciones debidas a tensión

La solución desacoplada de restricciones debidas a tensión en cada escenario horario comprende los pasos: (1) detección de las contingencias que provocan violaciones de tensión/reactiva no admisibles y (2) solución de los problemas mediante el método 1 de despacho preventivo de reactiva con ajuste previo de elementos de control del sistema (mediante el algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones) o mediante el método 2 de despacho preventivo de reactiva.

La detección de las contingencias que provocan violaciones de tensión/reactiva se realiza aplicando la técnica de análisis rápido de contingencias 1P-1Q. El compromiso rapidez/precisión del método provoca que algunas contingencias no sean detectadas por el método. Sin embargo, la magnitud de las violaciones en las contingencias no detectadas es pequeña, y además, la solución de contingencias más severas que sí han sido detectadas por el método 1P-1Q, soluciona habitualmente los pequeños problemas de las contingencias no detectadas.

El análisis efectuado en el capítulo ha puesto de manifiesto la relación entre el servicio complementario de control de tensión y la solución de restricciones técnicas. El ajuste adecuado de los elementos de control de tensión en el sistema disminuye los requisitos de conexión de nueva generación para la solución de subtensiones, y reduce de forma notable el sobrecoste para el sistema del redespacho de generación para su solución.

En el capítulo, se ilustra la necesidad de realizar un ajuste del caso base previo al análisis de contingencias, cuando con la disposición de la generación resultado de la casación inicial, la operación del sistema es infactible o el perfil de tensiones está muy degradado. Sin el ajuste

previo del caso base, la solución de las contingencias resulta inviable desde el punto de vista práctico debido al gran número de ellas que aparecen. Para el ajuste del caso base a través del método 1 o el método 2, se considera éste como una contingencia ficticia en la que no se pierde ningún elemento.

Las dos alternativas consideradas para la solución desacoplada de las restricciones debidas a tensión (método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones mediante el algoritmo heurístico detallado en el apéndice A y método 2) son eficaces desde el punto de vista técnico para la solución de las violaciones de tensión en los nudos de carga y de las violaciones de reactiva en nudos de generación (en aquellas contingencias que no convergen imponiendo límites de reactiva de grupos).

Las ventajas del método 2 sobre el método 1 con ajuste previo del perfil de tensiones son las siguientes:

- El método 2 obtiene una solución con menor sobrecoste para el sistema. La clave técnica fundamental es que el método 2 admite el ajuste de la tensión de consigna de los nuevos grupos conectados y por tanto permite ajustar de forma fina la reactiva que los nuevos grupos inyectarán en el sistema.
- El método 2 no origina sobretensiones en la solución final. El método 1 origina ligeras sobretensiones en algunos nudos. Tal como se ha puesto de manifiesto, son corregidas posteriormente por el OPF de optimización de pérdidas y márgenes de reactiva descrito en el apéndice B y por tanto, este factor no representa ninguna limitación al método 1.

Si bien la solución del método 1 con ajuste previo de elementos de control es más cara que la solución proporcionada por el método 2, existen algunas ventajas del método 1 con ajuste previo de elementos de control sobre el método 2, que se citan en los siguientes puntos:

- El método 2 es más difícil de ajustar que el método 1, debido a que incorpora un mayor número de parámetros de ajuste.
- El algoritmo heurístico ajusta únicamente los elementos de control necesarios para corregir el perfil de tensiones. Este punto puede resultar crítico cuando el número de movimientos está limitado. La política del Operador del Sistema tiende a limitar el número de movimientos de control. El movimiento continuo de las tomas de los transformadores y de las reactancias aumenta el desgaste y disminuye la fiabilidad del funcionamiento de estos elementos integrados en el sistema.
- El menor coste de la solución del método 2 con respecto al método 1 con ajuste previo de elementos de control provoca que se conecte un menor número de grupos con menor margen de reactiva. De este modo, desde el punto de vista técnico y de seguridad del sistema, es preferible la solución del método 1.

Teniendo en cuenta que en la práctica, el método 1 con ajuste previo de elementos de control de tensión o el método 2 se utilizan en la tesis para determinar las necesidades de inyección de activa y reactiva en el sistema, y que la conexión final de grupos para resolver las restricciones debidas a tensión es decidida por el método acoplado desarrollado en la tesis (teniendo en cuenta el sobrecoste total del redespacho para el sistema), los dos métodos desarrollados para

obtener la solución desacoplada de restricciones debidas a problemas de tensión son válidos en el esquema de solución propuesto en la tesis de la Figura 3-2.

6.8.3 Conclusiones de la solución acoplada de restricciones debidas a problemas de tensión

El acoplamiento temporal que existe en la solución de restricciones debidas a tensión, a través de la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja que modela el coste de arranque de los grupos generadores, ha quedado probada en la solución de restricciones debidas a tensión para el día 28 de Febrero de 2001.

Se ha comprobado como, de cara a reducir el número de arranques en la solución diaria de restricciones, se sustituyen unos grupos por otros en escenarios horarios particulares. A su vez, en algunas horas se conectan grupos por motivos económicos que no son necesarios desde el punto de vista técnico. La reducción del sobre coste para el sistema del método acoplado sobre el sobre coste de la solución desacoplada es significativa, teniendo en cuenta que habitualmente la solución acoplada evita el arranque de grupos térmicos en escenarios horarios individuales.

Los grupos determinados por el método acoplado se conectan a una tensión de consigna inicial establecida por el perfil de tensiones de la solución desacoplada de escenario. Sobre este perfil inicial de tensiones se aplica el algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones, para conseguir un ajuste fino de las tensiones del sistema y de la generación de reactiva que los grupos conectados por el método acoplado inyectan en el sistema. Se comprueba como, efectivamente los grupos seleccionados por el método acoplado, son técnicamente eficientes para el alivio de las restricciones debidas a problemas de tensión.

6.9 Bibliografía

[OMEL]

Compañía Operadora del mercado eléctrico (OMEL), “Informes realizados por la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad”, <http://www.omel.com/es/informesfr.htm>.

[REE, 2001a]

Red Eléctrica de España, “Informes mensuales”, <http://www.ree.es>, 2001.

[REE, 2001b]

Red Eléctrica de España, “Boletín de la energía eléctrica”, <http://www.ree.es>, 2001.

[Torral, et al., 1999]

F. Toral, J. Peco, L. Rouco, M. I. Navarrete, A. Mahou, “A Power System Scenarios Builder”, *13th Power System Computation Conference (PSSC'99)*, Trondheim, Norway, pp. 614-619, June 28th-July 2nd, 1999.

Capítulo 7

Conclusiones, aportaciones y
sugerencias para posteriores
desarrollos

7.1 Introducción

La importancia del problema del tratamiento de las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la casación inicial del mercado español de energía eléctrica ha motivado el desarrollo de esta tesis doctoral.

El objetivo de la tesis ha sido el desarrollo de métodos para la gestión centralizada de las restricciones técnicas en mercados de energía eléctrica con aplicación al caso español. Los métodos desarrollados en la tesis se han implantado en la herramienta informática ARO (“Análisis de Restricciones a la Operación”), utilizada diariamente por el Operador del Sistema del mercado español de energía eléctrica para la detección y solución de las restricciones técnicas que la red de transporte impone al despacho de generación resultado de la casación inicial. Este capítulo finaliza la exposición de la tesis resumiendo su contenido, resaltando las contribuciones originales y proponiendo líneas para futuros desarrollos.

El capítulo se ha organizado en las siguientes secciones. La sección 7.2 resume la memoria de la tesis, presentando las principales conclusiones obtenidas en su desarrollo. La sección 7.3 resalta las contribuciones originales de la presente tesis. Las publicaciones que los desarrollos efectuados han originado se enumeran en orden cronológico en la sección 7.4. Finalmente, en la sección 7.5 se detallan posibles líneas de continuación a los desarrollos abordados en la tesis.

7.2 Resumen y conclusiones

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone a un sistema eléctrico pueden aparecer tanto en sistemas de energía eléctrica operados centralizadamente (regulación tradicional), como en los mercados competitivos de energía eléctrica. Sin embargo, es en un mercado de energía eléctrica donde las restricciones cobran más relevancia, debido a que las transacciones de energía están gobernadas por los intereses económicos de los agentes.

De este modo, el tratamiento del problema de restricciones técnicas en un mercado de energía eléctrica es un problema muy importante; una inadecuada gestión de restricciones técnicas puede distorsionar el correcto funcionamiento del mercado. La gestión de restricciones técnicas en un mercado competitivo de energía eléctrica presenta dos ámbitos de análisis: (1) regulación de su tratamiento, y (2) desarrollo de métodos matemáticos de análisis y solución. No son problemas separados, sino que se encuentran estrechamente interrelacionados. En muchas ocasiones, la regulación del tratamiento de las restricciones técnicas en un mercado de energía eléctrica viene determinado por la dificultad de encontrar la solución analítica óptima al problema.

El análisis del volumen de restricciones técnicas en los tres primeros años de funcionamiento del mercado español de energía eléctrica pone de manifiesto la relevancia del problema en el caso español. Los Procedimientos de Operación establecen los límites técnicos que las variables de la red de transporte del sistema peninsular español han de verificar para garantizar el transporte seguro y fiable de energía eléctrica. A su vez, establecen un criterio preventivo de operación del sistema eléctrico español.

La solución de las restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica las efectúa centralizadamente el Operador del Sistema, determinando los redespachos de generación a la casación inicial que eliminan las restricciones desde el punto de vista técnico, y también las

limitaciones de los grupos para posteriores redespachos o mercados de energía. En el ajuste económico interviene el Operador del Mercado. El Operador del Mercado incorpora a la casación los redespachos indicados por el Operador del Sistema y teniendo en cuenta las limitaciones para posteriores redespachos, determina los ajustes necesarios para alcanzar el equilibrio producción-demanda. Dicho ajuste se realiza en función del orden de precedencia económica de las ofertas suministradas por los agentes generadores.

Las restricciones técnicas que la red de transporte impone al funcionamiento del sistema eléctrico peninsular español se han clasificado en dos tipos: (1) restricciones debidas a sobrecargas y (2) restricciones debidas a problemas de tensión. Las restricciones debidas a sobrecargas en líneas y transformadores se solucionan, aumentando y disminuyendo la generación en unidades inicialmente casadas, y conectando unidades no casadas inicialmente. Las restricciones debidas a problemas de tensión (en la práctica son siempre problemas de tipo subtensión) se solucionan mediante la conexión de nuevos generadores que por un lado aportan soporte de potencia reactiva para la solución de violaciones, y por otro aportan soporte de potencia activa disminuyendo el transporte de potencia activa desde las áreas exportadoras hacia las importadoras. El balance de demanda para compensar la conexión de nuevas unidades lo acomete el Operador del Mercado reduciendo la producción en aquellas unidades casadas más caras, teniendo presente las limitaciones indicadas por el Operador del Sistema. Dado el actual desarrollo de la red de transporte del sistema eléctrico peninsular español, las restricciones técnicas debidas a subtensión son las que con mayor relevancia y frecuencia se originan en el sistema.

Los factores claves identificados a la hora de solucionar las restricciones técnicas que aparecen en el mercado español de energía eléctrica son: (1) el acoplamiento temporal de la solución, (2) la relación entre el servicio complementario de control de tensión y la solución de las restricciones técnicas. Por un lado, la condición de ingresos mínimos de la oferta compleja que los grupos generadores presentan en el mercado provoca que la solución de restricciones técnicas esté acoplada en los 24 periodos horarios de programación para el día siguiente. Por otro lado, la explotación del sistema con un adecuado perfil de tensiones, disminuye los requisitos de nueva generación a conectar para la solución de las restricciones técnicas.

Esta tesis ha desarrollado un método de optimización de la solución centralizada de las restricciones técnicas en los 24 escenarios horarios de programación para un día en el mercado español de energía eléctrica, mediante el redespacho de la generación especificada en la casación inicial efectuada por el Operador del Mercado, incluyendo las variables de conexión de unidades inicialmente no casadas, y utilizando los elementos de control de tensión. La solución se obtiene considerando el criterio preventivo de operación del sistema eléctrico peninsular español, para las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación.

El problema resuelto en la tesis es de una magnitud y dificultad muy elevada. Responde a un problema de optimización no lineal con presencia de variables enteras. Un planteamiento global en un sistema de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español resulta inviable desde el punto de vista computacional. La revisión bibliográfica efectuada pone de manifiesto que el desarrollo de un método que contemple las distintas características y peculiaridades impuestas por la regulación española y por los criterios técnicos de operación del sistema, y que sea aplicable en la práctica a un sistema real de gran dimensión como es el sistema eléctrico peninsular español, no ha sido resuelto satisfactoriamente hasta el momento en la literatura.

En el método de solución de restricciones técnicas propuesto en la tesis para el sistema eléctrico peninsular español, la solución de sobrecargas y de los problemas de tensión se efectúa separadamente.

Primeramente se resuelven las restricciones técnicas debidas a sobrecargas detectadas en funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia con criterio preventivo. La solución de restricciones debidas a sobrecargas de forma acoplada no es relevante en el sistema eléctrico español. La resolución desacoplada de cada escenario horario individual, ofrece además mayor transparencia y claridad a la hora de efectuar la separación de redespachos en efectivos y de compensación. Por ello, la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas se realiza en cada escenario horario de manera desacoplada.

La conexión de unidades inicialmente no casadas para eliminar las restricciones debidas a sobrecargas supone una nueva fuente de inyección de reactiva en el sistema, y a su vez, una redistribución de los flujos de potencia activa entre áreas exportadoras e importadoras de energía. De este modo, el número y la severidad de las restricciones debidas a problemas de tensión que aparecen en el sistema pueden verse modificados, y por ello, la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas se realiza antes que la solución de las restricciones debidas a problemas de tensión.

Una vez solucionadas las restricciones técnicas debidas a sobrecargas, se solucionan las restricciones debidas a problemas de tensión. Primeramente se resuelven desacopladamente en cada uno de los 24 escenarios horarios de programación. Seguidamente, se obtiene la solución acoplada de restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios, integrando la información procedente de la solución desacoplada de cada escenario individual.

Los siguientes apartados contienen el resumen y conclusiones de la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas y a problemas de tensión en el mercado español de energía eléctrica.

7.2.1 Resumen y conclusiones de la solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas

La solución de restricciones técnicas debidas a sobrecargas en el mercado español de energía eléctrica comprende tres pasos: (1) detección de contingencias mediante el análisis de contingencias, (2) el despacho preventivo de activa y (3) la separación de resultados en efectivos y de compensación.

El análisis de contingencias detecta aquellas contingencias que provocan sobrecargas no admisibles para la explotación del sistema con los criterios de seguridad establecidos en los Procedimientos de Operación. Se ha desarrollado un método de análisis rápido de contingencias basado en el flujo de cargas en corriente continua, pero que a su vez, tiene en cuenta de forma aproximada el flujo de reactiva por las líneas. Posteriormente, las contingencias seleccionadas mediante el flujo de cargas en corriente continua, son completamente analizadas mediante el flujo de cargas en corriente alterna, para confirmar las sobrecargas detectadas y para obtener los factores de potencia de las ramas sobrecargadas que serán solucionadas por el despacho preventivo de activa.

Las sobrecargas detectadas se solucionan en el despacho preventivo de potencia activa modificando el despacho inicial de generación, aumentando y disminuyendo la producción de

unidades inicialmente casadas, y acoplando unidades no casadas inicialmente. Finalmente, la aplicación práctica del despacho preventivo de activa obliga a la separación de los resultados en efectivos (movimientos eficientes para la solución de las sobrecargas) y de compensación (movimientos de bajo coste efectuados para igualar la generación a la demanda). Se han propuesto índices para realizar la citada separación.

7.2.2 Resumen y conclusiones de la solución de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión

El proceso de análisis y solución de las restricciones debidas a problemas de tensión en el sistema eléctrico peninsular español consta de las siguientes etapas: (1) análisis de contingencias en corriente alterna, (2) solución desacoplada de restricciones de tensión en cada escenario horario y (3) solución acoplada de restricciones de tensión en los 24 escenarios horarios.

El objetivo del análisis de contingencias en corriente alterna es determinar en cada escenario horario aquellas contingencias que provocan tensiones en los nudos del sistema no admisibles para la explotación del sistema según los niveles de seguridad establecidos en los Procedimientos de Operación. Inicialmente se aplica el método 1P-1Q como método de análisis rápido de contingencias para seleccionar el conjunto de contingencias que provocan violaciones de tensión. Las contingencias seleccionadas por el método 1P-1Q se convergen hasta alcanzar la tolerancia especificada. Aquellas contingencias que provocan violaciones de tensión, y aquellas que no convergen imponiendo límites de reactiva en los grupos del sistema, se resuelven desacopladamente en cada escenario horario.

Las contingencias que provocan violaciones de tensión o de reactiva de grupos se solucionan en modo preventivo, a través del método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva o a través del método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva, métodos desarrollados en la tesis para obtener la solución de restricciones de tensión de manera desacoplada en cada escenario horario.

