



**Resolución
(Expte. S/0104/08 Eléctricas)**

Consejo:

Sres.:

D. Luis Berenguer Fuster, Presidente
D^a. Pilar Sánchez Núñez, Vicepresidenta
D^a. María Jesús González López, Consejera
D^a. Inmaculada Gutiérrez Carrizo, Consejera

En Madrid, a 15 de Septiembre de 2011.

El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia, con la composición arriba expresada, y siendo Ponente la Consejera D^a María Jesús González López, ha dictado esta resolución en el expediente sancionador S/0104/08 Eléctricas, incoado contra IBERDROLA, S.A., ENDESA, S.A., E.ON ESPAÑA S.L., GAS NATURAL SDG, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., C.T. ACECA, NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A., la central térmica GICC de ELCOGAS, GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U., IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A., y COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS S.A., por supuestas prácticas restrictivas de la competencia contempladas en la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

ANTECEDENTES DE HECHO

1. El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (el Consejo de la CNC o el Consejo) en su Resolución de fecha 28 de julio de 2008, en relación con los expedientes 2600/05 CNE/EMPRESAS DEL SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA y 2773/07 IBERDROLA, resolvió no archivar las actuaciones abiertas, según la propuesta recibida, e instar a la Dirección de Investigación (DI) a investigar posibles prácticas anticompetitivas contrarias a la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (en adelante LDC), llevadas a cabo por empresas eléctricas desde el año 2004 en relación con la resolución de restricciones técnicas, y a identificar a las empresas responsables de las mismas (folios 1-33). En cumplimiento de la citada Resolución, la DI consideró adecuado

iniciar una información reservada dándole número de referencia S-0104/08.

2. En el marco de dicha información reservada, la DI con fecha 10 de octubre de 2008 requirió información relacionada con la resolución de restricciones técnicas a la Compañía Operadora del Mercado Ibérico-Polo Español, S.A. (OMEL) (folios 34-38) y a Red Eléctrica de España (REE) (folios 39-45). Con fecha 27 de octubre de 2008 tuvo entrada la contestación de OMEL al requerimiento de información (folios 64-546) y con fecha 31 de octubre de 2008 la de REE (folios 547-575).
3. Con fecha 17 de diciembre de 2008 la DI solicitó a GAS NATURAL SDG, S.A. (GAS NATURAL), NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A. (NGS), ENDESA, S.A. (ENDESA), UNIÓN FENOSA, S.A. (UF), E.ON ESPAÑA (E.ON), HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. (HC), IBERDROLA, S.A. (IBERDROLA), ELÉCTRICA DE LA RIBERA DEL EBRO, S.A., y BIZKAIA ENERGÍA, S.L., información relativa a su estructura societaria y a la estructura de su parque de generación (folios 576-625). La contestación a estos requerimientos de información tuvo entrada en la CNC en las siguientes fechas: la de NGS el 26 de diciembre de 2008 (folios 646-649), la de BIZKAIA ENERGÍA, S.L. el 30 de diciembre de 2008 (folios 662-664), la de IBERDROLA el 2 de enero de 2009 (folios 665-699), la de ENDESA el 7 de enero de 2009 (folios 700-740), la de GAS NATURAL (folios 741-745), la de UF (folios 746-793) y la de E.ON (folios 794-800) el 9 de enero de 2009 y finalmente el 16 de enero de 2009 se recibieron las respuestas de HC y ELECTRICA DE LA RIBERA DEL EBRO, S.A. (folios 801-817).
4. El 8 de abril de 2009 la DI requirió a OMEL (folios 818-822) y a REE (folios 823-828) para que actualizasen la información remitida en respuesta a los requerimientos de fecha 10 de octubre de 2008 y para que facilitasen información complementaria. La contestación de OMEL al mencionado requerimiento de información, tuvo entrada el 20 de abril de 2009 (folios 917-1.152) y la contestación de REE el 24 de abril de 2009 (folios 1.154-1.314).
5. En la misma fecha de 8 de abril de 2009 la DI solicitó información relativa los ingresos percibidos por contratación bilateral de energía eléctrica de cada una de sus centrales a E.ON (folios 829-832), ENDESA (folios 833-836), HC (folios 837-840), BIZKAIA ENERGÍA, S.L. (folios 841-844), GAS NATURAL (845-848), NGS (folios 849-852), UF (folios 853-856) e IBERDROLA (folios 857-860). La respuesta de BIZKAIA ENERGÍA, S.L., tuvo entrada (folios 1.315-1.319) con fecha 22 de abril de 2009, la de UF (folios 1.326-1.339) con fecha 29 de abril de 2009 y la de ENDESA (folios 1.379-1.400) con fecha 5 de mayo de 2009. Con fecha 30 de abril de 2009 tuvieron entrada las contestaciones de NGS (folios 1.340-1.342), HC

