

ARO: Una herramienta para el análisis de restricciones de operación en el mercado español de energía eléctrica

El tratamiento de restricciones técnicas impuestas por la red de transporte en mercados de energía eléctrica, cuya casación de ofertas de generación y demanda se realiza ignorando la red, es una tarea muy importante. Este es el caso del mercado español de energía eléctrica, donde el análisis y solución de restricciones técnicas es responsabilidad del Operador del Sistema. Este artículo presenta la herramienta ARO (Análisis de Restricciones a la Operación) desarrollada conjuntamente por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la E.T.S. de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas e Indra SSI para Red Eléctrica de España, Operador del Sistema del mercado español de energía eléctrica. La herramienta ARO identifica las restricciones técnicas que la red de transporte impone a la casación inicial y determina la modificación de mínimo sobre coste de la citada que resuelve las restricciones encontradas.

Enrique Lobato Miguélez

Ingeniero Industrial del I.C.A.I. por la Universidad Pontificia Comillas (1998), es Investigador en Formación del Instituto de Investigación Tecnológica de la E.T.S. de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas.

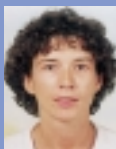


Luis Rouco Rodríguez

Dr. Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid (1990), es Profesor Propio Agregado y Director del Departamento de Electrotecnia y Sistemas de la E.T.S. de Ingeniería (ICAI) de la Universidad Pontificia Comillas.

María Isabel Navarrete Fernández

Licenciada en Ciencias Físicas por la Universidad Complutense de Madrid (1982), es Jefe de Proyecto en Indra SSI.



Rosa Casanova Lafarga

Master en Inteligencia Artificial por la Universidad Politécnica de Madrid (1991), es Analista Programador en Indra SSI.

Gerardo López Camino

Ingeniero Técnico Industrial por la Universidad Laboral de Tarragona (1975), es responsable del desarrollo de procedimientos de entrenamiento de operadores y del mantenimiento del simulador de entrenamiento de operadores de Red Eléctrica de España



Introducción

La ley del Sector Eléctrico del 27 de noviembre de 1997 [1] 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. 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 (OM) para cada una de las unidades de producción de las que son titulares. El orden de entrada de las unidades de producción de energía eléctrica se determina partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda, sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en la red de transporte. El Operador del Sistema (OS) 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.

El análisis del marco expuesto anteriormente pone de manifiesto que el análisis y tratamiento de las restricciones técnicas impuestas por la red

de transporte es una tarea muy importante del Operador del Sistema y que puede afectar al funcionamiento de un mercado de energía eléctrica competitivo. En efecto, si bien el Operador del Mercado realiza la casación de ofertas de producción y demanda atendiendo exclusivamente a criterios económicos, el Operador del Sistema podría proponer modificaciones de dicha casación (reduciendo la producción de determinadas unidades y aumentando la producción en otras o incluso conectando nuevas unidades de generación).

El tratamiento de las restricciones técnicas impuestas por la red de transporte en el mercado de electricidad español precisa desarrollos en dos ámbitos: (1) técnico y (2) económico. Desde el punto de vista técnico 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 de operación en condiciones normales y anormales (bajo la hipótesis de fallo de algún elemento del sistema de generación y transporte). Desde el punto de vista económico el problema consiste en encontrar la modificación de la casación efectuada por el Operador del Mercado con el menor sobre coste 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. El sobre coste del sistema es, por tanto, 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.

Este artículo presenta la herramienta ARO (Análisis de Restricciones a la Operación). Esta herramienta ha sido desarrollada conjuntamente por equipos del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la E.T.S. de Ingeniería de la Universidad Pontificia Comillas y de Indra SSI, para Red Eléctrica de España S.A., Operador del Sistema del mercado español de energía eléctrica. El ARO detecta las restricciones de operación impuestas por la red de transporte a la casación inicial proporcionada por el Operador del Mercado, de acuerdo con los criterios técnicos de explotación establecidos en los Procedimientos de Operación del Sistema [2]. A su vez, el ARO propone la solución de mínimo sobre coste para el sistema.

El artículo está organizado en seis secciones. La sección 2 detalla los criterios técnicos de operación del sistema eléctrico español. La sección 3 revisa el papel de las restricciones técnicas en los dos primeros años de funcionamiento del mercado

eléctrico español. En la sección 4 se expone el funcionamiento del ARO. La sección 5 describe la implantación de la herramienta. Finalmente la sección 6 contiene las conclusiones del trabajo realizado.