A partir de los resultados de la solución desacoplada de restricciones de tensión en cada escenario horario, se calcula la solución acoplada en los 24 escenarios horarios. El objetivo es determinar para cada hora cual es el conjunto de grupos que es necesario acoplar para solucionar de manera óptima las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en los 24 escenarios horarios, teniendo en cuenta el acoplamiento económico a través del término fijo de la condición de ingresos mínimos de las ofertas que los agentes presentan en el mercado (que internaliza el coste de arranque de los grupos generadores).

7.3 Aportaciones originales

Las principales contribuciones originales de la tesis se enumeran a continuación:

- Se ha diseñado un método eficaz de solución de las restricciones técnicas que aparecen en el mercado español de energía eléctrica, considerando todos los aspectos técnicos y regulatorios impuestos en el caso del mercado español. Las aportaciones del método de solución propuesto se resumen en los siguientes puntos:

- Solución secuencial de las restricciones técnicas debidas a sobrecargas y debidas a problemas de tensión. Primeramente se resuelven las restricciones debidas a sobrecargas y posteriormente, las restricciones debidas a problemas de tensión.
- Método original de solución de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión para considerar el acoplamiento temporal que existe en la solución de los 24 escenarios horarios. En una primera etapa, se resuelve de manera desacoplada cada escenario horario. En una segunda etapa, se determina la solución acoplada a partir de la información proporcionada por la solución desacoplada.
- Se han desarrollado para el mercado español, los métodos de detección y solución de las restricciones técnicas debidas a sobrecargas con criterio preventivo, mediante el redespacho de generación resultado de la casación inicial. Las aportaciones en este apartado son:
 - Se ha diseñado un método de análisis rápido de contingencias basado en el flujo de cargas en corriente continua, pero que a su vez, tiene en cuenta de forma aproximada el flujo de reactiva por las líneas considerando el factor de potencia de las líneas.
 - Se ha desarrollado el despacho preventivo de activa basado en el modelo lineal en corriente continua, para obtener el redespacho de mínimo sobrecoste para el sistema que resuelve las sobrecargas detectadas. Las propiedades novedosas del despacho preventivo desarrollado son el modelado de la conexión de grupos inicialmente no casados a través de variables enteras, la solución en modo preventivo de contingencias simples y múltiples, y la consideración aproximada del flujo de reactiva por las líneas a través del factor de potencia de las ramas sobrecargadas proporcionado por el análisis de contingencias en corriente alterna.
 - El método de separación de los resultados proporcionados por el despacho preventivo de activa, clasificándolos en efectivos y de compensación, es una aportación original de la tesis.
- Se han desarrollado para el mercado español los métodos de detección y solución de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión con criterio preventivo, mediante la conexión de unidades inicialmente no casadas y el ajuste de los elementos de control de tensión. También se determinan los grupos de despacho limitado que es necesario bloquear para los posteriores redespachos o mercados de energía. Los métodos originales desarrollados en la tesis para la solución de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión son:
 - *Método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva.* El método 1 resuelve en cada escenario horario de manera desacoplada las restricciones debidas a problemas de tensión, mediante la conexión de unidades inicialmente no casadas, y sin considerar el movimiento de los elementos de control de tensión; asume por tanto, que previamente se ha ajustado el perfil de tensiones.
 - *Método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva.* El método 2 también resuelve de forma desacoplada las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en cada escenario horario, teniendo en cuenta el ajuste de los elementos de control de tensión. Considera el carácter entero de las variables de conexión de unidades

inicialmente no casadas y de las variables de estado de las reactancias y condensadores del sistema.

- *Método acoplado.* El método acoplado integra la información proporcionada por la solución desacoplada de los escenarios, determinando el conjunto de grupos que es necesario acoplar en cada hora teniendo en cuenta el acoplamiento temporal que existe en la solución.
- Una vez resueltas las restricciones técnicas, es deseable obtener un punto de operación óptimo del sistema. En la tesis se ha desarrollado un OPF basado en programación lineal que minimiza las pérdidas del sistema y maximiza los márgenes de reactiva de los grupos generadores. Las contribuciones originales del OPF desarrollado son:
 - Mejora de la aproximación lineal de la función objetivo a través de un proceso iterativo que añade un corte tangente en cada iteración. La aproximación propuesta disminuye el tiempo de ejecución y reduce las oscilaciones numéricas alrededor de la solución óptima.
 - Modelado del estado de las reactancias y condensadores del sistema a través de variables enteras.

7.4 Publicaciones

Los desarrollos e investigaciones efectuadas en el contexto de esta tesis doctoral, han dado lugar a las siguientes publicaciones (en orden cronológico):

[Lobato, et al., 1999]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, G. López, “Un algoritmo heurístico de despacho preventivo de potencia activa”, *6ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Lisboa, Portugal, Julio 1999.

[Barrado, et al., 1999]

A. Barrado, E. Lobato, J. Peco, L. Rouco, “A Power Generation Redispatch Algorithm for Competitive Electricity Markets”, *34th Universities Power Engineering Conference (UPEC'99)*, Leicester, UK, September 1999.

[Lobato, et al., 2000]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, J. García Castillejo, G. López, “An Integrated Tool For Analysis of Power System Constraints in the Spanish Electricity Market”, *IEEE/PES 2000 Summer Meeting*, Seattle, U.S.A., pp. 1627-1632, July 2000.

[Lobato, et al., 2001a]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. López, “ARO: Una herramienta para el análisis de restricciones de operación en el mercado español de energía eléctrica”, *Anales de Mecánica y Electricidad*, vol. LXXVIII, No. III, pp. 50-58, May-Jun 2001.

[Lobato, et al., 2001b]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. López, “Aplicación práctica de un despacho preventivo de activa. Redespachos efectivos y de compensación”, *Actas de las 7ª Jornadas Hispano-Lusas de Energía Eléctrica*, Leganés, Madrid, Julio 2001.

[Lobato, et al., 2001c]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. López, “An LP-Based Optimal Power Flow for Transmission Losses and Generator Reactive Margins Minimization”, *IEEE 2001 Porto Power Tech*, Porto, Portugal, September 2001.

[Lobato, et al., 2001d]

E. Lobato, L. Rouco, T. Gómez, F. Echavarren, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. López, “Solution of daily voltage constraints in the Spanish Electricity Market”, *presentado en la 2002 Power System Computation Conference*, Sevilla, España, Junio 2002.

7.5 Sugerencias para posteriores desarrollos

A partir del trabajo realizado en la tesis, se proponen los siguientes temas para investigaciones futuras:

- En todos los desarrollos se ha considerado que la demanda no varía. Sin embargo, la demanda puede variar, si se considera, por ejemplo la desconexión de cargas interrumpibles. La inclusión de las variaciones de la demanda en la solución de sobrecargas no presenta ningún problema conceptual. Sin embargo, su inclusión en la solución de problemas de tensión resulta mucho más dificultosa.
- Utilización de los métodos desarrollados para analizar distintas alternativas regulatorias. Un ejemplo de análisis regulatorio se presenta en el apéndice E de la tesis donde se propone repartir el sobrecoste de las restricciones debidas a problemas de tensión entre la demanda causante de la misma, a través de un cargo zonal.
- Adaptación de los desarrollos efectuados a los nuevos procedimientos de solución de restricciones en el mercado español que están actualmente en proceso de discusión. Se está debatiendo la posibilidad de implantar un proceso de solución de restricciones en base a ofertas específicas realizadas por los agentes para la gestión de las restricciones técnicas. De hacerse efectivo, sería necesario adaptar las funciones objetivo de los métodos desarrollados en esta tesis al nuevo contexto regulatorio.
- Desarrollo de una herramienta que efectúe de forma automática la planificación de la explotación de la red de transporte (gestión de descargos). Los métodos desarrollados en esta tesis pueden ser utilizados para analizar qué líneas son claves en la seguridad del sistema en cada uno de los meses del año con el objetivo de autorizar descargos en la red de transporte. Para ello es necesario simular la casación del mercado para el periodo de estudio.
- Desarrollo de herramientas para el tratamiento estadístico de la solución de restricciones que permitan identificar los refuerzos más idóneos para la red de transporte. En este contexto de planificación, también es necesario simular la localización de la generación resultado del mercado en el horizonte temporal considerado.

Apéndice A

Algoritmo heurístico para el ajuste del perfil de tensiones

A.1 Introducción

Este apéndice describe el algoritmo heurístico para el ajuste del perfil de tensiones empleado en el desarrollo de la tesis. El algoritmo tiene por misión la modificación de la consigna de tensión de los generadores, las tomas de los transformadores y la susceptancia shunt de los nudos con compensación de reactiva para que las tensiones de los nudos de carga y las potencias reactivas de los generadores se encuentren dentro de los límites especificados.

El algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones descrito, puede ser empleado en distintos tipos de aplicaciones como el control de tensiones [de la Fuente, 1997], el despacho correctivo de reactiva [Gómez, et al., 1996; Gómez Expósito, et al., 1993; Toral, et al., 1999; Toral, et al., 1997] o el ajuste del perfil de tensiones en el proceso de despacho preventivo de reactiva de esta tesis para la resolución de las restricciones técnicas originadas por problemas de tensión [Lobato, et al., 2002; Lobato, et al., 2000].

El apéndice está organizado en las siguientes secciones. La sección A.2 contiene la descripción general del algoritmo. La sección A.3 formula las ecuaciones del flujo de cargas utilizadas en el cálculo de sensibilidades. La determinación de los coeficientes de eficiencia de las acciones de control para el alivio de las violaciones se presenta en la sección A.4. En la sección A.5 se especifica el cálculo de la magnitud de las acciones de control.

A.2 Descripción general

El algoritmo heurístico para el ajuste del perfil de tensiones se basa en las sensibilidades obtenidas a partir de las ecuaciones del flujo de cargas desacoplado rápido. Consta de los siguientes pasos [Gómez Expósito, et al., 1993; Gómez San Román, 1989; Toral, et al., 1997]:

- 1) Determinación de la violación de mayor severidad de los límites de tensión en nudos y de los límites de potencias reactivas de los grupos generadores. La corrección de las violaciones de potencia reactiva tiene prioridad respecto a la corrección de las violaciones de límites de tensión de nudos.
- 2) Cálculo de las sensibilidades de la variable con mayor violación con relación a las acciones de control.
- 3) Selección de las acciones de control más efectivas para corregir el problema de la variable con mayor violación seleccionada.
- 4) Cálculo de la magnitud de la variación de las acciones de control.
- 5) Actualización del nuevo punto de funcionamiento a través del flujo de cargas desacoplado rápido.

El diagrama de bloques de la Figura A-1 representa el funcionamiento del algoritmo heurístico para el ajuste del perfil de tensiones.

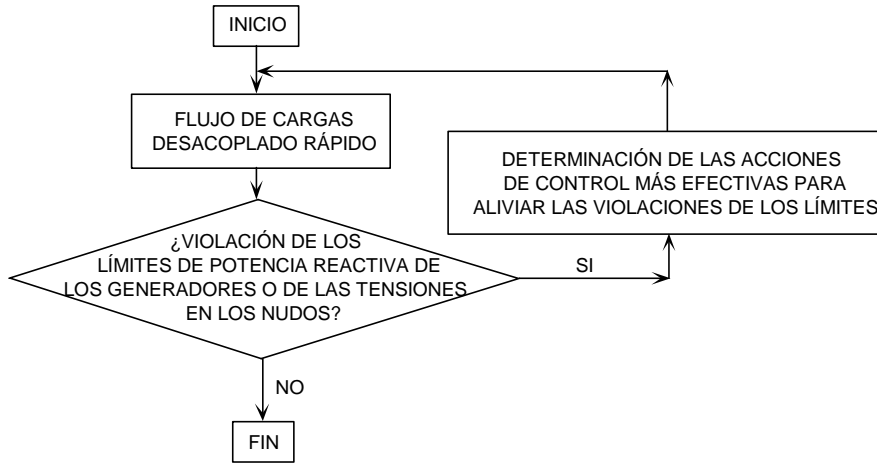


Figura A-1: Diagrama de bloques del algoritmo heurístico para el ajuste del perfil de tensiones

A.3 Ecuaciones del flujo de cargas

Las sensibilidades de las variables controladas respecto a las variables de control se realiza a partir de la formulación reactiva/tensiones del flujo de cargas desacoplado rápido. La formulación dispersa de la parte reactiva del flujo de cargas es:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{B}_{11}'' & \mathbf{B}_{12}'' & \mathbf{B}_{13}'' \\ \mathbf{B}_{21}'' & \mathbf{B}_{22}'' & \mathbf{B}_{23}'' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{U}_G \\ \Delta \mathbf{U}_L \\ \Delta \mathbf{T}_\ell \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta \mathbf{Q}_G}{\mathbf{U}_G} \\ \frac{\Delta \mathbf{Q}_L}{\mathbf{U}_L} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

donde:

$\mathbf{B}_{11}'', \mathbf{B}_{12}'', \mathbf{B}_{13}'', \mathbf{B}_{21}'', \mathbf{B}_{22}'', \mathbf{B}_{23}''$: submatrices del flujo de cargas desacoplado rápido

\mathbf{U}_G : vector de tensiones de consigna en los nudos de generación

\mathbf{U}_L : vector de tensiones en los nudos de carga

\mathbf{Q}_G : vector de reactivas generadas en los nudos de generación

\mathbf{Q}_L : vector de reactivas inyectadas en los nudos de carga (para los nudos de carga con condensadores o reactancias)

$\Delta \mathbf{U}_G$: vector de incrementos de tensiones de consigna en los nudos de generación

$\Delta \mathbf{U}_L$: vector de incrementos de tensiones en los nudos de carga

$\Delta \mathbf{Q}_G$: vector de incrementos de reactivas generadas en los nudos de generación

$\Delta \mathbf{Q}_L$: vector de incrementos de reactivas inyectadas en los nudos de carga (para los nudos de carga con condensadores o reactancias)

$\Delta \mathbf{T}_\ell$: vector de incrementos en las tomas de los transformadores

Las ecuaciones de la parte reactiva del flujo de cargas también se pueden expresar separando las variables de control y las variables controladas, a través de la formulación densa:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} & \mathbf{C} \\ \mathbf{D} & \mathbf{E} & \mathbf{F} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta U_G \\ \Delta \mathbf{B} \\ \Delta \mathbf{T}_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{Q}_G \\ \mathbf{U}_G \\ \Delta \mathbf{U}_L \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

donde:

\mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} , \mathbf{D} , \mathbf{E} , \mathbf{F} : matrices llenas de la formulación densa

$\Delta \mathbf{B}$: vector de incrementos de susceptancias en los nudos con compensación de reactiva

El cálculo de las matrices en las expresiones (A.1) y (A.2) está detallado en la referencia [Gómez San Román, 1989].

A.4 Coeficientes de eficiencia

El coeficiente de eficiencia se define como la máxima variación que se puede conseguir en una variable controlada redespachando la variable de control, con la condición de que la tensión del propio nudo donde está la variable de control permanezca dentro de sus límites admisibles.

El coeficiente de eficiencia de la tensión de consigna de un generador conectado en el nudo j para modificar la tensión del nudo i se define como:

$$CE_{U_j}^i = S_{U_j}^i \cdot \Delta U_j^{max} \quad (\text{A.3})$$

donde:

$CE_{U_j}^i$: coeficiente de eficiencia de la tensión de consigna del generador en el nudo j para modificar la tensión del nudo i

$S_{U_j}^i$: sensibilidad de la tensión en el nudo i con respecto a la tensión de consigna en el nudo j

ΔU_j^{max} : máxima variación de la tensión en el nudo j

La máxima variación de la tensión en el nudo j se calcula como:

$$\Delta U_j^{max} = \min \left\{ \left| U_j^{lim} - U_j^0 \right|, \frac{|Q_j^{lim} - Q_j^0|}{S_{U_j}^{Q_j}} \right\} \quad (\text{A.4})$$

donde:

U_j^{lim} : límite de tensión en el nudo j

U_j^0 : tensión actual del nudo j

Q_j^{lim} : límite de inyección de reactiva en el nudo j

Q_j^0 : inyección inicial de reactiva en el nudo j

$S_{U_j}^Q$: sensibilidad de la reactiva inyectada en el nudo j con respecto a la tensión de consigna en el nudo j

De manera análoga se define el coeficiente de eficiencia de la tensión de consigna de un generador para modificar la reactiva inyectada por un generador, los coeficientes de eficiencia de la toma de un transformador para modificar la tensión de un nudo y la reactiva de un generador, y los coeficientes de eficiencia de la susceptancia de un elemento de compensación shunt para modificar la tensión de un nudo y la reactiva de un generador [Toral, et al., 1997].

A.5 Magnitud de la acción de control

En el caso de existir más de una acción de control para eliminar una violación, la solución adoptada consiste en repartir la acción de control de tal forma que la relación entre la variación de la acción de control y el coeficiente de eficiencia de la citada acción de control se mantenga constante. Si por ejemplo, son posibles dos acciones de control u_1 y u_2 , el reparto Δu_1 y Δu_2 para solucionar una violación VL_i en el nudo i se calcula resolviendo el sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 VL_i &\leq S_{u_1}^{VL_i} \cdot \Delta u_1 + S_{u_2}^{VL_i} \cdot \Delta u_2 \\
 \frac{\Delta u_1}{CE_{u_1}^{VL_i}} &= \frac{\Delta u_2}{CE_{u_2}^{VL_i}}
 \end{aligned}
 \tag{A.5}$$

donde:

$CE_{u_1}^{VL_i}$: coeficiente de eficiencia de la acción u_1 para aliviar la violación VL_i

$S_{u_1}^{VL_i}$: sensibilidad de la violación VL_i con respecto a la acción de control u_1

A.6 Bibliografía

[de la Fuente, 1997]

J. I. de la Fuente, “*Configuración del control jerárquico de tensiones en un sistema de energía eléctrica*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia de Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, 1997.