(folios 1.343-1.346), GAS NATURAL (folios 1.347-1.350), IBERDROLA (folios 1.351-1.354), E.ON (folios 1.355-1.358) y HC (folios 1.367-1.370). Posteriormente tuvieron entrada escritos complementarios de contestación: GAS NATURAL (folio 1.375) con fecha 5 de mayo de 2009; NGS (folios 1.376-1.378) con fecha 6 de mayo de 2009; HC (folios 1.401-1.404) con fecha 8 de mayo de 2009; E.ON (folios 1.405-1.408) con fecha 11 de mayo de 2009.

6. Con fecha 13 de abril de 2009 la DI requirió información a la Comisión Nacional de la Energía (CNE) (folios 861-863), acerca de la demanda zonal de energía eléctrica. La contestación a este requerimiento tuvo entrada con fecha 30 de abril de 2009 (folios 1.359-1.366).
7. Con fecha 1 de octubre de 2009, la DI de conformidad con lo establecido en artículo 49.1 de la LDC acordó incoar expediente sancionador (folios 1.413-1.418), por conductas prohibidas en los artículos 1 y 6 de la Ley 16/1989, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, y en los artículos 1 y 2 de la LDC contra IBERDROLA, S.A, ENDESA, S.A., E.ON ESPAÑA S.L., GAS NATURAL SDG, S.A, HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., C.T. ACECA, NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A., ELCOGAS y ELECTRABEL ESPAÑA, S.A. Asimismo al amparo de lo dispuesto en el artículo 29 del Reglamento de Defensa de la Competencia, aprobado por Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero (en adelante RDC), la DI acordó acumular a este expediente S-0104/08, las actuaciones seguidas bajo las referencias DP 07/05, 2600/05 CNE/EMPRESAS DEL SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA, 2773/07 IBERDROLA, 2647/05 VIESGO, 2719/06 AUTOGENERADORES, S-0071/08 IBERDROLA/ELECTRABEL y S-0142/09 CENTRAL TÉRMICA GICC ELCOGAS,
8. Con fecha 5 de Octubre de 2009 la DI solicitó la siguiente información a REE (folios 3929-3937):
 - Información pormenorizada sobre la frecuencia, tipo, causas, días, periodos horarios, de las restricciones técnicas para las zonas de Aragón en 2007, Asturias en 2008, Huelva, Levante Norte y Levante Sur en el periodo 2004-2007 y Campo de Gibraltar, Cataluña, Centro, Centro Sur y Galicia Norte en el periodo 2004-2008 y características de las centrales de cada zona.
 - Información relativa a solicitudes realizadas por distribuidores a REE de conexión de centrales concretas para solucionar restricciones técnicas en la red de distribución y de programación de potencia adicional de la zona sin especificar una central concreta.
 - Información relativa a las restricciones técnicas a la que tengan acceso los operadores.