Criterios técnicos de operación del sistema eléctrico español

Los Procedimientos de Operación del Sistema establecen los límites que se deben verificar en la red de transporte para garantizar un funcionamiento seguro del sistema eléctrico, ante funcionamiento normal y en caso de contingencias.

Las contingencias postuladas en los Procedimientos de Operación del Sistema 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 ciertos grupos y líneas de interconexión entre áreas.

La operación de los sistemas eléctricos puede ser efectuada con dos criterios diferentes de seguridad: (1) criterio preventivo y (2) criterio correctivo. Un criterio preventivo 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. Un criterio correctivo exige que, para todas las contingencias postuladas en los

TABLA I. SOBRECARGAS PERMITIDAS EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES (% RESPECTO A CAPACIDAD DE TRANSPORTE NOMINAL)

	Condiciones sin fallos	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%

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 español.

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

Los márgenes de frecuencia que deben mantenerse en el sistema son establecidos para el sistema europeo interconectado por la UCTE (Unión para la Coordinación del Transporte de Electricidad) [3]. 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. En el mercado de reserva secundaria se publican y casan los niveles mínimos requeridos de reserva. De este modo, en la

gestión de restricciones técnicas de operación la frecuencia de la red no se contempla como variable implícita.

Las restricciones técnicas de red se pueden clasificar en: (1) restricciones de potencia activa y (2) restricciones de potencia reactiva. Las restricciones de potencia activa se corresponden con las sobrecargas por las ramas (líneas y transformadores). Las restricciones de potencia reactiva se corresponden con las violaciones de los límites de tensión de los nudos. La tabla I contiene las sobrecargas permitidas en ramas y transformadores por los Procedimientos de Operación, en régimen de funcionamiento normal y ante hipótesis de contingencia. Los niveles admisibles de tensión en los nudos de la red de transporte, en condiciones de funcionamiento normal, son publicados anualmente

por el Operador del Sistema. Estos niveles han de garantizar la seguridad del sistema y tienen como objetivo a su vez la minimización de las pérdidas de transporte. Los límites impuestos en los Procedimientos de Operación para las tensiones en los nudos de la red de transporte, ante la ocurrencia de las contingencias postuladas, figuran en la tabla II.

Las restricciones técnicas en el funcionamiento del mercado eléctrico español

Esta sección analiza el papel de las restricciones técnicas en los 2 primeros años del funcionamiento del mercado

TABLA II. 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

TABLA III. 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	247	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

español de energía eléctrica (ver las referencias [4,5] para más detalles).

La aparición de restricciones en el mercado 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 frecuen-

cia. Estas restricciones se solucionan reduciendo la generación de determinadas unidades y aumentando la generación en otras.

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 al déficit de potencia reactiva.

En las zonas donde se producen estas restricciones 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 que disminuye 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 la zona donde aparecen los problemas.

La tabla III resume el volumen y coste de la solución de restricciones técnicas para cada uno de los meses del año 1998. La figura 1 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

FIGURA 1. ENERGÍAS DESPACHADAS Y PRECIOS MEDIOS MENSUALES DURANTE 1998

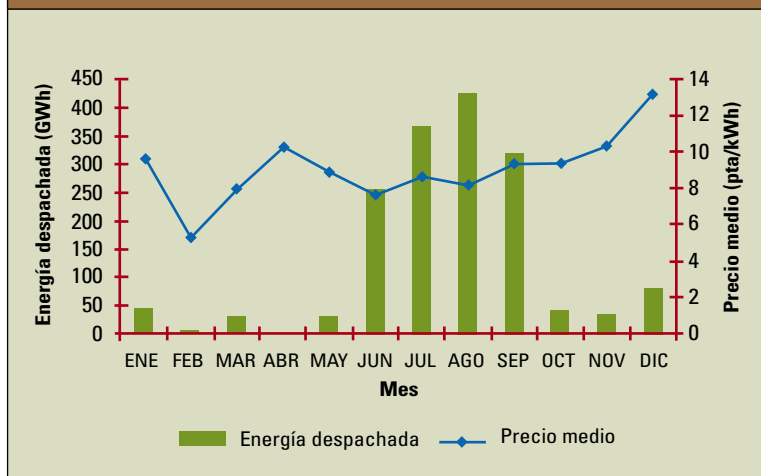


TABLA IV. SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL AÑO 1999

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	3869	2067	0,135	12,154
Total	2155	23886	12741	0,076	11,089

pta/kWh. El sobrecoste total para el sistema ascendió a 6396 millones de pesetas. El mayor volumen de energía redespachada se produjo en los meses de verano, si bien el precio medio más caro por kWh redespachado se situó en el mes de diciembre.