[Gómez, et al., 1996]

A. Gómez, J. L. Martínez, A. Cabrera, J. Cortés, J. J. Mateos, J. L. Ruiz, E. Méndez, Y. Cuéllar, A. Hurtado, “Benefits of Using an Operational Tool for Reactive Power Scheduling”, *12th Power System Computation Conference (PSSC'96)*, Dresden, pp. 844-850, August 12-16, 1996.

[Gómez Expósito, et al., 1993]

A. Gómez Expósito, J. L. Martínez Ramos, J. L. Ruiz Macías, Y. Cuéllar Salinas, “Sensitivity-Based Reactive Power Control for Voltage Profile Improvement”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, No. 3, pp. 937-945, August 1993.

[Gómez San Román, 1989]

T. Gómez San Román, “*Localización y dimensionamiento de nuevos elementos de compensación de potencia reactiva en redes eléctricas de transporte atendiendo a consideraciones de carácter técnico y económico: costes de instalación y explotación, y criterios de seguridad*”, Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid, 1989.

[Lobato, et al., 2000]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, J. García Castillejo, G. López, “An Integrated Tool For Analysis of Power System Constraints in the Spanish Electricity Market”, *IEEE/PES 2000 Summer Meeting*, Seattle, U.S.A., pp. 1627-1632, July 2000.

[Lobato, et al., 2002]

E. Lobato, L. Rouco, T. Gómez, F. Echavarren, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. López, “Solution of daily voltage constraints in the Spanish Electricity Market”, *aceptado para publicación en la 2002 Power System Computation Conference*, 2002.

[Toral, et al., 1997]

F. Toral, L. Rouco, T. Gómez, M. I. Navarrete, F. Blanco, J. A. Lara, “PRESRED: Una Herramienta para Generación Automática de Escenarios de la Explotación de un Sistema Eléctrico”, *Actas de las 5^a Jornadas Hispano-Lusas*, Salamanca, pp. 801-810, Julio 1997.

[Toral, et al., 1999]

F. Toral, J. Peco, L. Rouco, M. I. Navarrete, A. Mahou, “A Power System Scenarios Builder”, *13th Power System Computation Conference (PSSC'99)*, Trondheim, Norway, pp. 614-619, June 28th-July 2nd, 1999.

Apéndice **B**

OPF para optimizar pérdidas de
transporte y márgenes de reactiva

B.1 Introducción

Este apéndice contiene el algoritmo de flujo de cargas óptimo desarrollado en la tesis para la minimización de las pérdidas de transporte y de la potencia reactiva generada por los grupos, mediante el ajuste de los elementos de control de tensión. El algoritmo desarrollado es un OPF basado en programación lineal¹. El OPF se formula a través de un proceso iterativo donde en cada iteración se resuelve el problema de optimización que sustituye las restricciones no lineales y la función objetivo no lineal, por sus expresiones lineales en el punto de operación. En cada iteración, se obtienen los nuevos valores de las variables de control, y se actualiza el punto de operación del sistema con la solución del flujo de cargas.

La principal aportación novedosa de la tesis al campo de los OPF que minimizan pérdidas mediante técnicas de programación lineal, consiste en la aproximación de la función objetivo mediante un conjunto de cortes tangentes². La aproximación se determina en un proceso iterativo, añadiendo un corte tangente a la función objetivo en cada iteración. Además, el OPF desarrollado modela el estado de las reactancias y condensadores a través de variables enteras.

Las pruebas numéricas efectuadas en el desarrollo de la tesis han confirmado que la función de pérdidas es una función muy plana en las proximidades del valor óptimo. Dicho de otro modo, valores muy similares de pérdidas de transporte pueden obtenerse con diferentes ajustes de las variables de control. Por ello, en la práctica resulta conveniente incluir en la función objetivo un término que represente el margen libre de reactiva en los grupos generadores, que asegure un perfil de generación de reactiva uniforme en los grupos del sistema. De este modo, el punto óptimo de operación resulta más seguro de cara a responder ante cualquier fallo de elementos del sistema.

El apéndice está organizado en las siguientes secciones. La sección B.2 contiene la revisión bibliográfica de OPF basados en programación lineal desarrollados en la literatura para la minimización de las pérdidas del transporte. La sección B.3 presenta la estructura general del algoritmo de flujo de cargas óptimo propuesto. El proceso general de aproximación de una función objetivo convexa mediante cortes tangentes se describe con detalle en la sección B.4. La sección B.5 expone la formulación matemática de la función objetivo y de las restricciones del problema. La sección B.6 ilustra el funcionamiento del OPF desarrollado en el sistema eléctrico peninsular español. Finalmente, la sección B.7 ofrece las conclusiones del apéndice.

B.2 Revisión bibliográfica

Esta sección revisa los OPF basados en programación lineal, desarrollados en la literatura para la minimización de las pérdidas del transporte en un sistema de energía.

La eficiencia de la programación lineal para la minimización de funciones separables ha sido ampliamente demostrada [Hobson, 1980; Stott, et al., 1978]. Sin embargo, cuando se aplican técnicas de programación lineal a la minimización de las pérdidas de transporte (función

¹ En el desarrollo de la tesis se comprobó que la representación cuadrática de las pérdidas de transporte del sistema eléctrico peninsular español, resultaba en una matriz cuadrática no definida positiva. Por tanto, no se pudo minimizar las pérdidas de transporte del sistema español mediante programación cuadrática.

² La aproximación mediante un conjunto de cortes tangentes a la función objetivo, ya ha sido utilizada en la literatura para funciones objetivo separables [Alsac, et al., 1990], no así para la función objetivo formada por las pérdidas de transporte (función objetivo no separable).

objetivo no separable), la implementación ha de ser muy cuidadosa debido a la falta de precisión de la linealización de la función objetivo y de las restricciones del problema. [Alsac, et al., 1990] constituye una excelente referencia donde se discute toda la problemática relativa a la minimización de las pérdidas de transporte mediante programación lineal.

En un OPF basado en programación lineal, las ecuaciones del flujo de cargas pueden ser formuladas:

1) Formulación acoplada activa/reactiva:

$$\mathbf{J} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

donde:

- J**: matriz jacobiana del flujo de cargas
- $\Delta\theta$** : vector de incrementos de ángulos en los nudos de la red
- ΔU** : vector de incrementos de los módulos de las tensiones de nudo
- ΔP** : vector de mismatches de potencia activa
- ΔQ** : vector de mismatches de potencia reactiva

2) Formulación desacoplada [Stott, et al., 1974]:

$$\begin{aligned} \mathbf{B}' \cdot \Delta\theta &= \Delta P \\ \mathbf{B}'' \cdot \Delta U &= \Delta Q \end{aligned} \quad (\text{B.2})$$

donde:

- \mathbf{B}'** : matriz de la parte de activa del flujo de cargas desacoplado rápido
- \mathbf{B}''** : matriz de la parte de reactiva del flujo de cargas desacoplado rápido

La tendencia habitual en la literatura es utilizar la formulación desacoplada en la formulación lineal de las restricciones de igualdad correspondientes a las ecuaciones del flujo de cargas [Gómez San Román, 1989; Gómez San Román, et al., 1991]. Además, en muchos de los OPF basados en programación lineal desarrollados para la minimización de pérdidas del transporte, se desprecia la parte de activa en la formulación desacoplada, utilizando únicamente la parte reactiva de las ecuaciones del flujo de cargas.

En [Mamandur, et al., 1981] se minimizan las pérdidas de transporte incluyendo únicamente la parte de reactiva del flujo de cargas desacoplado rápido. El modelo se aplica a casos ejemplos de 6 y 30 nudos. Un OPF similar se encuentra en [Qiu, et al., 1987]. Se considera un modelo de cargas dependiente de la tensión, y se presentan resultados satisfactorios para una red de 6 nudos y para una red de 39 nudos.

En [Alsac, et al., 1990] se sugiere la utilización de la formulación acoplada, afirmando que la precisión de la formulación desacoplada no es suficiente cuando la función objetivo del OPF representa las pérdidas del transporte. A la misma conclusión se ha llegado en esta tesis.

La solución habitual a la falta de precisión de la linealización de la función objetivo y restricciones en un OPF basado en programación lineal, consiste en aplicar límites a las desviaciones de las variables de control. Sin embargo, el proceso iterativo de minimización de pérdidas de transporte puede resultar muy lento al requerir un elevado número de iteraciones. Algunos autores han propuesto reglas heurísticas para mejorar la velocidad del OPF. En [Alsac, et al., 1990] se propone un OPF que partiendo de un conjunto de controles seleccionados por el usuario, ajusta en cada iteración el control más sensible a las pérdidas. En [Olofsson, et al., 1995] se propone un OPF lineal donde se mejora la precisión de la función de pérdidas a través de sensibilidades de segundo orden. El modelo se aplica a la red de suministro de electricidad de la red ferroviaria en Suecia. El incremento computacional derivado del cálculo de las sensibilidades de segundo orden compensa en la red de suministro ferroviario a la que se aplica el OPF, debido a la reducción del número de iteraciones.

En esta tesis se propone la aproximación de la función de pérdidas mediante una función lineal a trozos, mejorando notablemente la precisión de la linealización de la función objetivo [Lobato, et al., 2001].

Diferentes formulaciones de las pérdidas de transporte en función de los módulos y ángulos de las tensiones de los nudos del sistema se han empleado en los OPF. Entre ellas se pueden destacar:

- 1) Formulación 1 [Aoki, et al, 1985; Gómez San Román, 1989]

$$P_L = \sum_{ij} (3 - U_i - U_j) \cdot r_{ij} \cdot \left(P_{ij}^2 + \left(\frac{U_i + U_j - r_{ij} \cdot P_{ij}}{x_{ij}} \right)^2 \right) \quad (\text{B.3})$$

donde:

P_L : pérdidas de transporte

U_i : módulo de la tensión del nudo i

r_{ij} : resistencia serie de la rama entre nudos i y j

x_{ij} : reactancia serie de la rama entre nudos i y j

P_{ij} : flujo de potencia activa de la rama entre nudos i y j

- 2) Formulación 2 [Alonso, et al., 1995; Bathele, et al., 1985; de la Fuente, 1997]:

$$P_L = \frac{1}{2} \sum_{ij} g_{ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2 - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot \cos \theta_{ij}) + \sum_i g_i \cdot U_i^2 \quad (\text{B.4})$$

donde:

g_{ij} : conductancia serie de la rama entre nudos i y j

g_i : conductancia paralelo de la rama entre nudos i y j en el nudo i

θ_{ij} : diferencia de los ángulos de las tensiones de los nudos i y j

3) Formulación 3. Representa las pérdidas de transporte mediante la minimización de la potencia generada por el nudo swing del sistema P_s [Alonso, et al., 1995; Olofsson, et al., 1995]:

$$P_s = U_s \cdot \sum_k U_k \cdot (G_{sk} \cdot \cos \theta_{sk} + B_{sk} \cdot \sen \theta_{sk}) \quad (\text{B.5})$$

donde:

s : nudo swing del sistema

k : nudo conectado al swing del sistema

G_{sk} : parte real del término (s, k) de la matriz de impedancias nodales

B_{sk} : parte imaginaria del término (s, k) de la matriz de impedancias nodales

La formulación de las pérdidas definida por la expresión (B.5) plantea problemas de precisión [Alonso, et al., 1995; Olofsson, et al., 1995].

Las pruebas efectuadas en esta tesis en el sistema eléctrico peninsular español sugieren la formulación de pérdidas de la expresión (B.4), junto con la formulación acoplada de las ecuaciones linealizadas del flujo de cargas definidas en la ecuación (B.1).

En ninguno de los OPF revisados de minimización de pérdidas se modelan variables enteras. Los resultados presentados en [Papalexopoulos, et al., 1989] confirman que la pérdida de precisión al considerar las tomas de los transformadores como variables continuas es irrelevante, debido a que los saltos entre tomas son por norma general pequeños. Sin embargo, las reactancias y condensadores tienen un tamaño suficientemente significativo; su consideración como variables continuas puede provocar pérdida de optimalidad y/o factibilidad. La solución aproximada propuesta en [Alsac, et al., 1990] propone resolver inicialmente el OPF considerando las reactancias y condensadores como continuas; a continuación se discretizan los resultados obtenidos al valor más próximo y se congela su valor; finalmente se ejecuta un OPF final para restablecer factibilidad. En esta tesis sin embargo, se modelan las reactancias y condensadores a través de variables enteras.

B.3 Descripción general del algoritmo de OPF

La estructura del algoritmo de OPF basado en programación lineal desarrollado en la tesis, se representa en el diagrama de bloques de la Figura B-1. El algoritmo parte de la solución inicial del flujo de cargas del sistema eléctrico. La optimización se realiza a través de dos bucles iterativos.

El bucle interno determina los cortes lineales que aproximan la función objetivo. En cada iteración del bucle interno, se añade un corte tangente a la función objetivo y se resuelve el problema de optimización. El proceso se repite hasta que la función objetivo se haya aproximado con suficiente precisión. La sección B.4 detalla el proceso de construcción de los cortes tangentes.

Una vez aproximada la función objetivo con suficiente precisión, el bucle externo resuelve el flujo de cargas con los nuevos valores de las variables de control obtenidos en el problema de optimización. Se comprueba la mejora de la función objetivo; si es mayor que un umbral

seleccionado por el usuario, se actualizan las expresiones lineales de las ecuaciones del flujo de cargas y de la función objetivo en el nuevo punto de funcionamiento y el proceso comienza de nuevo.

La solución del problema de optimización se realiza imponiendo límites a las desviaciones de las variables de control sobre el punto inicial de la iteración del bucle externo. Esto es debido a que la linealización de las ecuaciones del flujo de cargas y de la función objetivo son válidas únicamente en un entorno del punto de linealización [Alsac, et al., 1990]. Sin embargo, dada la mejora sustancial en la precisión de la función objetivo linealizada (conseguida mediante el conjunto de cortes tangentes), los límites impuestos a las desviaciones de las variables de control pueden ser agrandados. De esta forma, el número de iteraciones del bucle externo necesario para la convergencia se reduce, disminuyendo el tiempo de ejecución. A su vez, se reducen las oscilaciones numéricas alrededor de la solución óptima.

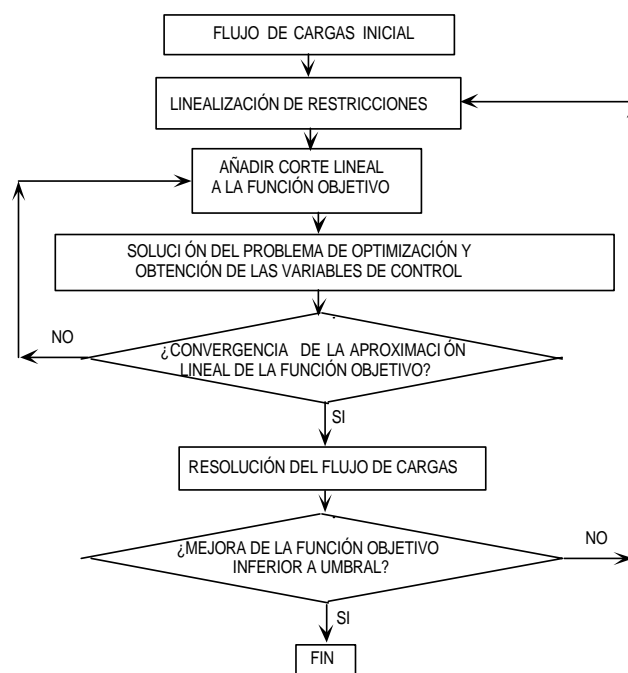


Figura B-1: Estructura general del OPF desarrollado para optimizar pérdidas del transporte y márgenes de reactiva de grupos

B.4 Aproximación de la función objetivo mediante cortes lineales

La Figura B-2 ilustra el proceso de construcción de la aproximación de la función objetivo a minimizar mediante cortes lineales. Sea:

\mathbf{X} : vector de variables de control del problema

$OF(\mathbf{X})$: función objetivo

\mathbf{X}_j : vector de variables de control del problema en la iteración j

Z_j : valor óptimo del problema de optimización en la iteración j

El proceso parte del punto inicial de la iteración \mathbf{X}_0 . Inicialmente se resuelve el problema de optimización imponiendo que la función objetivo está por encima de la tangente trazada en el punto \mathbf{X}_0 , obteniendo el nuevo valor óptimo \mathbf{X}_1 y el valor de la función objetivo Z_1 :

$$\begin{aligned}
 Z_1 &= \min_{\mathbf{X}} OF(\mathbf{X}) \\
 OF(\mathbf{X}) &\geq OF(\mathbf{X}_0) + \left[\frac{\partial OF}{\partial \mathbf{X}} \right]_{\mathbf{X}_0}^T \cdot (\mathbf{X} - \mathbf{X}_0)
 \end{aligned} \tag{B.6}$$