- Previsión de demanda nacional publicada por REE antes de la casación y demanda nacional efectivamente realizada.
 - Para cada central de la zona, detalle diario de la energía programada por restricciones a subir y a bajar y de los ingresos percibidos en cada caso.
 - Para cada central de la zona, detalle diario de la energía programada en regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos y los ingresos percibidos en cada caso.
9. Con fecha 27 de noviembre de 2009 tuvo entrada en la CNC la respuesta de REE a dicho requerimiento (folios 7.589-10.909). Con fecha 7 de diciembre de 2009 tuvo entrada escrito de corrección de la información aportada (folios 10.910-11.968). La versión no confidencial del escrito original (folios 11.976-11.995) tuvo entrada el 17 de diciembre de 2009.
10. Con fecha 5 de Octubre de 2009 la DI solicitó a OMEL (folios 3.938-3.944), la siguiente información diaria para cada una de las centrales objeto de incoación:
- El precio medio ponderado de su oferta al mercado diario (PMP).
 - Si dicho PMP es el resultante de la oferta considerada como simple o como compleja.
 - Si la oferta fue casada o no.
 - El precio medio ponderado del mercado diario (PMD).
 - El precio medio ponderado de los mercados intradiarios (PMI).
 - Energía comprometida por la central en procesos anteriores al mercado diario
 - Energía casada por la central en mercado diario e ingresos obtenidos en este mercado.
 - Energía programada para la central en restricciones técnicas e ingresos obtenidos en restricciones técnicas (hasta la fecha en que la liquidación de los mismos pasa a ser realizada por el operador del sistema).
 - Energía casada por la central en mercados intradiarios e ingresos obtenidos en estos mercados.
 - Sobrecoste de que la central haya funcionado por restricciones técnicas.
11. Asimismo la DI requirió a OMEL en qué día de cada año cada grupo cumplió el requisito de funcionar 480 horas para tener derecho al cobro por garantía de potencia hasta su sustitución por los pagos por capacidad.

También se solicitó información relativa a los pagos percibidos por cada una de estas centrales por garantía de potencia y pagos por capacidad. Finalmente, se solicitó que se explicaran (i) el reparto entre las unidades de adquisición y los consumos afectos a los contratos bilaterales del sobrecoste de las restricciones técnicas y (ii) los efectos sobre el pool de la percepción por parte de algunas empresas de costes de transición a la competencia.

12. La respuesta de OMEL tuvo entrada en la CNC el 27 de octubre de 2009 (folios 4.296-4.307) y con fecha 24 de noviembre de 2009 tuvo entrada contestación complementaria (folios 7.545-7.556).
13. Con fecha 27 de octubre de 2009 la DI requirió a: CENTRAL TÉRMICA DE ACECA C.B. (ACECA); ELCOGÁS S.A. (ELCOGÁS); GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA S.A.U. (GDF), NGS, E.ON; HC, ENDESA y GAS NATURAL (folios 4.324-4.443) para que aportaran la siguiente información:
 - Cantidad de energía en términos netos adquirida por su distribuidora en: mercado diario, mercados intradiarios, desvíos, contratación bilateral (con entrega física) intragrupo, contratación bilateral (entrega física) extragrupo, otras formas de contratación y costes de adquisición de la misma.
 - Cantidad de energía en términos netos adquirida por su comercializadora en: mercado diario, mercados intradiarios, desvíos, contratación bilateral (con entrega física) intragrupo, contratación bilateral (entrega física) extragrupo, otras formas de contratación y coste de adquisición de la misma.
 - Cantidad de energía generada por contratación bilateral comunicada al Operador del Mercado por las centrales del grupo objeto de incoación e ingresos percibidos por la misma.
 - Solicitudes a REE de (i) conexión de centrales concretas para la resolución de congestiones y (ii) de programación de potencia adicional.
 - Medidas de separación entre actividades reguladas y no reguladas.
 - Relación de las centrales de régimen ordinario del grupo que no fueran 100% de su propiedad, composición de su capital social, cartera de activos de generación de electricidad y régimen de gestión desde 2004 hasta la actualidad.
14. En esta misma fecha la DI solicitó a IBERDROLA (folios 4.308-4.323), la información anterior, así como información más detallada sobre la energía vendida y adquirida entre 2003 y 2007 y los precios de venta y adquisición

de la misma por las unidades de generación, comercialización y distribución.