La tabla IV resume el volumen y coste de la solución de restricciones técnicas para cada uno de los meses del año 1999. La figura 2 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 coste total para el sistema fue de 12741 millones de pesetas, un 99% superior al de 1998. El precio medio pagado a la energía redespachada fue de 11,089 pta/kWh, lo que supone un 26% de aumento respecto al precio del 98. Las estaciones de verano e invierno son las

que presentan mayores energías redespachadas.

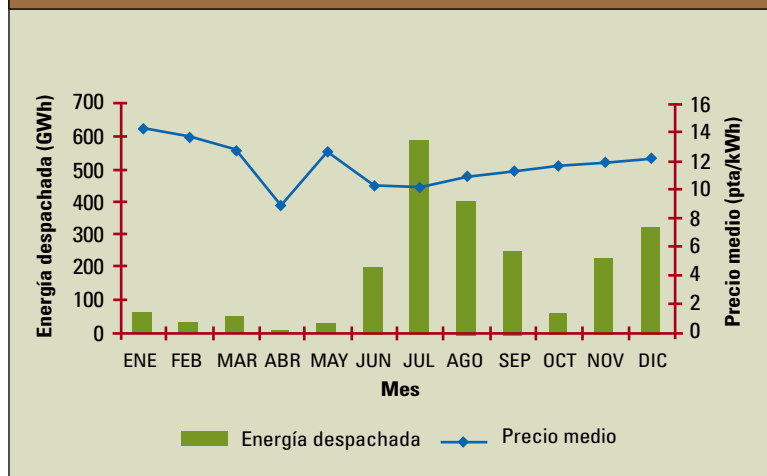
El alto ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica peninsular marca una creciente importancia de la solución de restricciones técnicas. Sirva de ejemplo el 25 de Enero de 2000, día en el que se alcanzó la punta nacional con 33424 MW a las 19:25 horas; fue necesario redespachar 25966

MWh con un sobrecoste de 149 millones de pesetas para la solución de las restricciones técnicas.

La herramienta ARO

El ARO es una herramienta para análisis y solución de restricciones técnicas en el sistema español [6,7]. El ARO in-

FIGURA 2. ENERGÍAS DESPACHADAS Y PRECIOS MEDIOS MENSUALES DURANTE 1999



tegra toda la información necesaria para la resolución de las restricciones técnicas de un escenario, accediendo a las bases de datos del Sistema de Control del Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y del Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS), ambos de Red Eléctrica de España.

Los algoritmos implantados en el ARO son novedosos respecto a los algoritmos existentes en la literatura técnica. Las principales ventajas del ARO sobre las herramientas existentes de flujo de cargas óptimo con restricciones de seguridad son: (1) capacidad de conexión de grupos no despachados inicialmente para la solución tanto de sobrecargas como de violaciones de tensión, (2) gran fiabilidad para resolver casos muy degradados, con un gran número de contingencias con violaciones, (3) solución de casos y contingencias que no convergen imponiendo límites de reactiva de grupos.

El proceso de análisis y solución de restricciones técnicas en un escenario horario se realiza en 5 etapas: (1) formación del escenario, (2) detección de contingencias que provocan sobrecargas en las ramas, (3) solución de las sobrecargas, (4) detección de contingencias que provocan problemas de tensión y (5) solución de los problemas de tensión.

Un escenario queda completamente definido por la solución al problema de flujo de cargas. El generador de escenarios determina 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 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 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.

Un módulo de contingencias en corriente continua se ejecuta para detectar las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles en las ramas de la red de transporte. Las contingencias que provocan sobrecargas, calculadas por el módulo de contingencias en corriente continua, son completamente analizadas por un módulo de contingencias en corriente alterna. Este módulo proporciona los factores de potencia de las ramas sobrecargadas para su utilización en el despacho preventivo de activa.

Las sobrecargas se solucionan en el despacho preventivo de activa. Este módulo calcula los movimientos de generación

que minimizan el sobre coste para el sistema y resuelven las sobrecargas detectadas. El despacho inicial de generación se modifica aumentando y reduciendo la generación en unidades conectadas, y conectando unidades no casadas en el despacho inicial.