En la segunda iteración, se resuelve el problema de optimización imponiendo que la función objetivo está por encima de la tangente inicial trazada en \mathbf{X}_0 y de una nueva tangente trazada en \mathbf{X}_1 . En la resolución se obtiene el nuevo valor óptimo \mathbf{X}_2 y el nuevo valor de la función objetivo Z_2 :

$$\begin{aligned}
 Z_2 &= \min_{\mathbf{X}} OF(\mathbf{X}) \\
 OF(\mathbf{X}) &\geq OF(\mathbf{X}_0) + \left[\frac{\partial OF}{\partial \mathbf{X}} \right]_{\mathbf{X}_0}^T \cdot (\mathbf{X} - \mathbf{X}_0) \\
 OF(\mathbf{X}) &\geq OF(\mathbf{X}_1) + \left[\frac{\partial OF}{\partial \mathbf{X}} \right]_{\mathbf{X}_1}^T \cdot (\mathbf{X} - \mathbf{X}_1)
 \end{aligned} \tag{B.7}$$

En la iteración general j se añade un nuevo corte lineal en el punto \mathbf{X}_{j-1} . La optimización se repite para obtener el nuevo valor óptimo de la función objetivo Z_j y los nuevos valores de las variables de control \mathbf{X}_j :

$$\begin{aligned}
 Z_j &= \min_{\mathbf{X}} OF(\mathbf{X}) \\
 OF(\mathbf{X}) &\geq OF(\mathbf{X}_0) + \left[\frac{\partial OF}{\partial \mathbf{X}} \right]_{\mathbf{X}_0}^T \cdot (\mathbf{X} - \mathbf{X}_0) \\
 &\vdots \\
 OF(\mathbf{X}) &\geq OF(\mathbf{X}_{j-1}) + \left[\frac{\partial OF}{\partial \mathbf{X}} \right]_{\mathbf{X}_{j-1}}^T \cdot (\mathbf{X} - \mathbf{X}_{j-1})
 \end{aligned} \tag{B.8}$$

La función objetivo se considera aproximada con suficiente precisión cuando la diferencia entre el óptimo Z_j (situado en la intersección entre dos cortes lineales o en uno de ellos) y el valor de la función objetivo en el óptimo $OF(\mathbf{X}_j)$ es menor que el umbral especificado ε :

$$\left| \frac{Z_j - OF(\mathbf{X}_j)}{OF(\mathbf{X}_j)} \right| < \varepsilon \tag{B.9}$$

El proceso descrito es válido siempre y cuando la función objetivo sea una función convexa en el dominio de las variables del problema $[\mathbf{X}_{\min}, \mathbf{X}_{\max}]$.

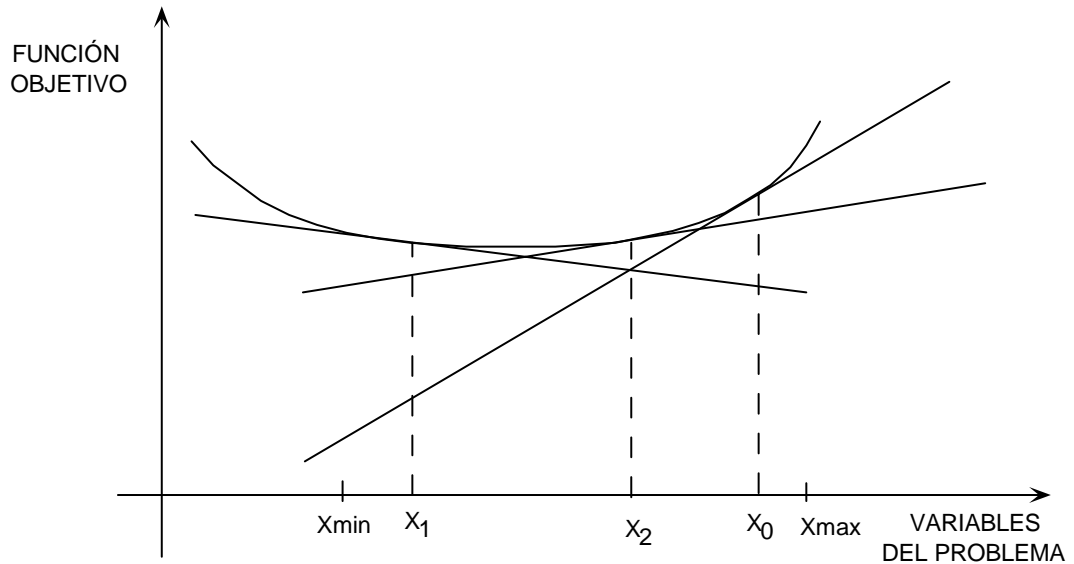


Figura B-2: Aproximación de la función objetivo mediante cortes tangentes

B.5 Formulación matemática

Esta sección describe la formulación matemática del OPF para optimizar pérdidas y márgenes de reactiva de grupos. Se ha organizado en los siguientes apartados. El apartado B.5.1 describe la formulación matemática de la función objetivo. El apartado B.5.2 contiene las restricciones del OPF

B.5.1 Función objetivo

Formulación

La función objetivo contiene dos términos: las pérdidas de la red de transporte y los términos que representan la reactiva generada de cada grupo. Matemáticamente, se formula:

$$\min \left(P_L + \beta \cdot \sum_g TQ_g \right) \quad (\text{B.10})$$

donde:

P_L : es el término de pérdidas de transporte

TQ_g : es el término de reactiva del generador g . La minimización de este término equivale a maximizar el margen de reactiva del grupo, según la ecuación (B.12)

β : es el término de ponderación de los términos de reactiva de los generadores

Las pérdidas de transporte es una función de los módulos y ángulos de las tensiones del sistema y de las tomas de los transformadores, calculándose según la expresión (B.4).

Las tomas de los transformadores se modelan mediante variables continuas [Papalexopoulos, et al., 1989]. Considerando el modelo equivalente de un transformador entre nudos i y j

colocado en la toma T_ℓ (Figura B-3), las conductancias del transformador para su aplicación en la ecuación (B.4) se calculan:

$$\begin{aligned}
 g_{ij} &= \frac{g_\ell}{T_\ell} \\
 g_i &= \frac{1}{T_\ell} \cdot \left(\frac{1}{T_\ell} - 1 \right) \cdot g_\ell \\
 g_j &= \left(1 - \frac{1}{T_\ell} \right) \cdot g_\ell
 \end{aligned}
 \tag{B.11}$$

donde:

g_ℓ : conductancia del transformador en la toma neutra.

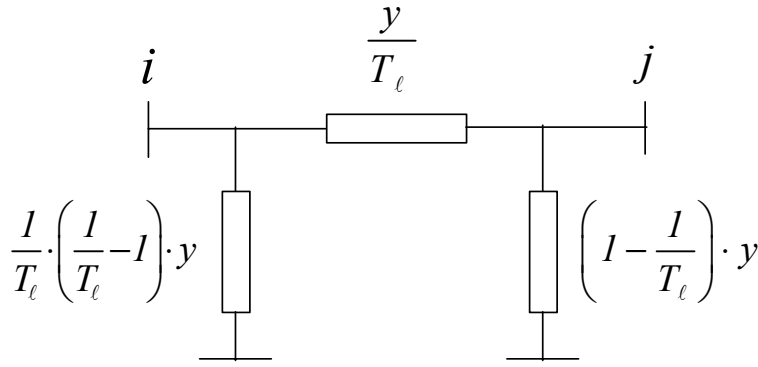


Figura B-3: Modelo eléctrico de un transformador con tomas

El término de reactiva de cada generador se define como³:

$$TQ_g = \left(\frac{Q_g}{Q_g^{max}} \right)^2
 \tag{B.12}$$

donde:

Q_g : reactiva generada por el generador g

Q_g^{max} : máxima reactiva generada por el generador g

La función objetivo definida en (B.10) es una función convexa. Por un lado el término de reactiva de cada generador g es una función convexa, dado que:

³ Otras formulaciones adoptadas en la literatura para representar el margen libre de reactiva de los grupos puede encontrarse en [Alonso, 2001; Franchi, 1983; de la Fuente, 1997].

$$\frac{\partial^2 TQ_g}{\partial Q_g^2} = \frac{2}{Q_g^{max}} > 0 \quad (\text{B.13})$$

Considerando la definición del producto escalar de dos vectores \mathbf{u} y \mathbf{v} ⁴, las pérdidas de transporte se pueden formular como:

$$\left. \begin{array}{l} \mathbf{u} = U_i \cdot e^{j\theta_i} \\ \mathbf{v} = U_j \cdot e^{j\theta_j} \end{array} \right\} \rightarrow P_L = \frac{1}{2} \sum_{ij} g_{ij} \cdot \langle \mathbf{u} - \mathbf{v}, \mathbf{u} - \mathbf{v} \rangle + \sum_i g_i \cdot \langle \mathbf{u}, \mathbf{u} \rangle \quad (\text{B.14})$$

Teniendo en cuenta que el producto escalar de un vector por sí mismo es igual a la norma al cuadrado:

$$\|\mathbf{u} - \mathbf{v}\|^2 = \langle \mathbf{u} - \mathbf{v}, \mathbf{u} - \mathbf{v} \rangle \quad (\text{B.15})$$

el primer término de la ecuación (B.14) se puede expresar como la siguiente composición de aplicaciones:

$$\begin{array}{ccccccc} \mathfrak{R}^{2n} & \rightarrow & \mathfrak{R}^n & \rightarrow & \mathfrak{R} & \rightarrow & \mathfrak{R} \\ (\mathbf{u}, \mathbf{v}) & \rightarrow & \mathbf{u} - \mathbf{v} & \rightarrow & \|\mathbf{u} - \mathbf{v}\| & \rightarrow & \|\mathbf{u} - \mathbf{v}\|^2 \end{array} \quad (\text{B.16})$$

Dado que el producto escalar es una función convexa, la composición de funciones convexas es una función convexa, y la suma de funciones convexas es una función convexa [Bazarrá, et al., 1993], se demuestra que la función objetivo propuesta es una función convexa según las expresiones (B.10), (B.13) y (B.14). Por lo tanto, puede ser optimizada utilizando los cortes lineales descritos en la sección B.4.

Formulación de los cortes tangentes

La formulación de los cortes tangentes puede ser efectuada en:

- 1) *Modo monocorte*. Se formula un solo corte para toda la función objetivo⁵:

⁴ El producto escalar de dos vectores \mathbf{u} y \mathbf{v} se define como $\langle \mathbf{u}, \mathbf{v} \rangle = \|\mathbf{u}\| \cdot \|\mathbf{v}\| \cdot \cos \theta_{uv}$, donde $\|\mathbf{u}\|$ denota la norma del vector \mathbf{u} y θ_{uv} el ángulo entre los dos vectores. De este modo se verifica $\langle \mathbf{u}, \mathbf{u} \rangle = \|\mathbf{u}\|^2$

⁵ El superíndice en las variables del problema denota número de iteración.

$$\begin{aligned}
 P_L + \beta \cdot \sum_g TQ_g \geq \\
 P_L^{j-1} + \sum_i \left(\left[\frac{\partial P_L}{\partial U_i} \right]_{j-1} \cdot (U_i - U_i^{j-1}) + \left[\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} \right]_{j-1} \cdot (\theta_i - \theta_i^{j-1}) \right) + \sum_\ell \left(\left[\frac{\partial P_L}{\partial T_\ell} \right]_{j-1} \cdot (T_\ell - T_\ell^{j-1}) \right) \\
 + \beta \cdot \sum_g \left(TQ_g^{j-1} + \left[\frac{\partial TQ_g}{\partial Q_g} \right]_{j-1} \cdot (Q_g - Q_g^{j-1}) \right)
 \end{aligned} \tag{B.17}$$

2) *Modo multicorte*. Se formula en cada iteración un corte para cada término de la función objetivo (un corte para las pérdidas de transporte y un corte para cada término de reactiva de un grupo):

$$\begin{aligned}
 P_L \geq P_L^{j-1} + \sum_i \left(\left[\frac{\partial P_L}{\partial U_i} \right]_{j-1} \cdot (U_i - U_i^{j-1}) + \left[\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} \right]_{j-1} \cdot (\theta_i - \theta_i^{j-1}) \right) + \sum_\ell \left(\left[\frac{\partial P_L}{\partial T_\ell} \right]_{j-1} \cdot (T_\ell - T_\ell^{j-1}) \right) \\
 TQ_g \geq TQ_g^{j-1} + \left[\frac{\partial TQ_g}{\partial Q_g} \right]_{j-1} \cdot (Q_g - Q_g^{j-1})
 \end{aligned} \tag{B.18}$$

El problema de optimización a resolver en cada iteración del bucle interno presenta menor número de restricciones en modo monocorte que en modo multicorte. Sin embargo, el método multicorte aproxima con más precisión a la función objetivo en cada problema de optimización, y por ello, requiere menor número de iteraciones del bucle interno. Las pruebas efectuadas en la tesis demuestran que el tiempo de ejecución es menor con la formulación en modo multicorte que en modo monocorte.

Las derivadas de los términos de la función objetivo con respecto a las variables de control se calculan como [Alonso, et al., 1995]:

$$\frac{\partial P_L}{\partial U_i} = 2 \sum_j U_j \cdot G_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) \tag{B.19}$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = -2 \sum_{\substack{j \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot G_{ij} \cdot \sen(\theta_i - \theta_j) \tag{B.20}$$

donde:

G_{ij} : parte real del término ij de la matriz de admitancias nodales de la red

La derivada de las pérdidas con respecto a la toma del transformador entre nudos i y j se calcula como:

$$\frac{\partial P_L}{\partial T_\ell} = U_i^2 \cdot \frac{\partial g_i}{\partial T_\ell} + U_j^2 \cdot \frac{\partial g_j}{\partial T_\ell} + (U_i^2 + U_j^2 - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)) \cdot \frac{\partial g_{ij}}{\partial T_\ell} \quad (\text{B.21})$$

donde según la ecuación (B.11):

$$\begin{aligned} \frac{\partial g_i}{\partial T_\ell} &= \left(\frac{-2}{T_\ell^3} + \frac{1}{T_\ell^2} \right) \cdot g_\ell \\ \frac{\partial g_j}{\partial T_\ell} &= \frac{1}{T_\ell^2} \cdot g_\ell \\ \frac{\partial g_{ij}}{\partial T_\ell} &= \frac{-1}{T_\ell^2} \cdot g_\ell \end{aligned} \quad (\text{B.22})$$

Finalmente, la derivada del término de reactiva de cada generador se calcula según:

$$\frac{\partial TQ_g}{\partial Q_g} = \frac{2 \cdot Q_g}{(Q_g^{\max})^2} \quad (\text{B.23})$$

Técnicas para acelerar la resolución y convergencia

El problema de optimización en cada iteración parte de la solución en la iteración anterior, al que se le ha añadido una nueva restricción correspondiente al nuevo corte. Por tanto, el método adecuado de resolución del problema lineal es el método simplex dual [Ramos, 2000].

Por otro lado, de cara a reducir el número de iteraciones del bucle interno, se añaden cuatro cortes iniciales para el término de reactiva de cada generador. Los cortes añadidos corresponden a valores de reactiva generada de Q_g^{\max} , 50% de Q_g^{\max} , Q_g^{\min} y 50% de Q_g^{\min} :

$$\begin{aligned} TQ_g &\geq \left(\frac{Q_g^{\max}}{Q_g^{\max}} \right)^2 + \left(\frac{2 \cdot Q_g^{\max}}{(Q_g^{\max})^2} \right) \cdot (Q_g - Q_g^{\max}) \\ TQ_g &\geq \left(\frac{Q_g^{\max}/2}{Q_g^{\max}} \right)^2 + \left(\frac{2 \cdot (Q_g^{\max}/2)}{(Q_g^{\max})^2} \right) \cdot (Q_g - \frac{Q_g^{\max}}{2}) \\ TQ_g &\geq \left(\frac{Q_g^{\min}}{Q_g^{\max}} \right)^2 + \left(\frac{2 \cdot Q_g^{\min}}{(Q_g^{\max})^2} \right) \cdot (Q_g - Q_g^{\min}) \\ TQ_g &\geq \left(\frac{Q_g^{\min}/2}{Q_g^{\max}} \right)^2 + \left(\frac{2 \cdot (Q_g^{\min}/2)}{(Q_g^{\max})^2} \right) \cdot (Q_g - \frac{Q_g^{\min}}{2}) \end{aligned} \quad (\text{B.24})$$

B.5.2 Restricciones

Las restricciones del problema son:

- 1) Ecuaciones del flujo de cargas linealizadas (detalladas en el capítulo 5):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} & \mathbf{T}_p \\ \mathbf{J} & \mathbf{L} & \mathbf{T}_Q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{U} \\ \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{T}_\ell \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (\text{B.25})$$

1) Límites en las variables del problema:

$$\begin{aligned} U_i^{\min} &\leq U_i \leq U_i^{\max} \\ T_\ell^{\min} &\leq T_\ell \leq T_\ell^{\max} \\ Q_g^{\min} &\leq Q_g \leq Q_g^{\max} \\ -F_\ell^{\max} &\leq F_\ell \leq F_\ell^{\max} \end{aligned} \quad (\text{B.26})$$

donde:

- U_i^{\min}, U_i^{\max} : tensión mínima y máxima del nudo i
- $T_\ell^{\min}, T_\ell^{\max}$: límite mínimo y máximo de la toma del transformador ℓ
- Q_g^{\min}, Q_g^{\max} : mínima y máxima generación de reactiva de la unidad g
- F_ℓ : flujo de potencia en la rama ℓ
- F_ℓ^{\max} : flujo máximo de potencia por la rama ℓ

2) Modelo del estado de las reactancias y condensadores a través de variables binarias (tratadas como inyecciones de reactiva en el nudo donde se conectan):

$$\Delta Q_i = (\delta_{shi} - \delta_{shi}^0) \cdot B_{sh} \cdot (U_i^0)^2 \quad (\text{B.27})$$

donde:

- δ_{shi} : variable entera que modela el estado de la reactancia/condensador sh del nudo i
- δ_{shi}^0 : estado inicial de la reactancia/condensador sh del nudo i
- B_{sh} : susceptancia de la reactancia/condensador sh
- U_i^0 : tensión inicial del nudo i

Es preciso señalar que las variables enteras que modelan el estado de reactancias y condensadores convierten a la región factible del problema de optimización en no convexa. Sin embargo, las variables enteras no intervienen en la función objetivo, únicamente en las restricciones, y por tanto el método de aproximación de la función objetivo mediante cortes tangentes sí es válido.