15. Las contestaciones a los anteriores requerimientos tuvieron entrada en la CNC con fechas 5 de noviembre de 2009 (ELCOGAS, folio 4.506); 16 de noviembre de 2009 (NGS, folios 4.553-4.570); 17 de noviembre de 2009 (E.ON, folios 4.592-5.405; ENDESA, folios 5.406-5.761; IBERDROLA, folios 5.762-5.983; IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A. (IBD), folios 5.984-6.130); 18 de noviembre de 2009 (HC, folios 6.541-6.557; GAS NATURAL, folios 6.558-6.757); y 27 de noviembre de 2009, (ACECA, folio 7.577, HC folio 6.758 y ENDESA folios 6.759-7.017), aportaron escrito de contestación complementario con fecha 20 de noviembre de 2009. El 23 de noviembre de 2009 HC presentó un escrito de contestación complementario adicional (folios 7.018-7.544).
16. Con fecha 21 de enero de 2010 la DI requirió a ENDESA (folios 11.996-12.001) y a NGS (folios 12.002-12.007) para que aportasen información relativa a la estructura empresarial y a la gestión de determinadas centrales. La respuesta de ENDESA (folios 12.008-12.009) tuvo entrada el 22 de enero de 2010 y la de NGS (folios 12.416-12.436) el 11 de febrero de 2010.
17. Con fecha 28 de enero de 2010 se solicitó a ENDESA que aportara los estatutos de ELCOGAS así como los acuerdos de accionistas de que dispusieran (folios 12.010-12.014). Estos documentos fueron aportados el 12 de febrero de 2010 (folios 12.447-12.566).
18. Con fecha 1 de febrero de 2010, a la luz de la información recabada en el curso de la tramitación del expediente, la DI acordó ampliar la incoación del mismo a GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U., IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A., y COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS S.A. (CEPSA), como posible responsable de la conducta de NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A.
19. Con fecha 1 de junio de 2010 y remitidos por la CNE, tuvieron entrada en la DI de la CNC el "Informe sobre la participación en el proceso de resolución de restricciones técnicas de las centrales de San Adrián y Foix, durante los años 2007 y 2008" y el "Informe sobre el funcionamiento de las centrales de ciclo combinado en el proceso de restricciones técnicas durante el periodo 2007-2008", aprobados por el Consejo de Administración de la CNE en su reunión de 20 de mayo de 2010, en la que se acordó remitir copia de los mismos a la CNC. Con fecha 8 de junio de 2010 la DI solicitó a la CNE versión no confidencial de los informes anteriores que tuvieron entrada con fecha 25 de mayo de 2010 (folios 12.915-12.957). La DI, considerando la íntima conexión del contenido de los citados informes con lo analizado en el expediente S-104-08, procedió

a incorporarlos al expediente en aplicación de lo dispuesto en el art. 30 del RDC.

20. Con fecha 14 de junio la DI solicitó información a la CNE relativa a los informes antes citados y a los ingresos, costes y nivel de carga de las centrales objeto de incoación (folios 12.771-12.774). Concretamente se solicitó la siguiente información en relación con los informes:
 - *Explicación sobre las limitaciones medioambientales que afectan a Aceca 1 y Aceca 2.*
 - *Capacidad de las centrales para prever que serán llamadas a resolver restricciones técnicas e información de la que disponen al respecto. Particularmente en el caso de las restricciones por congestiones en la red de distribución y de transporte y en el caso las centrales situadas en la zona de Cataluña, y las centrales San Roque y Santurce 4.*
 - *Incidencia de las restricciones por insuficiencia de reserva a subir en el periodo 2004-2008.*
 - *Momento a partir del cual existe exceso de capacidad en los ciclos combinados.*
21. La DI solicitó asimismo a la CNE información trimestral para el periodo 2004-2008 relativa a los costes medios, los ingresos totales medios, el promedio de carga diaria y la desviación típica de la carga diaria frente al promedio trimestral de carga diaria de cada trimestre de (i) las centrales objeto de incoación, (ii) de centrales comparables a las mismas y de (iii) la media del parque de generación peninsular distinguiendo por tecnologías de generación (gas natural, fuel y carbón).
22. También se solicitó la identificación de centrales con distintos modos de funcionamiento. Por último, se requirió que se señalase si en las zonas de Huelva, Aragón, Galicia Norte y Asturias alguna o algunas de las centrales de la zona es insustituible y necesaria para la resolución de restricciones técnicas.
23. Por constituir la información solicitada un elemento de juicio necesario para dirimir el posible carácter anticompetitivo de las prácticas objeto de investigación, y haciendo uso de la potestad prevista en el artículo 37.1.b) de la LDC, con fecha 16 de junio de 2010 la DI acordó suspender el plazo máximo de resolución del procedimiento hasta su efectivo cumplimiento por el destinatario (folios 12.778-12.779).
24. Con fecha 4 de agosto de 2010 tuvo entrada la versión confidencial del Informe de la CNE (folios 13.056-13.129). Con fecha 14 de septiembre tuvo entrada la versión no confidencial del citado informe, así como las respuestas en soporte electrónico en un formato que permite su lectura

con los sistemas informáticos de la CNC (folios 13.138-13.139), levantándose la suspensión.