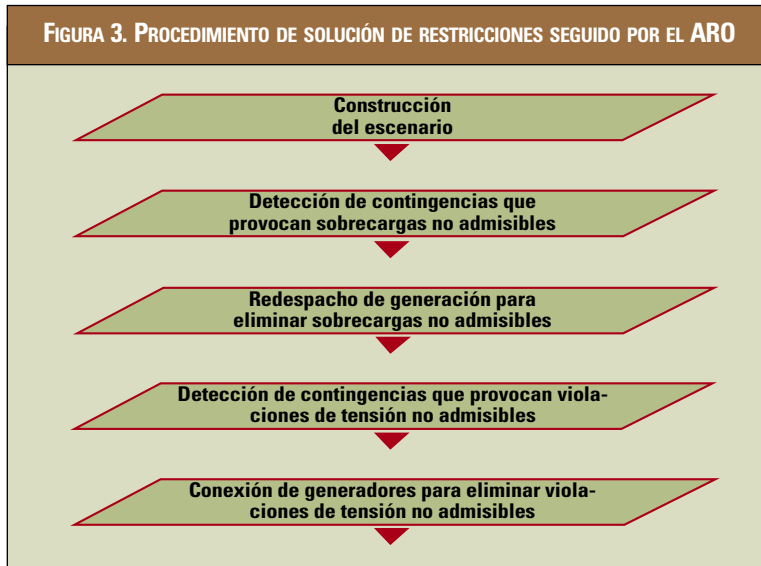
Una vez solucionadas las sobrecargas, se detectan las contingencias que provocan violaciones de tensión mediante el módulo de análisis de contingencias en corriente alterna.

El despacho preventivo de reactiva soluciona las violaciones de tensión detectadas mediante la conexión de generadores no despachados inicialmente. El módulo determina que unidades deben ser conectadas y que unidades deben reducir su generación, de manera que el sobre coste para el sistema sea mínimo.

La figura 3 resume el procedimiento de solución de restricciones seguido por el ARO. La formulación matemática de los algoritmos que componen el ARO se encuentra en la referencia [7].

En la práctica, la solución de las restricciones técnicas incluye el análisis de los escenarios más significativos de la programación diaria (puntas y valles del día). Como ejemplo se presenta la solución proporcionada por el ARO para algunos de los problemas identificados en la punta del día 18 de diciembre de 2000 que tenía lugar a las 19 horas y cuya energía programada era de 24894 MWh.

FIGURA 3. PROCEDIMIENTO DE SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES SEGUIDO POR EL ARO



Las contingencias que provocan sobrecargas no admisibles obtenidas mediante la herramienta ARO se muestran en la Figura 4. La pérdida del doble circuito SAUCELLE–VILLARINO 220 kV provoca la sobrecarga en la línea ALDEADÁVILA–BEMPOSTA 220 kV de 461 MVA, un 32% superior a la capacidad nominal de la línea (la sobrecarga permitida sobre el límite nominal es un 15% según tabla I). La pérdida del transformador de 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.

La solución ofrecida por el ARO para resolver las sobrecargas detectadas se presenta en la Figura 5. En la figura 5 el coste de cada acción aparece oculto debido al carácter confidencial del mismo. El ARO incorpora un algoritmo para separar los redespachos de generación en movimientos efectivos y de compen-

sación [8]. Los redespachos efectivos corresponden a los movimientos de generación que alivian las sobrecargas. Los redespachos de compensación equilibran la demanda al mínimo coste. Los movimientos efectivos corresponden a la variación de la generación de los grupos SAUCELLE1, SAUCE-

LLE2 y LITORALI. En efecto, la reducción de la generación de los grupos de SAUCELLE elimina la sobrecarga en la línea ALDEADÁVILA–BEMPOSTA 220 kV; la reducción de la generación del grupo LITORALI 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 figura 5 muestra que 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. En la práctica se consideran restricciones técnicas únicamente los movimientos efectivos, ajustándose el desequilibrio de la demanda únicamente con la información económica de las ofertas enviadas por los agentes.