3) Restricciones de movimiento máximo de tensiones de consigna de generadores, tomas de transformadores y de reactancias y condensadores del escenario:

$$\begin{aligned}\Delta U_g &= \Delta U_g^+ - \Delta U_g^- \\ 0 &\leq \Delta U_g^+ \leq \Delta U_g^{max} \\ 0 &\leq \Delta U_g^- \leq \Delta U_g^{max}\end{aligned}\tag{B.28}$$

$$\begin{aligned}\Delta T_\ell &= \Delta T_\ell^+ - \Delta T_\ell^- \\ 0 &\leq \Delta T_\ell^+ \leq \Delta T_\ell^{max} \\ 0 &\leq \Delta T_\ell^- \leq \Delta T_\ell^{max}\end{aligned}\tag{B.29}$$

$$\begin{aligned}\Delta B_{sh} &= \Delta B_{sh}^+ - \Delta B_{sh}^- \\ 0 &\leq \Delta B_{sh}^+ \leq \Delta B_{sh}^{max} \\ 0 &\leq \Delta B_{sh}^- \leq \Delta B_{sh}^{max}\end{aligned}\tag{B.30}$$

donde:

ΔU_g : variación de la tensión de consigna del generador g

ΔU_g^+ : incremento de la tensión de consigna del generador g

ΔU_g^- : decremento de la tensión de consigna del generador g

ΔU_g^{max} : máxima variación permitida para la tensión de consigna del generador g

ΔT_ℓ : variación de la toma del transformador ℓ

ΔT_ℓ^+ : incremento de la toma del transformador ℓ

ΔT_ℓ^- : decremento de la toma del transformador ℓ

ΔT_ℓ^{max} : máxima variación permitida para la toma del transformador ℓ

ΔB_{sh} : variación de la susceptancia de la reactancia o condensador sh

ΔB_{sh}^+ : incremento de la susceptancia de la reactancia o condensador sh

ΔB_{sh}^- : decremento de la susceptancia de la reactancia o condensador sh

ΔB_{sh}^{max} : máxima variación permitida para la susceptancia de la reactancia o condensador sh

4) Restricciones del movimiento coherente de elementos que controlan el mismo nudo:

$$S_i|_{AC_1} \cdot (AC_1 - AC_1^0) = S_i|_{AC_2} \cdot (AC_2 - AC_2^0)\tag{B.31}$$

donde:

AC_1 y AC_2 : representan acciones de control (consignas de generadores, tomas de transformadores o movimientos de reactancias o condensadores) que controlan el mismo nudo i .

$S_i|_{CA}$: sensibilidad de la tensión del nudo i con respecto a la acción de control CA .

B.6 Funcionamiento del OPF

Esta sección ilustra el funcionamiento del OPF propuesto de optimización de pérdidas y márgenes de reactiva, aplicado al sistema eléctrico español. Se muestra un ejemplo correspondiente al dos de febrero de 2000 a las siete horas (con una demanda de 24696 MW).

La Figura B-4 compara para cada iteración del bucle externo, el funcionamiento del algoritmo propuesto que aproxima la función objetivo mediante cortes tangentes, con un algoritmo que utiliza la aproximación lineal clásica (1 sólo corte). La optimización se ha realizado con una tolerancia ϵ del 1% y un factor de ponderación β de 0,01. El análisis muestra que con la aproximación mediante cortes tangentes propuesto, el número de iteraciones del bucle externo es menor. A su vez, se evitan las oscilaciones numéricas alrededor del óptimo.

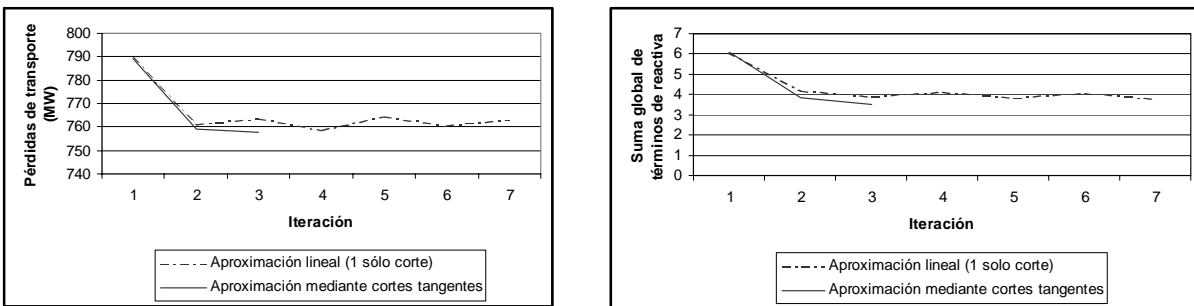


Figura B-4: Evolución de la función objetivo con la aproximación mediante cortes propuesta.

La selección de un factor de ponderación adecuado se realiza analizando el valor óptimo de las pérdidas de transporte y el valor óptimo de la suma de términos de reactiva para diferentes valores del factor de ponderación β . La Figura B-5 muestra el valor óptimo de los dos componentes de la función objetivo para diferentes valores de β . El valor óptimo de la suma de términos de reactiva disminuye cuando el factor de ponderación aumenta, mientras que el valor óptimo de las pérdidas de transporte aumenta. La Figura B-5 sugiere un valor del factor de ponderación de $\beta = 0,01$.

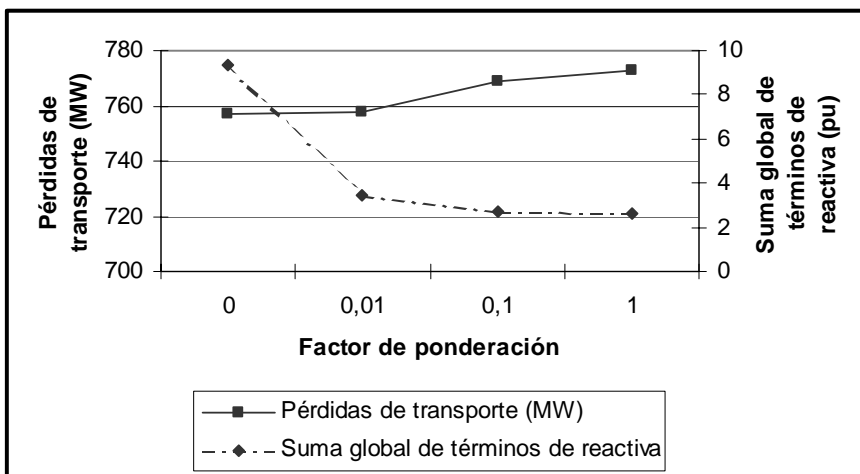


Figura B-5: Selección del factor de ponderación

El número de cortes lineales que aproximan la función objetivo permanece prácticamente constante en cada una de las iteraciones del bucle externo. La Figura B-6 muestra el número de cortes añadidos para el término de pérdidas y para cada término de reactiva de un generador, en

cada una de las iteraciones del bucle externo⁶. Se requieren entre 2 y 3 cortes para el término de pérdidas y entre 6 y 7 cortes para el término de reactiva de cada generador.

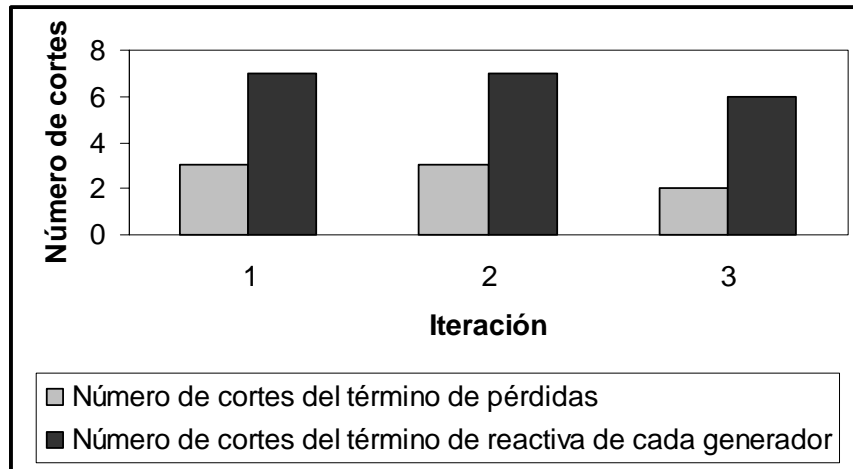


Figura B-6: Número de cortes de la aproximación de la función objetivo en cada iteración del bucle externo

La ejecución del OPF para distintos escenarios del sistema español correspondientes a distintas estaciones confirman un funcionamiento adecuado del OPF propuesto. La Figura B-7 muestra que el comportamiento del algoritmo es similar para un caso de verano (con 25260 MW) que para el caso de invierno analizado previamente (24696 MW). Para el umbral de convergencia especificado, el caso de verano requiere una iteración más del bucle externo que el de invierno.

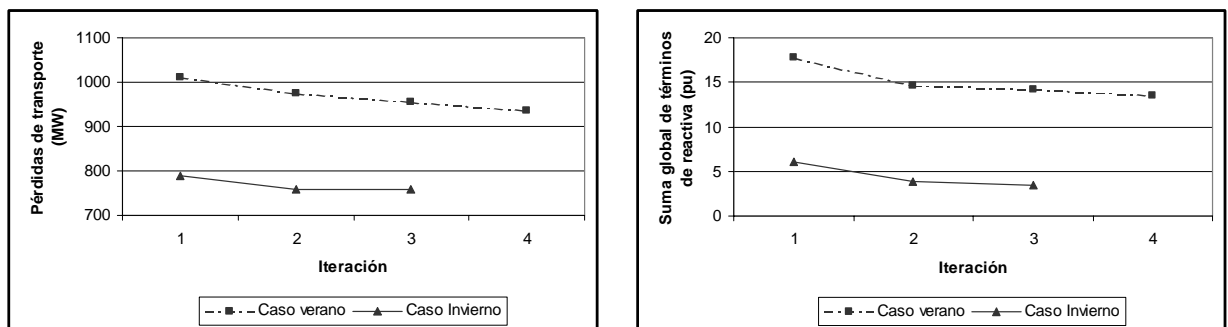


Figura B-7: Funcionamiento estacional del OPF

B.7 Conclusiones

Este apéndice ha descrito el OPF basado en programación lineal desarrollado en la tesis para la optimización de las pérdidas de transporte y de los márgenes de reactiva de los grupos en el sistema peninsular español de energía eléctrica. El OPF desarrollado aproxima iterativamente la función objetivo mediante un conjunto de cortes tangentes. La aproximación se determina añadiendo un corte tangente a la función objetivo en cada iteración. Además, el OPF desarrollado modela el estado de las reactancias y condensadores a través de variables enteras.

Las pruebas efectuadas sugieren la utilización de la formulación acoplada de las ecuaciones del flujo de cargas, y la segunda formulación para la expresión de las pérdidas de transporte detallada en la sección B.2. Entre los factores que mejoran la eficiencia computacional del OPF desarrollado figuran el empleo del método simplex dual en la resolución del problema de

⁶ Recuérdese que se añaden cuatro cortes iniciales para cada término de reactiva de un generador.

optimización (a partir de la segunda iteración del bucle interno), la construcción de los cortes tangentes a la función objetivo en modo multicorte, y la utilización de cuatro cortes iniciales para el término de reactiva de cada generador.

La eficacia del OPF desarrollado para la optimización de pérdidas y márgenes de reactiva ha sido confirmada con ejemplos reales de operación del sistema eléctrico peninsular español.

B.8 Bibliografía

[Alonso, et al., 1995]

J. Alonso, F. L. Pagola, T. Gómez, “Optimización de Pérdidas de Potencia Activa por Despacho Óptimo de tensiones de Generación”, *IV Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Oporto, Portugal, pp. 642-649, Julio, 1995.

[Alonso, 2001]

J. Alonso, “*Algoritmos de optimización para el control secundario de tensiones y potencia reactiva en sistemas de energía eléctrica*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Madrid, 2001.

[Alsac, et al., 1990]

O. Alsac, J. Bright, M. Prais, B. Stott, “Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, No. 3, pp. 697-711, August 1990.

[Aoki, et al, 1985]

K. Aoki, M. Kato, T. Satoh, M. Kanezashi, Y. Nishimura, “Practical Method for Decentralized V-Q Control”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, No. 2, August 1985.

[Bathele, et al., 1985]

R. Bathele, J. Sharma, O. Thapar, “Optimal Reactive Power Control Via Loss Minimization and Voltage Control”, *International Journal on Electrical Power & Energy Systems*, vol. 7, No. 4, October 1985.

[Bazarra, et al., 1993]

M.S. Bazarra, H. D. Sherali, C. M. Shetty, *Non-Linear Programming. Theory and Algorithms*, John Wiley&Sons, Inc., 1993.

[de la Fuente, 1997]

J. I. de la Fuente, “*Configuración del control jerárquico de tensiones en un sistema de energía eléctrica*”, Tesis doctoral, Universidad Pontificia de Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, 1997.

[Franchi, 1983]

L. Franchi, “Evaluation of economy and/or security oriented functions for reactive power scheduling in large scale systems”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, No. 10, pp. 3481-3488, October 1983.

[Gómez San Román, 1989]

T. Gómez San Román, “*Localización y dimensionamiento de nuevos elementos de compensación de potencia reactiva en redes eléctricas de transporte atendiendo a consideraciones de carácter técnico y económico: costes de instalación y explotación, y criterios de seguridad*”, Tesis doctoral, Universidad Politecnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Madrid, 1989.

[Gómez San Román, et al., 1991]

T. Gómez San Román, J. I. Pérez-Arriaga, J. Lumbreras, V. M. Parra, “A security-constrained decomposition approach to optimal reactive power planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, No. 3, pp. 1069-1076, August 1991.

[Hobson, 1980]

E. Hobson, “Network Constrained Reactive Power Control Using Linear Programming”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, pp. 868-877, May/June 1980.

[Lobato, et al., 2001]

E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. López, “An LP-Based Optimal Power Flow for Transmission Losses and Generator Reactive Margins Minimization”, *IEEE 2001 Porto Power Tech*, Porto, Portugal, September 2001.

[Mamandur, et al., 1981]

K. R. C. Mamandur, R. D. Chenoweth, “Optimal Control of Reactive Power Flow For Improvements in Voltage Profiles and For Real Power Loss Minimization”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, No. 7, pp. 3185-3194, July 1981.

[Olofsson, et al., 1995]

M. Olofsson, G. Andersson, L. Söder, “Linear Programming Based Optimal Power Flow Using Second Order Sensitivities”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, No. 3, pp. 1691-1970, August 1995.

[Papalexopoulos, et al., 1989]

A. D. Papalexopoulos, C. F. Imparato, F. F. Wu, “Large-Scale Optimal Power Flow: Effects of Initialization, Decoupling & Discretization.”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, No. 2, pp. 748-759, May 1989.

[Qiu, et al., 1987]

J. Qiu, S. M. Shahidehpour, “A New Approach For Minimizing Power Losses and Improving Voltage Profile”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PWRS-2, No. 2, pp. 287-295, May 1987.

[Ramos, 2000]

A. Ramos, “Optimización estocástica”, Curso del Programa de Doctorado de la ETS de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas, Marzo 2000.

[Stott, et al., 1974]

B. Stott, O. Alsac, “Fast Decoupled Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 859-869, May/June 1974.

[Stott, et al., 1978]

B. Stott, E. Hobson, “Power System Security Control Calculations Using Linear Programming. Parts I and II”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, pp. 1713-1731, Sept/Oct 1978.

Apéndice C

La herramienta ARO

C.1 Introducción

Los métodos desarrollados en esta tesis para el análisis y solución de las restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica se han implantado en la herramienta informática ARO “Análisis de Restricciones a la Operación”. La herramienta ARO ha sido desarrollada conjuntamente por equipos de Indra SSI [INDRA] y el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) [IIT] de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas para Red Eléctrica de España [REE], Operador del Sistema del mercado español de energía eléctrica. Indra SSI ha desarrollado el interfaz de la herramienta y la comunicación con las bases de datos de Red Eléctrica de España. Los algoritmos y métodos de cálculo han sido desarrollados por el autor de esta tesis.