25. Con fecha 22 de junio de 2010 tuvo entrada en el registro de la CNC escrito de IBERDROLA, S.A. al Consejo, por el que formula solicitud de recusación de la Vicepresidenta del Consejo. Por Acuerdo de 7 de junio de 2010 el Consejo de la CNC tuvo por presentado el escrito de recusación, pero al no estar el expediente en fase de Consejo, acordó posponer su pronunciamiento y hacerlo con *“carácter previo a que tenga intervención en el procedimiento la Consejera recusada”*. (En pieza separada).
26. Con fecha 25 de junio de 2010 la DI solicitó a OMEL (folios 12.958-12.963) información sobre precios y cantidades en los mercados diarios e intradiarios y la programada para restricciones técnicas de las unidades de oferta de generación de energía eléctrica de régimen ordinario del parque de generación español durante el periodo comprendido entre 2004 y 2008. Esta información, de carácter confidencial, tuvo entrada en la CNC con fecha 14 de julio de 2010 (folios 13.003-13.007).
27. Con fecha 29 de junio de 2010 tuvo entrada escrito de aclaración por parte de GDF SUEZ de que Electrabel España y GDF Suez Energía España, son una única sociedad habiendo sido la primera denominación sustituida por la segunda (folios 12.970-12.971).
28. Con fecha 9 de julio de 2010 la DI solicitó a REE (folios 12.987-12.993) determinada información sobre la energía programada por restricciones técnicas para cada una de las centrales de régimen ordinario que componen el parque de generación español (incluidas las centrales hidráulicas), con información de la tecnología, el sujeto titular y la potencia máxima incorporada en la Base de Datos del OS, en el periodo comprendido entre 2004 y 2008. Información sobre las unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulicas (UGH), así como en qué medida éstas unidades son aptas para resolver RRTT y son sustitutivas de las centrales térmicas de la zona, particularmente en las zonas de Galicia Norte, Asturias, Aragón, Cataluña, Levante Norte, Levante Sur, Centro, Centro Sur, Huelva y Campo de Gibraltar. La respuesta de REE tuvo entrada en la CNC el 30 de julio de 2010 (folios 13.018-13.055).
29. Con fecha 30 de noviembre de 2010 la Directora de Investigación solicitó al Director General de Política Energética y Minas la Orden Ministerial por la que se sancionaba a Iberdrola Generación, S.A., responsable de una infracción grave como consecuencia de la manipulación fraudulenta tendente a alterar el precio de la energía eléctrica (folio 13.301), que tuvo entrada con fecha 20 de diciembre de 2010 (folios 13.427-13.444).

30. Con fecha 17 de diciembre de 2010 se acordó el desglose de las actuaciones referidas a la actuación de IBERDROLA en 2006, denunciada por ACOGEN, del expediente S/0104/08 al expediente S/0319/10, así como la incorporación de información al mismo (folios 13.303-13.308). Este acuerdo fue notificado a las partes concediéndoseles un plazo de 5 días para la presentación de alegaciones (folios 13.311-13426 bis). Con fecha 22 de diciembre de 2010 tuvieron entrada las alegaciones de GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U (folios 13.451-13.473) y con fecha 23 de diciembre de 2010 las de IBERDROLA DISTRIBUCIÓN, S.A. (folios 13.476-13.485) y las de IBERDROLA, S.A (folios 13.486-13.502).
31. Con fecha 27 de diciembre de 2010 tuvo entrada en el registro de la CNC escrito de IBERDROLA, S.A. al Consejo, por el que formula solicitud de recusación del Presidente de la Comisión Nacional de la Competencia. Por Acuerdo de 7 de febrero de 2011 el Consejo de la CNC tuvo por presentado el escrito de recusación, pero al no estar el expediente en fase de Consejo, acordó posponer su pronunciamiento y hacerlo *“con carácter previo a que tenga intervención en el procedimiento el Presidente del Consejo”*. (En pieza separada).
32. El 3 de enero de 2011 la DI solicitó a la CNE el Informe a que se refiere el artículo 17.2 letra d) de la Ley 15 /2007 (folios 1504-1506). El 19 de enero la CNE solicitó una prórroga de 10 días que le fue concedida. Con fecha 2 de marzo de 2011 la DI reiteró la solicitud de Informe a la CNE (folios 14.117-14.120).
33. Con fecha de 5 de enero de 2011 la DI notifica a los interesados el Pliego de Concreción de Hechos, para que en el plazo de 15 días aleguen lo que tengan por conveniente y propongan las pruebas que consideren pertinentes.