FIGURA 4. CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN SOBRECARGAS NO ADMISIBLES

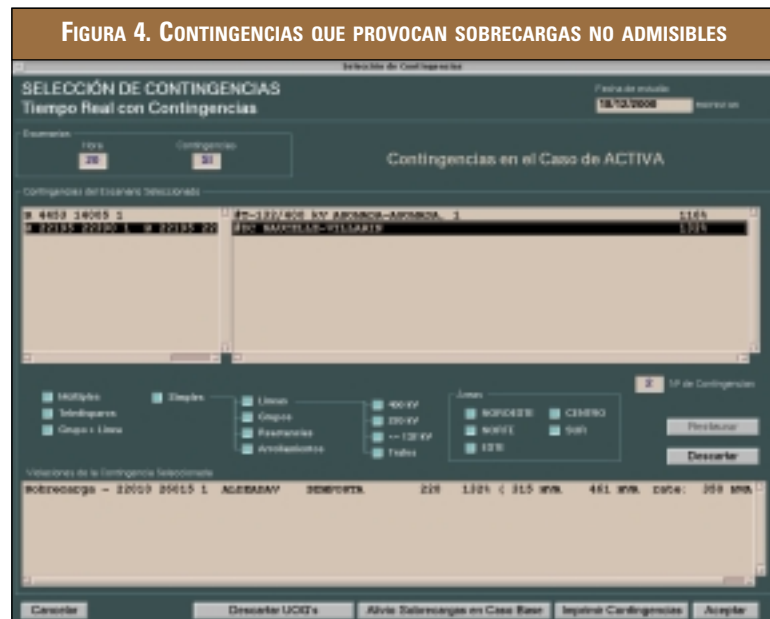
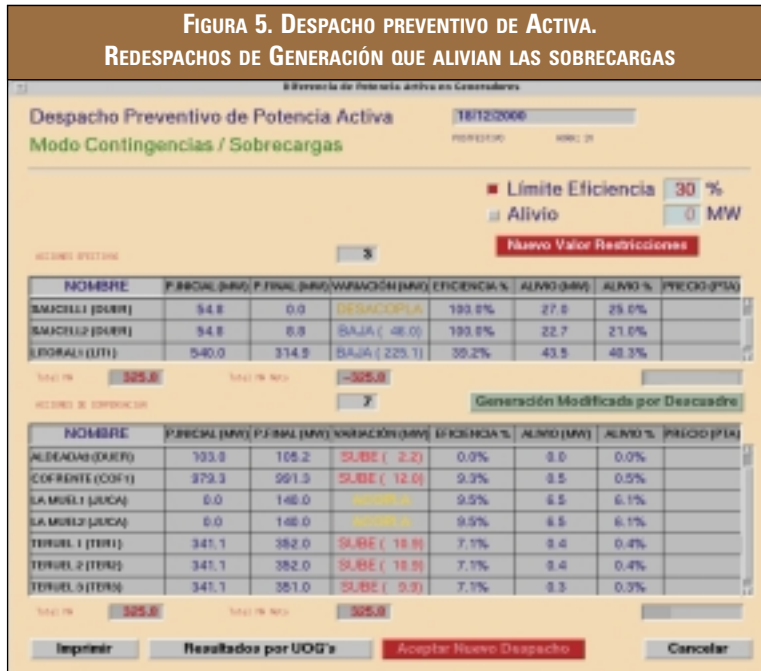


FIGURA 5. DESPACHO PREVENTIVO DE ACTIVA.
REDESPACHOS DE GENERACIÓN QUE ALIVIAN LAS SOBRECARGAS



Una vez solucionadas las contingencias que causan sobrecargas no admisibles, se detectan las contingencias que provocan violaciones de tensión. La figura 6 muestra las contingencias detectadas por el ARO. La pérdida del grupo de VANDELLÓS provoca subtensiones en Cataluña. La pérdida del grupo de COFRENTES origina subtensiones en Levante. La pérdida del grupo de BARRIOS, del doble circuito GUILLENA-VALDECABALLEROS 400 kV/DRODRIGO-VALDECABALLEROS 400 kV y del doble circuito DON RODRIGO-GUILLENA 400 kV/DON RODRIGO-VALDECABALLEROS 400 kV da lugar a subtensiones en Andalucía.

La solución del ARO a los problemas de tensión detectados se muestra en la figura 7 (se ha ocultado el dato confidencial del coste de la acción). El ARO conecta el grupo de CAS-

TELLÓN2 a 336 MW para solucionar las violaciones provocadas por la contingencia del grupo de COFRENTES. En el caso de estudio el citado grupo también soluciona los problemas detecta-

dos en Cataluña ante la pérdida del grupo de VANDELLÓS. 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 7 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.