El Operador del Sistema utiliza diariamente los métodos y los algoritmos integrados en el ARO, en la solución de restricciones técnicas y en la operación del sistema eléctrico español. La herramienta ARO se ha desarrollado dotándola de la máxima flexibilidad para que el operador usuario pueda guiar el análisis y probar distintas alternativas incorporando tanto criterios objetivos y subjetivos. Es preciso señalar que, a nivel práctico, en el análisis y solución de restricciones técnicas a parte de los criterios técnicos objetivos establecidos en los Procedimientos de Operación, intervienen criterios subjetivos basados en la experiencia y en el conocimiento profundo que un operador tiene de la red eléctrica que gestiona.

Este apéndice se ha organizado en las siguientes secciones. La sección C.2 relata las motivaciones que pusieron en marcha los desarrollos de la tesis. La sección C.3 describe la estructura de la herramienta ARO. El interfaz desarrollado en la herramienta se ilustra en la sección C.4. Otros estudios de medio-largo plazo que pueden ser abordados mediante la herramienta ARO figuran en la sección C.5. La sección C.6 contiene detalles de implantación de la herramienta. La sección C.7 finaliza el apéndice con las conclusiones.

C.2 Inicio del proyecto de investigación

Al comienzo de esta tesis doctoral, Red Eléctrica de España realizaba el análisis de solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica de una manera “manual”. Es decir, a raíz del análisis de las contingencias especificadas en los Procedimientos de Operación del Sistema, determinaba los redespachos a efectuar para la solución de restricciones técnicas según la experiencia del operador, comprobando a posteriori de forma manual que los criterios de seguridad de la operación se verificaban. Este proceso requería normalmente varias iteraciones y numerosas pruebas. Las reglas del funcionamiento del mercado establecen que el análisis y solución debe de ser completado en un tiempo máximo de 3 horas (a las 11:00h el Operador del Mercado publica la casación y a las 14:00h el Operador del Sistema ha de enviar al Operador del Mercado la solución a las restricciones técnicas). Los estrictos requisitos de tiempo exigidos al Operador del Sistema sugirieron el desarrollo de un sistema automático de solución de restricciones técnicas.

Por otro lado, en el sistema español es muy frecuente que con la casación inicial proporcionada por el Operador del Mercado, el flujo de cargas del sistema no converja imponiendo límites de reactiva de los grupos generadores. En estos casos, el Operador del Sistema cuenta únicamente con la experiencia para determinar los redespachos a efectuar para solucionar las restricciones técnicas. El sistema automático a implantar debía cumplir con la condición de poder resolver las

restricciones técnicas en estos casos críticos en el que no se dispone de la solución del flujo de cargas a partir de la casación inicial.

En la exposición de la tesis se ha resaltado la conexión del servicio complementario del control de tensión con el proceso de solución de restricciones técnicas. Sin embargo, la política del Operador del Sistema no consideraba la actuación sobre los medios de control (tensiones de consigna de los grupos generadores, tomas de los transformadores y las reactancias y condensadores de la red) para la solución de restricciones técnicas. El punto de partida eran los casos de tiempo real obtenidos del estimador de estado en días de demanda similar. Dado que el sistema en tiempo real se explota con un perfil de tensiones correcto, este punto de partida era razonable, pero no óptimo. Se observó que el caso base de partida tiene gran influencia en el número de generadores que es necesario conectar por restricciones y, por tanto, en el sobre coste de la solución final.

Dentro de este contexto surgió la necesidad de desarrollar los métodos descritos en la tesis para implantarlos en un sistema automático de análisis y solución de restricciones técnicas.

C.3 Descripción de la herramienta ARO

El ARO es una herramienta para el análisis y solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica. El ARO identifica las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la casación inicial y determina la modificación de mínimo sobre coste que resuelve las restricciones detectadas.

El ARO integra toda la información necesaria para la resolución diaria de las restricciones técnicas, accediendo a las bases de datos del Sistema de Control del Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y del Sistema de Información del Operador del Sistema¹ (SIOS), ambos de Red Eléctrica de España.

Inicialmente se resuelven las restricciones técnicas debidas a sobrecargas y a tensiones en cada escenario horario separadamente. Una vez resuelto cada escenario horario de forma individual, se resuelven de manera acoplada las restricciones debidas a tensión en los 24 escenarios horarios².

El proceso de análisis y solución de restricciones técnicas en cada escenario horario se realiza en 6 etapas:

- 1) Formación del escenario.
- 2) Ajuste del caso base.
- 3) Detección de las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles en las ramas.
- 4) Solución de las sobrecargas detectadas.
- 5) Detección de las contingencias que provocan violaciones de tensión.

¹ El SIOS es un sistema informático diseñado para la gestión y el intercambio de la información del mercado entre el Operador del Mercado y el Operador del Sistema.

² El módulo de solución acoplada de las restricciones debidas a tensión está siendo integrado en el ARO durante la redacción de esta tesis doctoral.

6) Solución de los problemas de tensión.

Un escenario queda completamente definido por la solución al problema de flujo de cargas. Cada escenario se construye determinando la topología de la red, la demanda activa y reactiva en cada nudo de la red, y la potencia activa generada en cada generador. La topología de la red se construye a partir del plan de descargos para el mantenimiento de los elementos de la red de transporte. Las demandas activa y reactiva de cada nudo se calculan a partir de la demanda total estimada del sistema y los factores de desagregación de carga en cada nudo de la red³. La generación de cada unidad se obtiene a partir de la casación del mercado proporcionada por el Operador del Mercado. El valor inicial de las tensiones de consigna de los generadores, las posiciones de las tomas de los transformadores y el estado de las reactancias y condensadores se toman de casos de tiempo real con una demanda similar, proporcionados por el estimador de estado del CECOEL. Una vez formado, el escenario es convergido siendo la entrada para los siguientes módulos. En la convergencia de cada escenario, existe la opción de ajustar el perfil de tensiones mediante el algoritmo heurístico de ajuste del perfil de tensiones descrito en el apéndice A.

Cuando con la casación inicial, el escenario no converge imponiendo límites de reactiva de grupos, o cuando el perfil de tensiones está muy degradado⁴, se realiza un ajuste del caso base utilizando el Método 1 de despacho preventivo de potencia reactiva o el Método 2 de despacho preventivo de potencia reactiva descritos en el capítulo 5. Dado que el Método 1 y el Método 2 se han desarrollado para la solución de problemas debidos a tensión que aparecen en contingencias, para el ajuste del caso base, se considera éste como una contingencia ficticia en la que no se pierde ningún elemento. El objetivo del ajuste del caso base es reducir el número de contingencias con problemas de tensión, mediante la conexión de un conjunto de generadores inicialmente no casados.

La detección de las contingencias que provocan sobrecargas y su resolución (etapas 3 y 4) se realiza con los algoritmos descritos en el capítulo 4. La detección de las contingencias que provocan violaciones de tensión y su solución se realiza con los algoritmos descritos en el capítulo 5.

C.4 Interfaz del ARO

En esta sección se ilustran algunas de las pantallas desarrolladas en el interfaz de la herramienta ARO, mediante un ejemplo correspondiente a la punta del día 18 de diciembre de 2000 que tenía lugar a las 19 horas y cuya energía programada era de 24894 MWh.

Los resultados del análisis de contingencias que provocan sobrecargas no admisibles se presentan en la pantalla de la Figura C-1. La pérdida del doble circuito SAUCELLE 220 kV – VILLARINO 220 kV – 1 provoca la sobrecarga en la línea ALDEADÁVILA 220 kV – BEMPOSTA 220 kV – 1 de 461 MVA, un 32% superior a la capacidad nominal de la línea (la sobrecarga permitida sobre el límite nominal es un 15%). La pérdida del transformador de

³ Los factores de desagregación de carga de la red se obtienen a partir de los casos históricos de la operación del sistema eléctrico español. Cada 15 días se configura un fichero de desagregación de la demanda con los valores medios de distribución de la demanda total activa y reactiva en cada nudo de la red.

⁴ En el sistema español, se considera muy degradado un perfil de tensiones cuando algún nudo de tensión nominal 200 kV tiene su tensión por debajo de 205 kV, o cuando algún nudo de tensión nominal 400 kV tiene su tensión por debajo de 393 kV.

LA_ASOMADA 400/132 kV provoca la sobrecarga del transformador de tres arrollamientos ESCOMBRERAS 400/220 kV de 349 MVA, un 16% superior al límite permitido. El usuario tiene la posibilidad de filtrar las contingencias por tipo (simples, doble circuito y grupo-línea) y por área. A su vez, puede decidir que contingencias quiere resolver, descartando las que no sean de interés.

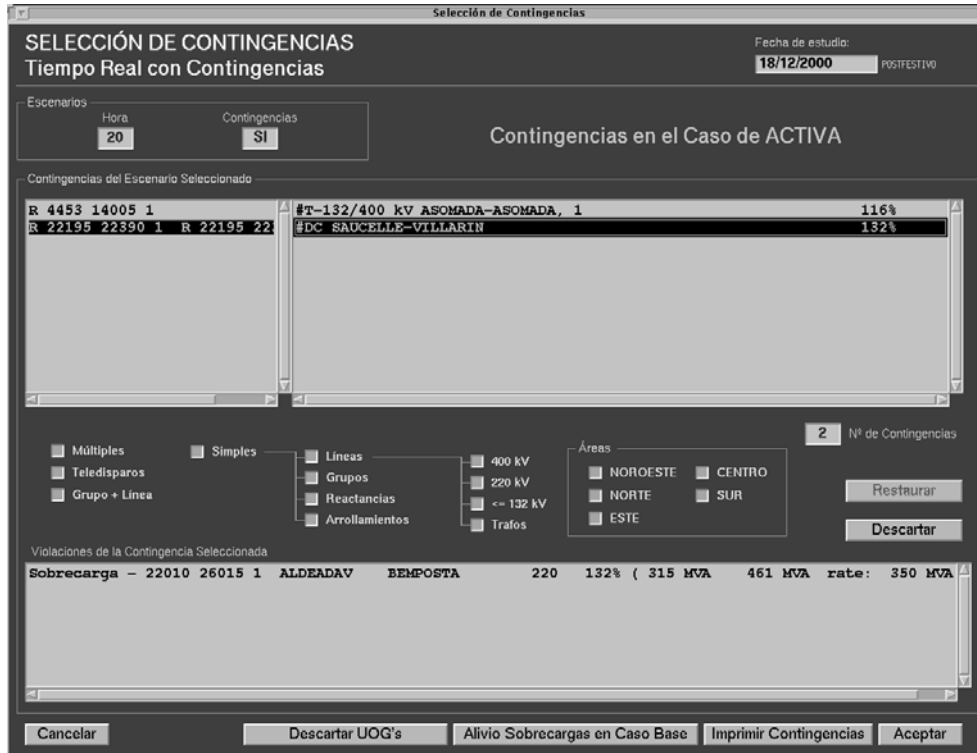


Figura C-1: Pantalla de contingencias que provocan sobrecargas no admisibles

La solución de las contingencias que provocan sobrecargas se presenta en la Figura C-2 (el coste de cada acción aparece oculto debido al carácter confidencial del mismo). En la Figura C-2 aparecen los redespachos de generación clasificados en efectivos y de compensación (según se detalla en el capítulo 4). Los movimientos efectivos corresponden a la variación de la generación de los grupos SAUCELLE1, SAUCELLE2 y LITORAL1. En efecto, la reducción de la generación de los grupos de SAUCELLE elimina la sobrecarga en la línea ALDEADÁVILA 220 kV – BEMPOSTA 220 kV – 1 ; la reducción de la generación del grupo LITORAL1 es efectiva para reducir la sobrecarga en el transformador ESCOMBRERAS 400/220 kV (del 16% hasta el 5%). Los movimientos de compensación corresponden a la variación de generación de los grupos COFRENTES, LA_MUELA1, LA_MUELA2, TERUEL_1, TERUEL_2 y TERUEL_3. La potencia total aliviada por los movimientos de compensación es de 14,6 MW, frente a los 93,4 MW aliviados por los movimientos efectivos. Una vez analizados los resultados del redespacho de activa, al usuario se le da la flexibilidad de poder retroceder a la pantalla del análisis de contingencias (Figura C-1) para repetir el despacho de activa para otro conjunto de contingencias que provocan sobrecargas⁵.

La Figura C-3 muestra la pantalla con las contingencias que provocan violaciones de tensión no admisibles, detectadas en el análisis de contingencias en corriente alterna. La pérdida del grupo de VANDELLOS provoca subtensiones en Cataluña. La pérdida del grupo de COFRENTES origina subtensiones en Levante. La pérdida del grupo de BARRIOS, del doble circuito

⁵ Según el criterio de diseño de máxima flexibilidad para el operador.

GUILLENA 400 kV – VALDECABALLEROS 400 kV – 1/DRODRIGO 400 kV – VALDECABALLEROS 400 kV – 1 y del doble circuito DON RODRIGO 400 kV – GUILLENA 400 kV – 1/DON RODRIGO 400 kV – VALDECABALLEROS 400 kV – 1 da lugar a subtensiones en Andalucía. El usuario tiene la posibilidad de filtrar las contingencias por tipo y área y decide a su vez, que contingencias quiere resolver descartando las que no sean de interés. También, el usuario puede descartar problemas de tensión en nudos o reactiva de grupos individuales pertenecientes a una contingencia⁶.

Diferencia de Potencia Activa en Generadores

Despacho Preventivo de Potencia Activa 18/12/2000

Modo Contingencias / Sobrecargas POSTFESTIVO HORRA: 20

Límite Eficiencia
 Alivio

ACCIONES EFECTIVAS 3 Nuevo Valor Restricciones

NOMBRE	P.INICIAL (MW)	P.FINAL (MW)	VARIACIÓN (MW)	EFICIENCIA %	ALIVIO (MW)	ALIVIO %	PRECIO (PTA)
SAUCCELL1 (DUER)	54.8	0.0	DESACOPLA	100.0%	27.0	25.0%	
SAUCCELL2 (DUER)	54.8	8.8	BAJA (46.0)	100.0%	22.7	21.0%	
LITORAL1 (LIT1)	540.0	314.9	BAJA (225.1)	39.2%	43.5	40.3%	

Total MW Total MW Neto

ACCIONES DE COMPENSACIÓN 7 Generación Modificada por Descuadre

NOMBRE	P.INICIAL (MW)	P.FINAL (MW)	VARIACIÓN (MW)	EFICIENCIA %	ALIVIO (MW)	ALIVIO %	PRECIO (PTA)
ALDEADA3 (DUER)	103.0	105.2	SUBE (2.2)	0.0%	0.0	0.0%	
COFRENTE (COF1)	979.3	991.3	SUBE (12.0)	9.3%	0.5	0.5%	
LA MUEL1 (JUCA)	0.0	140.0	ACOPLA	9.5%	6.5	6.1%	
LA MUEL2 (JUCA)	0.0	140.0	ACOPLA	9.5%	6.5	6.1%	
TERUEL 1 (TER1)	341.1	352.0	SUBE (10.9)	7.1%	0.4	0.4%	
TERUEL 2 (TER2)	341.1	352.0	SUBE (10.9)	7.1%	0.4	0.4%	
TERUEL 3 (TER3)	341.1	351.0	SUBE (9.9)	7.1%	0.3	0.3%	

Total MW Total MW Neto

Figura C-2: Pantalla del despacho preventivo de activa. Separación de los redespachos en efectivos y de compensación.

La solución de las violaciones de tensión figuran en la pantalla de la Figura C-4. El ARO conecta el grupo de CASTELLÓN2 a 336 MW para solucionar las violaciones provocadas por la contingencia del grupo de COFRENTE. En el caso de estudio el citado grupo también soluciona los problemas detectados en Cataluña ante la pérdida del grupo de VANDELLOS. Las violaciones de tensión en Andalucía se solucionan con la conexión de los generadores de C.COLÓN2 a 144 MW, GUILLENA1 a 40MW y GUILLENA2 a 40 MW. La Figura C-4 también muestra los grupos cuya generación ha de bajar para cuadrar el balance de potencia. Nótese que los generadores que bajan se encuentran en las cuencas del Duero y del Sil. De forma análoga al despacho preventivo de activa, al usuario se le da la flexibilidad de poder retroceder a la pantalla del análisis de contingencias para repetir el despacho de reactiva para otro conjunto de contingencias que provocan violaciones de tensión.

⁶ Un ejemplo típico consiste en descartar el problema de tensión en el nudo BENADOUX (Almería) dentro de las contingencias del área de Andalucía. Este es un nudo en antena que no tiene solución debido a la falta de generación en la zona.



Figura C-3: Pantalla de contingencias que provocan violaciones de tensión no admisibles

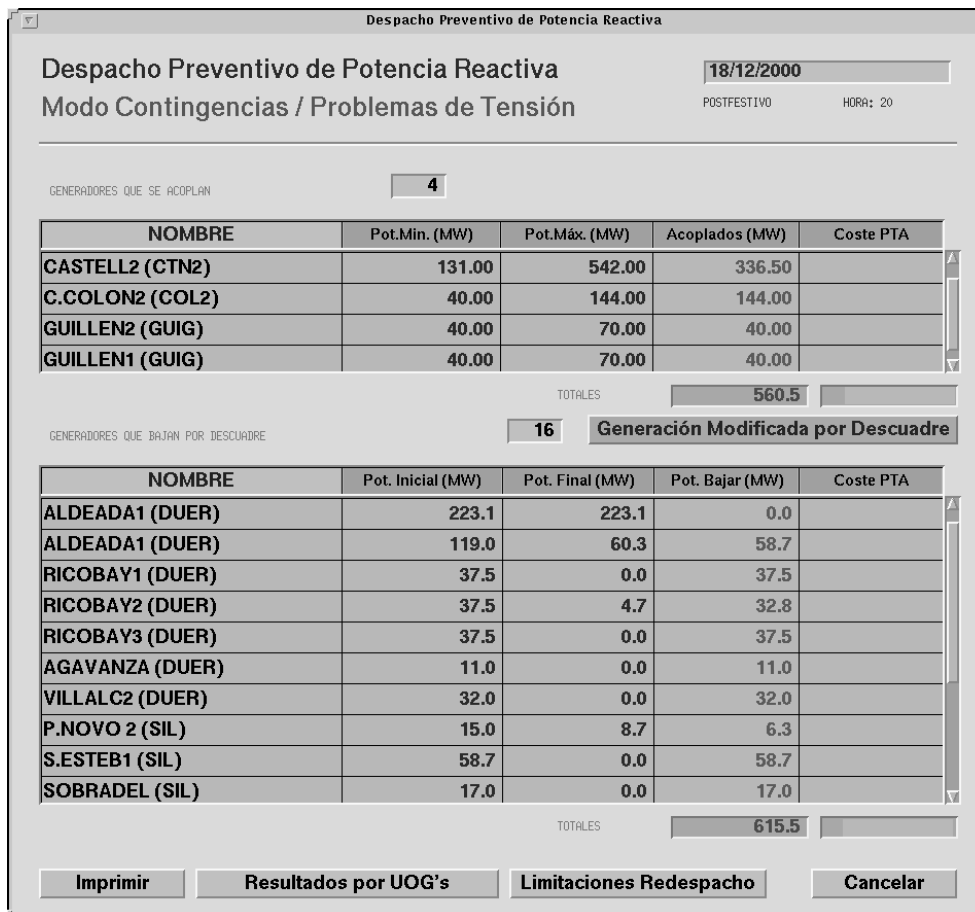


Figura C-4: Pantalla del despacho preventivo de reactiva. Conexión de generadores para la solución de los problemas de tensión

C.5 Otras aplicaciones de la herramienta ARO

En la práctica, el modelo ARO también permite abordar otro tipo de estudios a medio-largo plazo, entre los cuales se pueden destacar:

- Selección de ofertas anuales de reactiva en aplicación del plan anual de control de tensión.
- Estudio de la viabilidad a la hora de autorizar descargos en la red de transporte.
- Idoneidad de refuerzos de red en los estudios de planificación de la red de transporte.

En estos estudios a medio-largo plazo, es necesario simular la casación del mercado para el periodo de estudio. Se ha desarrollado para el ARO [Echavarren, 2001] el modelo de casación del mercado español de energía eléctrica basado en técnicas de optimización descrito en [García González, et al., 1999].

A su vez, para el estudio del fenómeno de colapso de tensiones en el sistema español [Kundur, 1994] se ha desarrollado un flujo de cargas de continuación [Ajjarapu, et al., 1992; Iba, et al., 1991] para el estudio del fenómeno de colapso de tensiones en el sistema español de energía eléctrica [Trebolle, 2001].

C.6 Implantación del ARO

La herramienta ARO se ha codificado empleando el lenguaje de programación C [Gottfried, 1991; Kernigham, et al., 1991]. Los módulos de optimización se resuelven utilizando el software de optimización CPLEX [CPLEX, 1997]. El interfaz de la herramienta se ha programado con el paquete gráfico IlogViews [ILOG].

C.7 Conclusiones

Los métodos desarrollados en esta tesis se han implantado en la herramienta informática ARO. El Operador del Sistema utiliza diariamente el ARO para el análisis y la solución de las restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica. Entre los criterios de diseño del ARO figura la máxima flexibilidad con que se ha dotado a la herramienta para que un usuario operador analice y pruebe a través de un interfaz amigable distintas alternativas, incorporando criterios objetivos y subjetivos en la solución de restricciones técnicas.

C.8 Bibliografía

[Ajarapu, et al., 1992]

V. Ajarapu, C. Christie, “The Continuation Power Flow: A Tool to Study Steady State Voltage Stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, No. 1, pp. 416-423, February 1992.

[CPLEX, 1997]

CPLEX, *Using the CPLEX Callable Library*, ILOG, Inc., 1997.

[Echavarren, 2001]

F. Echavarren, “*Modelo de casación de ofertas para el mercado eléctrico diario mediante programación lineal entera-mixta*”, Proyecto fin de carrera, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, Junio 2001.

[García González, et al., 1999]

J. García González, J. Román, J. Barquín, A. González Castrillón, “Modelo de Casación de Ofertas para el Mercado Diario mediante Programación Lineal Entera-Mixta”, 6ª *Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Lisboa, Portugal, Julio 1999.

[Gottfried, 1991]

B. S. Gottfried, *Programación en C*, McGraw-Hill, 1991.

[Iba, et al., 1991]

K. Iba, H. Suzuki, M. Egawa, T. Watanabe, “Calculation of Critical Loading Condition with Nose Curve Using Homotopy Continuation Method”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, No. 2, pp. 584-590, May 1991.

[IIT]

IIT, “Instituto de Investigación Tecnológica”, <http://www.iit.upco.es>.

[ILOG]

ILOG, , <http://www.ilog.com/products/views/>.

[INDRA]

INDRA, , <http://www.indra.es>.

[Kernigham, et al., 1991]

B. W. Kernigham, D. M. Ritchie, *El lenguaje de programación C*, Prentice-Hall, 1991.

[Kundur, 1994]

P. Kundur, “Introduction to the Power System Stability Problem,” *Power System Stability and Control*: Mc. Graw-Hill, 1994, pp. 17-41.

[REE]

REE, “Red Eléctrica de España”, <http://www.ree.es>.

[Trebolle, 2001]

D. Trebolle, “*Análisis de Colapso de Tensiones del Sistema Eléctrico Español mediante un flujo de cargas de continuación*”, Proyecto fin de carrera, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (ICAI), Madrid, Mayo 2001.

Apéndice D

El sistema eléctrico peninsular español

D.1 Introducción

Los métodos desarrollados en esta tesis tienen como objetivo solucionar de forma óptima las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la casación del mercado español de energía eléctrica. En este apéndice se describe el sistema eléctrico peninsular español objeto de la tesis.

El apéndice contiene las siguientes secciones. La sección D.2 contiene la notación empleada por el Operador del Sistema y por los agentes para la descripción del sistema. La sección D.3 analiza de forma cuantitativa el sistema eléctrico peninsular español.

D.2 Notación

El modelo del sistema peninsular español de energía eléctrica incluye de forma detallada los niveles de tensión 220 kV y 400 kV. A su vez, incluye modelos de parte del nivel de tensión 132 kV. El sistema francés, portugués y marroquí están representados mediante sistemas equivalentes.

El sistema español está dividido en 8 áreas. Los números de área se han establecido por convección en:

- Área 1: Noroeste
- Área 2: Norte
- Área 3: Este
- Área 4: Centro
- Área 5: Sur
- Área 6: Portugal
- Área 7: Marruecos
- Área 8: Francia

La Figura D-1 muestra de forma aproximada la situación geográfica de cada una de las áreas del sistema eléctrico peninsular español.

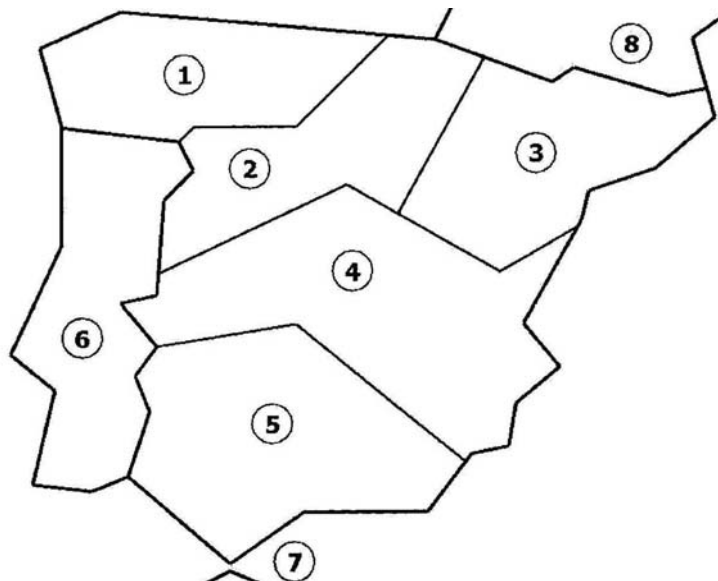


Figura D-1: Esquema de la división de áreas en el sistema eléctrico peninsular español

Los números de nudo se representan a través de 5 dígitos. Sea el número de nudo $D_1D_2D_3D_4D_5$. Los dígitos del número representan:

- El primer dígito D_1 representa el nivel de tensión. Por convención $D_1 = 1$ representa un nivel de tensión de 400 kV, $D_1 = 2$ representa un nivel de tensión de 220 kV. Si $D_1 = 0$, el nivel de tensión del nudo es inferior a 220 kV (132 kV o nudo de generación).
- El segundo dígito D_2 representa el área del nudo. Toma el valor entre 1 y 8, según se ha especificado anteriormente.
- Los tres últimos dígitos $D_3D_4D_5$ constituyen una enumeración de los nudos del mismo nivel de tensión situados en la misma área.

D.3 Análisis cuantitativo del sistema peninsular español

El modelo del sistema peninsular español utilizado en esta tesis contiene 1208 nudos. La Tabla D-1 especifica la distribución de los nudos del sistema peninsular español por nivel de tensión y área. En la Tabla D-1 se aprecia el detalle con el que han sido modelados los sistemas externos de Francia, Portugal y Marruecos.

Tabla D-1: Distribución de los nudos del sistema peninsular español por nivel de tensión y área

		NIVEL DE TENSIÓN			TOTAL
		400 kV	220 kV	<=132 KV	
Á R E A	NOROESTE	16	55	222	293
	NORTE	18	79	107	204
	ESTE	16	74	137	227
	CENTRO	24	82	149	255
	SUR	13	35	80	128
	PORTUGAL	14	31	7	52
	MARRUECOS	2	11	7	20
	FRANCIA	17	12	0	29
TOTAL		120	379	709	1208

El sistema contiene 1852 ramas, 682 de las cuales son transformadores. Del total de transformadores, 64 corresponden a transformadores de tres arrollamientos¹. El número de reactancias y condensadores es de 48 y el número de generadores asciende a 493. La Tabla D-2 especifica la capacidad de consumo y generación de reactiva de los elementos de compensación shunt presentes en el sistema eléctrico peninsular español, distribuidos por áreas.

¹ Los transformadores de tres arrollamientos se modelan con 3 ramas que confluyen en un nudo ficticio que por convención se le ha asignado una tensión de 1 kV. El análisis y solución de contingencias de trafos de 3 arrollamientos tiene un tratamiento especial puesto que hay que fallar 3 ramas, aislando el nudo de 1 kV.

Tabla D-2: Capacidad de consumo y generación de reactiva a través de reactancias y condensadores en el sistema.

		REACTANCIAS (Mvar)	CONDENSADORES (Mvar)
Á R E A	NOROESTE	362	0
	NORTE	1736	0
	ESTE	731	0
	CENTRO	1374	463
	SUR	930	0
	TOTAL	5133	463

El número de elementos de control de tensión en el sistema peninsular español se cifra en:

- En torno a 280 tensiones de consigna de generadores.
- En torno a 100 tomas de transformadores.
- 48 reactancias/condensadores del sistema.

Los métodos de optimización desarrollados en la tesis contienen para el sistema eléctrico español del orden de:

- 7000 variables.
- 10000 ecuaciones.
- 35000 elementos no nulos.
- 90 variables enteras de conexión de nuevos grupos generadores.

Los Procedimientos de Operación del sistema establecen que las contingencias que deben ser analizadas en los análisis de restricciones de operación son el fallo simple de cualquier elemento de generación y transporte, el fallo de aquellos dobles circuitos que comparten apoyos en más de 30 km y el fallo combinado de ciertos grupos y líneas de interconexión, pertenecientes a la red de transporte. De este modo, el número de contingencias analizadas para cada escenario en esta tesis es: del orden de 900 contingencias simples de ramas, del orden de 70 contingencias de generador², 33 contingencias de doble circuito y 77 contingencias de grupo y línea. Las contingencias de doble circuito que verifican las condiciones establecidas en los Procedimientos de Operación figuran en la Tabla D-3. Las contingencias de grupo y línea que deben ser chequeadas en el análisis de restricciones figuran en la Tabla D-4.

Tabla D-3: Contingencias especificadas de dobles circuitos

14000 14085 1 ALMARAZ_MORATA_1_400	218,3 km	15015 15027 1 GUILLENA_VALDECAB_1_400	217 Km
14000 14085 2 ALMARAZ_MORATA_2_400		15005 15027 1 DRODRIGO_VALDECAB_1_400	
14007 14085 1 ARANUELO_MORATA_1_400	193,3 Km	11045 12065 2 MONTEARE_MUDARRA_2_400	172,6 Km
14007 14085 2 ARANUELO_MORATA_2_400		11045 12065 3 MONTEARE_MUDARRA_3_400	
14000 14120 1 ALMARAZ_VILLAVIC_1_400	168,5 Km	13005 13060 1 ASCO_SENTMENA_1_400	149,6 Km
14000 14120 2 ALMARAZ_VILLAVIC_2_400		13005 13060 2 ASCO_SENTMENA_2_400	
11020 11055 1 COMPOSTI_P.G.RODR_1_400	146,1 Km	14000 12050 1 ALMARAZ_HINOJOSA_1_400	138,4 Km
11045 11055 1 MONTEARE_P.G.RODR_1_400		14007 12010 1 ARAÓUELO_ALDEADAV_1_400	
14090 14110 1 OLMEDILL_TRILLO_1_400	130,9 Km	11030 12065 1 LA ROBLA_MUDARRA_1_400	128,2 Km
14090 14110 2 OLMEDILL_TRILLO_2_400		11030 12065 2 LA ROBLA_MUDARRA_2_400	
13005 13045 1 ASCO_PIEROLA_1_400	119,5 Km	13070 13050 1 VANDELLO_RUBI-E_1_400	113,71 Km

² Únicamente se analizan contingencias de grupos que generan más de 300 MW en el sistema.