Implantación

El ARO se ha codificado empleando el lenguaje de programación C. Los módulos de optimización se resuelven utilizando el software de optimización CPLEX. El interfaz de la herramienta se ha programado con el paquete gráfico IlogViews.

FIGURA 6. CONTINGENCIAS QUE PROVOCAN VIOLACIONES NO ADMISIBLES DE TENSIÓN

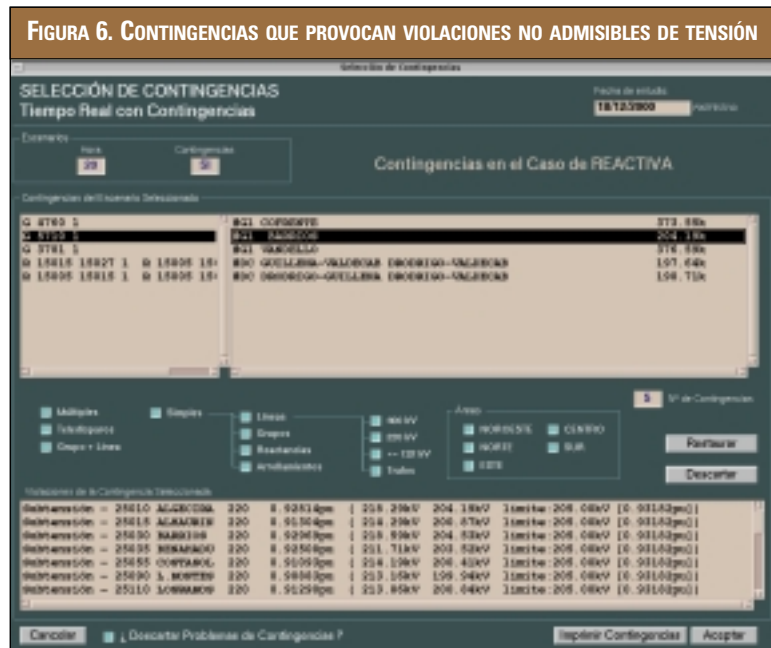


FIGURA 7. DESPACHO PREVENTIVO DE REACTIVA. CONEXIÓN DE GRUPOS PARA SOLUCIONAR LOS PROBLEMAS DE TENSIÓN/REACTIVA



Conclusiones

El análisis y solución de restricciones técnicas en Es-

paña es responsabilidad de Red Eléctrica de España, Operador del Sistema del mercado español de energía eléctrica. Este artículo ha analizado la impor-

tancia de las restricciones técnicas en el funcionamiento del mercado de energía eléctrica y ha descrito el ARO, herramienta para la gestión y solución de restricciones en el mercado español de energía eléctrica. El ARO determina el redespacho a la casación inicial de mínimo coste para el sistema, de manera que el suministro de electricidad se realice cumpliendo los criterios técnicos establecidos en los Procedimientos de Operación.

Agradecimientos

La herramienta ARO se ha desarrollado para Red Eléctrica de España. Los autores de este trabajo agradecen el apoyo y colaboración de Fernando Blanco, Tomás Domínguez y Javier García Castillejo (actualmente en Endesa).

Referencias

- [1] "Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico", BOE número 285, viernes 28 de noviembre de 1997, <http://www.omel.com/es/normati.htm>.
- [2] Resolución de 10 julio 1998 de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales (BOE 197/98 de 18 de Agosto de 1998) que aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, <http://www.ree.es/indi-ose.htm>.
- [3] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), <http://www.ucte.org>.
- [4] "El funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998", informe aprobado por el consejo de Administración de la CNE el 18 de enero de 2000, <http://www.cne.es>.
- [5] Informes realizados por la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, <http://www.omel.com/es/informesfr.htm>.
- [6] F. Toral, J. Peco, L. Rouco, M. I. Navarrete, A. Mahou, "A Power System Scenarios Builder", Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference (PSCC'99), 28 Junio – 2 Julio, Trondheim, Noruega, pp. 614-619.
- [7] 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", Proceedings of the 2000 IEEE Summer Meeting, 16-20 Julio 2000, Seattle, Estados Unidos, pp. 1627-1632.
- [8] E. Lobato, L. Rouco, M. I. Navarrete, R. Casanova, G. López. "Aplicación práctica de un despacho preventivo de activa. Redespachos de generación efectivos y de compensación", enviado para presentación en las 7ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Leganés, 4-6 Julio 2001.