13005 13010 1 ASCO BEGUES 1 400		13070 13045 1 VANDELLO PIEROLA 1 400	
14007 15027 1 ARANUELO_VALDECAB 1 400	100,3 Km	23290 23395 1 SABIÓANI_VILLANUE 1 220	102,7 Km
14007 15027 2 ARANUELO_VALDECAB 2 400		23290 23395 2 SABIÓANI_VILLANUE 2 220	
14070 14110 1 LOECHES_TRILLO 1 400	80,6 Km	13000 13005 1 ARAGON_ASCO 1 400	73,7 Km
14070 14110 2 LOECHES_TRILLO 2 400		13000 13005 2 ARAGON_ASCO 2 400	
15005 15015 1 DRODRIGO_GUILLENA 1 400	72,2 Km	23093 23395 1 ESCATRON_VILLANUE 1 220	71,92 Km
15005 15027 1 DRODRIGO_VALDECAB 1 400		23093 23395 2 ESCATRON_VILLANUE 2 220	
14085 14080 1 MORATA_MORALEJA 1 400	43,76 Km	22195 22390 1 SAUCELLE_VILLARIN 1 220	40,9 Km
14085 14120 1 MORATA_VILLAVIC 1 400		22195 22390 2 SAUCELLE_VILLARIN 2 220	
22075 22085 1 HERNANI_ICHASO 1 220	37,8 Km	13005 13070 1 ASCO_VANDELLO 1 400	37,2 Km
22075 22085 2 HERNANI_ICHASO 2 2		13005 13070 2 ASCO_VANDELLO 2 400	
21060 21190 1 LA_LOMBA_SOBRADDEL 1 220	31,51 Km	14105 14085 1 SS_REYES_MORATA 1 400	22,8 Km
21060 21215 1 LA_LOMBA_TRIVES 1 220		14105 14070 1 SS_REYES_LOECHES 1 400	
23240 23180 1 RIBARROJ_MONZON-E 1 220	70 Km	22065 22070 1 GATICA_GUEÓES 1 220	
23160 23180 1 MEQUINEN_MONZON-E 1 220		22065 22070 2 GATICA_GUEÓES 2 220	
22372 22390 1 VILLALCA_VILLARIN 1 220		22060 22160 1 GARO-BAR_PUENTE_LARRA 1 220	
22372 22390 2 VILLALCA_VILLARIN 2 220		22060 22160 2 GARO-BAR_PUENTE_LARRA 2 220	
23390 23275 1 VIC_S_CELONI 1 220		23225 23200 1 POBLA-PONT DE SUERT 220	27km
23390 23303 1 VIC_T_LA_ROCA 1 220		23200 23245 1 RUBI-PONT DE SUERT 22	
23000 23225 1 POBLA-ABRERA 220	125.4 km	23092 23395 1 ESCATRON-VILLANUEVA1 220	72 km
23200 23245 1 P.SUERT-RUBI 220		23092 23395 2 ESCATRON-VILLANUEVA2 220	
23290 23395 1 SABIÑANIGO-VILLANUEVA 1 220	103 km		
23290 23395 2 SABIÑANIGO-VILLANUEVA 2 220			

Tabla D-4: Contingencias especificadas de grupo y línea

15027 15015 1 VALDECABALLEROS_GUILLENA 1 400		14000 15010 1 ALMARAZ_GUADAME 1 400	
5710 1 BARRIOS 1		5710 1 BARRIOS 1	
15027 15005 1 VALDECABALLEROS_D.RODRIGO 1 400		14000 15012 1 ALMARAZ_BIENVENIDA 1 400	
5710 1 BARRIOS 1		5710 1 BARRIOS 1	
15020 14005 1 LITORAL_ASOMADA 1 400		14000 15010 1 ALMARAZ_GUADAME 1 400	
5785 1 LITORAL 1		5785 1 LITORAL 1	
14050 14100 1 ESCOMBRERAS_ROCAMORA 1 400		14000 15012 1 ALMARAZ_BIENVENIDA 1 400	
5785 1 LITORAL 1		5785 1 LITORAL 1	
15020 14005 1 LITORAL_ASOMADA 1 4		14000 15010 1 ALMARAZ_GUADAME 1 400	
5786 2 LITORAL 2		5786 2 LITORAL 2	
14050 14100 1 ESCOMBRERAS_ROCAMORA 1 400		14000 15012 1 ALMARAZ_BIENVENIDA 1 400	
5786 2 LITORAL 2		5786 2 LITORAL 2	
15020 14005 1 LITORAL_ASOMADA 1 400		14000 15010 1 ALMARAZ_GUADAME 1 400	
5700 1 ALGECIRAS 1		5700 1 ALGECIRAS 1	
14050 14100 1 ESCOMBRERAS_ROCAMORA 1 400		14000 15012 1 ALMARAZ_BIENVENIDA 1 400	
5700 1 ALGECIRAS 1		5700 1 ALGECIRAS 1	
15020 14005 1 LITORAL_ASOMADA 1 400		14000 15010 1 ALMARAZ_GUADAME 1 400	
5705 2 ALGECIRAS 2		5705 2 ALGECIRAS 2	
14050 14100 1 ESCOMBRERAS_ROCAMORA 1 400		14000 15012 1 ALMARAZ_BIENVENIDA 1 400	
5705 2 ALGECIRAS 2		5705 2 ALGECIRAS 2	
15020 14005 1 LITORAL_ASOMADA 1 400		14085 14090 1 MORATA_OLMEDILLA 1 400	
4760 1 COFRENTES 1		4760 1 COFRENTES 1	
14085 14035 1 MORATA_COFRENTES 1 400		13000 14060 1 ARAGON_LA PLANA 1 400	
4760 1 COFRENTES 1		4760 1 COFRENTES 1	
13070 14060 1 VANDELLOS_LA PLANA 1 400		12050 14000 1 HINOJOSA_ALMARAZ 1 400	
4760 1 COFRENTES 1		4713 1 ALMARAZ 1	
12010 14007 1 ALDEADAVILA_ARAÑUELO 1 400		12080 14063 1 TORDESILLAS_GALAPAGAR 1 400	
4713 1 ALMARAZ 1		4713 1 ALMARAZ 1	
14065 14063 1 MUDARRA_GALAPAGAR 1 400		12065 14105 1 MUDARRA_S.S.REYES 1 400	
4713 1 ALMARAZ 1		4713 1 ALMARAZ 1	
12030 14105 1 GRIJOTA_S.S.REYES 1 400		12050 14000 1 HINOJOSA_ALMARAZ 1 400	
4713 1 ALMARAZ 1		4715 2 ALMARAZ 2	
12010 14007 1 ALDEADAVILA_ARAÑUELO 1 400		12080 14063 1 TORDESILLAS_GALAPAGAR 1 400	
4715 2 ALMARAZ 2		4715 2 ALMARAZ 2	
14065 14063 1 MUDARRA_GALAPAGAR 1 400		12065 14105 1 MUDARRA_S.S.REYES 1 400	
4715 2 ALMARAZ 2		4715 2 ALMARAZ 2	
12030 14105 1 GRIJOTA_S.S.REYES 1 400		12010 14007 1 ALDEADAVILA_ARAÑUELO 1 400	
4715 2 ALMARAZ 2		4857 1 TRILLO 1	
12080 14063 1 TORDESILLAS_GALAPAGAR 1 400		14065 14063 1 LASTRAS_GALAPAGAR 1 400	
4857 1 TRILLO 1		4857 1 TRILLO 1	
12065 14105 1 MUDARRA_S.S.REYES 1 400		14085 14035 1 MORATA_COFRENTES 1 400	
4857 1 TRILLO 1		3781 1 VANDELLOS 1	
12030 14105 1 GRIJOTA_S.S.REYES 1 400		13000 14060 1 ARAGON_LA PLANA 1 400	

4857 1 TRILLO 1	4857 1 TRILLO 1
13070 14060 1 VANDELLOS_LA PLANA_1_400 4857 1 TRILLO 1	12015 13020 1 ALMAZAN_ESCATRON_1_400 3609 1 ASCO 1
12060 13035 1 LA SERNA_PEÑAFLOR_1_400 3609 1 ASCO 1	12060 13035 1 LA SERNA_PEÑAFLOR_1_400 3609 1 ASCO 1
12060 13035 1 LA SERNA_PEÑAFLOR_1_400 3609 1 ASCO 1	13000 13030 1 ARAGON_MEQUINENZA_1_400 3609 1 ASCO 1
13000 13005 1 ARAGON_ASCO_1_400 3609 1 ASCO 1	13000 13005 1 ARAGON_ASCO_2_400 3609 1 ASCO 1
13070 14060 1 VANDELLOS_LA PLANA_1_400 3609 1 ASCO 1	13000 14060 1 ARAGON_LA PLANA_1_40 3609 1 ASCO 1
14090 14025 1 OLMEDILLA_CATADAU_1_400 3609 1 ASCO 1	14085 14035 1 MORATA_COFRENTES_1_400 3609 1 ASCO 1
14090 14002 1 OLMEDILLA_ROMICA_1_400 3609 1 ASCO 1	12015 13020 1 ALMAZAN_ESCATRON_1_400 3608 2 ASCO 2
12060 13035 1 LA SERNA_PEÑAFLOR_1_400 3608 2 ASCO 2	13075 18592 1 VIC_T.BAIXAS_1_400 3608 2 ASCO 2
13000 13030 1 ARAGON_MEQUINENZA_1_40 3608 2 ASCO 2	13000 13005 1 ARAGON_ASCO_1_400 3608 2 ASCO 2
13000 13005 1 ARAGON_ASCO_2_400 3608 2 ASCO 2	13070 14060 1 VANDELLOS_LA PLANA_1_400 3608 2 ASCO 2
13000 14060 1 ARAGON_LA PLANA_1_400 3608 2 ASCO 2	14090 14025 1 OLMEDILLA_CATADAU_1_400 3608 2 ASCO 2
14085 14035 1 MORATA_COFRENTES_1_400 3608 2 ASCO 2	14090 14002 1 OLMEDILLA_ROMICA_1_400 3608 2 ASCO 2
12015 13020 1 ALMAZAN_ESCATRON_1_400 3781 1 VANDELLOS 1	12060 13035 1 LA SERNA_PEÑAFLOR_1_400 3781 1 VANDELLOS 1
13075 18592 1 VIC_T.BAIXAS_1_400 3781 1 VANDELLOS 1	13000 13030 1 ARAGON_MEQUINENZA_1_400 3781 1 VANDELLOS 1
13000 13005 1 ARAGON_ASCO_1_400 3781 1 VANDELLOS 1	13000 13005 1 ARAGON_ASCO_2_400 3781 1 VANDELLOS 1
13070 14060 1 VANDELLOS_LA PLANA_1_400 3781 1 VANDELLOS 1	13000 14060 1 ARAGON_LA PLANA_1_400 3781 1 VANDELLOS 1
13000 14060 1 ARAGON_LA PLANA_1_400 3781 1 VANDELLOS 1	13000 14060 1 ARAGON_LA PLANA_1_400 3781 1 VANDELLOS 1
114085 14035 1 MORATA_COFRENTES_1_400 3781 1 VANDELLOS 1	

Apéndice E

Propuesta regulatoria

E.1 Introducción

El mecanismo de solución de restricciones técnicas en un mercado de energía eléctrica debe proporcionar señales económicas adecuadas a todos los agentes del mercado: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores.

El apartado 2.6.3 del capítulo 2 de la tesis detalla el sobrecoste de la solución de restricciones técnicas en el mercado español de energía eléctrica y su reparto. Por un lado, los grupos que aumentan generación por motivo de restricciones técnicas son remunerados al precio de la oferta realizada; los generadores a los que se baja generación por motivo de restricciones técnicas, no son compensados en concepto de lucro cesante. Por otro lado, el enfoque adoptado en el sistema español establece que el coste incurrido para garantizar la seguridad de suministro de energía eléctrica ha de ser repartido entre todos los consumidores en proporción a su consumo.

El marcado carácter local de las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en el mercado español de energía eléctrica implica que sólo pueden ser resueltas con generación situada en la zona donde ocurren. La remuneración establecida para los generadores que aumentan su producción permite el ejercicio de poder de mercado de aquellos grupos situados en las zonas donde ocurren las restricciones. Sin embargo, esta remuneración constituye una señal económica de localización. En efecto, aquellos agentes que desean instalarse en España, reciben un incentivo a situarse en aquellas zonas donde hacen falta por motivo de restricciones técnicas.

Sin embargo, en el enfoque adoptado en el sistema español no existe señal económica de localización para la demanda. Este apéndice propone un mecanismo de asignación zonal del coste de solución de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión en el sistema español de energía eléctrica, mediante la utilización de los métodos de solución desarrollados en la tesis.

El apéndice esta estructurado en dos secciones. La sección E.2 describe el método de asignación zonal propuesto. La sección E.3 contiene un ejemplo de aplicación.

E.2 Propuesta de cargo zonal

El procedimiento propuesto asigna el sobrecoste de la solución de restricciones técnicas a la demanda causante de la misma. Para ello, se divide el sistema eléctrico en el conjunto de áreas donde se localizan las restricciones técnicas debidas a problemas de tensión (ver Figura 2-2). Para cada área a se define el sobrecoste marginal de la solución de restricciones debidas a problemas de tensión como:

$$CM_a = \frac{\partial CR_a}{\partial D_a} \quad (E.1)$$

donde:

CM_a : sobrecoste marginal de la solución de restricciones debidas a problemas de tensión en el área a

CR_a : sobrecoste de la solución de restricciones en el área a

D_a : demanda del área a

El sobrecoste total de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión se reparte entre las áreas causantes de las restricciones en proporción al sobrecoste marginal de cada área:

$$CZ_a = \frac{1}{D_a} \left(CR \cdot \frac{CM_a}{\sum_a CM_a} \right) \quad (E.2)$$

donde:

CZ_a : recargo zonal de la energía demandada en el área a (c€/kWh)

CR : sobrecoste total de la solución de restricciones debidas a problemas de tensión en el sistema

E.3 Ejemplo

Esta sección ilustra la utilización de los métodos desarrollados en esta tesis para obtener el sobrecoste marginal de la solución de restricciones debidas a problemas de tensión. Se presenta un ejemplo de cálculo del sobrecoste marginal del área andaluza del sistema eléctrico español para el día 28 de Febrero de 2001 en la punta de las 20 horas, con una demanda de 4200 MW.

Para ello, se solucionan las restricciones debidas a problemas de tensión para varios valores de demanda del área andaluza, mediante los métodos de solución detallados en el capítulo 5, y se obtiene el sobrecoste de solución. La Tabla E-1 representa el sobrecoste de la solución para los valores de demanda analizados, en % respecto al sobrecoste de la solución para una demanda de 5000 MW (no se ofrecen datos reales de coste por ser de carácter confidencial). La tabla muestra que para demandas inferiores a 3800 MW no se producen restricciones debidas a problemas de tensión y por lo tanto, no es necesario acoplar ningún generador.

Tabla E-1: Sobrecoste de la solución para diferentes valores de demanda

DEMANDA (MW)	SOBRECOSTE(%)
3600	0,00
3700	0,00
3800	2,38
3900	50,39
4000	50,39
4100	66,75
4200	69,11
4300	69,11
5000	100,00

La representación de los puntos de la Tabla E-1 se presenta en la Figura E-1. A su vez se han ajustado los puntos a través de la función de splines cúbicos de orden 3 utilizando la herramienta Matlab.

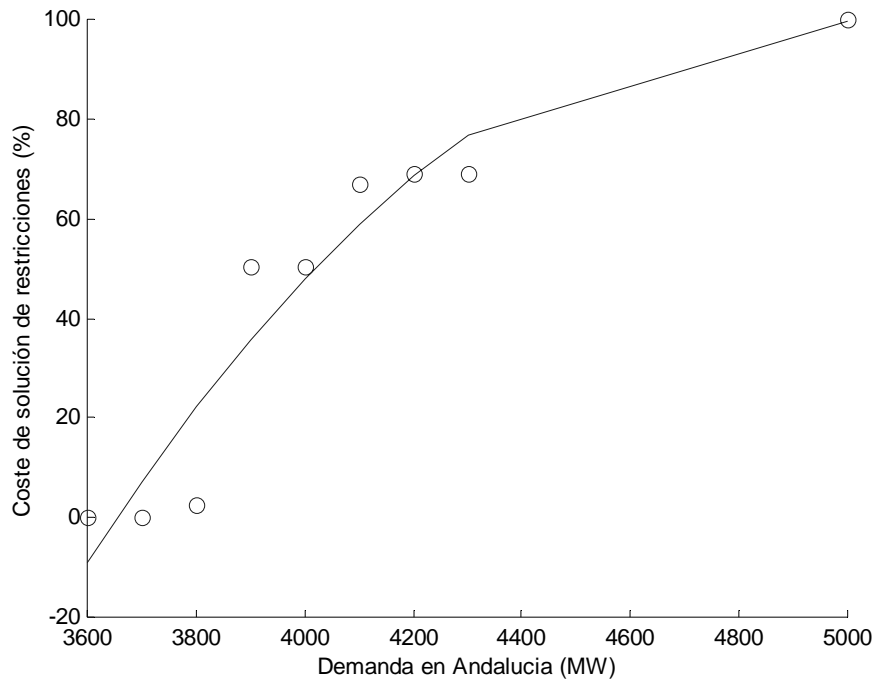


Figura E-1: Sobrecoste de solución de restricciones en % en función de la demanda del área andaluza

La derivada de la función de splines con respecto a la demanda del área andaluza representa el sobrecoste marginal de la solución de restricciones técnicas debidas a problemas de tensión (Figura E-2).

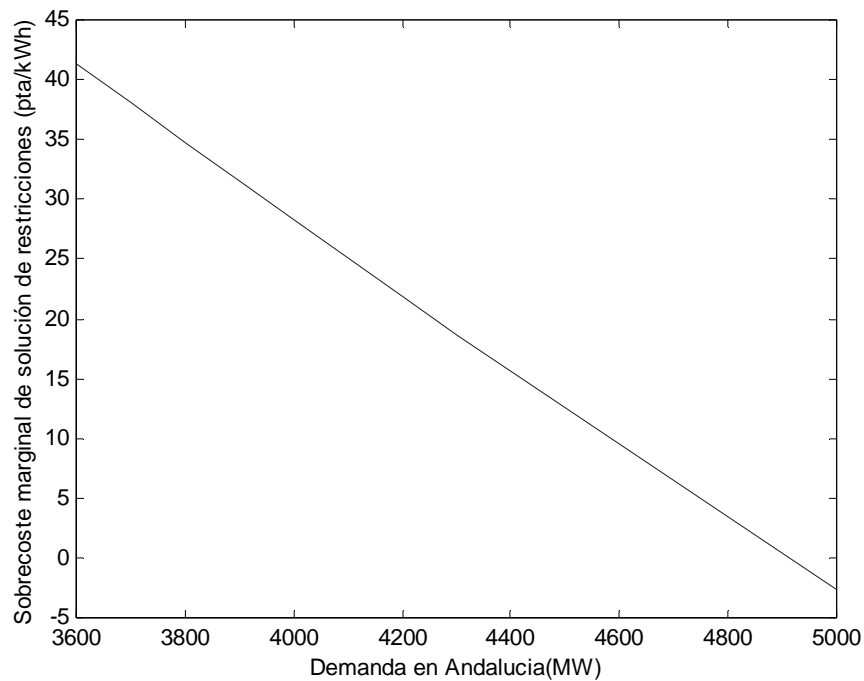


Figura E-2: Sobrecoste marginal de la solución de restricciones del área andaluza