La DI concluye en el PCH que *“no ha quedado acreditada la existencia de conductas prohibidas por los artículos 1 y 6 de la Ley 16/1989, ni 1 y 2 de la Ley 15/2007”*, con los siguientes argumentos:

“Por lo que se refiere a la posible infracción del artículo 2 de la LDC de las centrales generadoras, retirando producción del mercado diario o realizando ofertas muy elevadas en el mercado de restricciones, cuando a partir de 2005 se hacían ofertas independientes, en la valoración jurídica del PCH la DI, remitiéndose a la Sentencia del Tribunal Supremo de 27 de enero de 2010 (en adelante STS de 27 de enero de 2010) concluye que, no puede probarse con el rigor exigido por la citada Sentencia que “la realización de ofertas elevadas al mercado diario y/o al mercado de restricciones técnicas por parte de los operadores dominantes en los mercados relevantes constituya un abuso de posición dominante”. La DI sí constata disfunciones desde el

punto de vista de la competencia en el mercado eléctrico en relación con la resolución de las restricciones técnicas”.

En relación con la actuación de las comercializadoras, la DI en el PCH, una vez que ha concluido la no acreditación del abuso de las generadoras considera ocioso analizar la posible concertación de las comercializadoras verticalmente integradas, sin descartar que pueda existir un incumplimiento de la normativa sectorial tendente a manipular y alterar el precio del mercado.

34. Con fecha 14 de enero de 2011 tuvo entrada en la CNC escrito de alegaciones de ELCOGAS al pliego de concreción de hechos (PCH) (folios 13.703-13.706). Con fecha 24 de enero de 2011 han tenido entrada las alegaciones de E.ON (folios 13.765-13.767), CEPSA (folios 13.768-13.782), GDF (folios 13.783-13.813), NGS (folios 13.814-13.818), IBERDROLA (folios 13.819-13.820) y GN (folios 13.821-13.822). Con fecha 21 de enero de 2011 HC presentó alegaciones ante la Delegación de Gobierno de Asturias, que tuvieron entrada en la Dirección de Investigación con fecha 27 de enero de 2011 (folios 13.823-13.824).
35. Conforme a lo previsto en el art. 33.1 del RDC (folio 13.825), con fecha 28 de enero de 2011 la DI procedió al cierre de la fase de instrucción del expediente, notificándolo a los interesados en esa misma fecha (folios 13.826-13.869).
36. Con fecha 10 de febrero de 2011 la DI remitió a las partes la Propuesta de Resolución (PR), a que se refiere el artículo 50.4 de la LDC, proponiendo “*que se declare la no existencia de conductas prohibidas por los artículos 1 y 6 de la Ley 16/1989 ni 1 y 2 de la Ley 15/2007*”, (folios 13.876.14.093).
37. Las alegaciones a la PR tuvieron entrada en la CNC en las siguientes fechas: el 23 de febrero de 2011, E.ON (folios 14.097,14.098); el 28 de febrero de 2011, NGS (folios 14.099-14.101), CEPSA (folios 14.102-14.103), ENDESA (folios 14.104-14.111) e IBERDROLA (folios 14.115-14.116); el 1 de marzo de 2011, HC (folios 14.112-14.114). Todas las partes se muestran de acuerdo con la conclusión de la PR pero algunas de ellas realizan matizaciones sobre el texto.
38. Con fecha 7 de marzo de 2011 tuvo entrada en la CNC informe de la CNE “Informe sobre la actuación en el proceso de resolución de restricciones técnicas de las centrales de carbón en 2009”, de 14 de febrero de 2011 que se incorporó al presente expediente en virtud del art. 30 del RDC, y por su conexión directa con el mismo, (folios 14.121-14.147).
39. Con fecha 25 de marzo de 2011 tuvo entrada el informe preceptivo de la CNE a que hace referencia el artículo 17.2 d) de la LDC (folios 14.148-14.160). En esta misma fecha se acordó el levantamiento de la

suspensión que se notificó a los interesados con fecha 28 de marzo de 2011.

40. Con fecha 28 de marzo de 2011 la DI eleva a este Consejo el expediente, acompañado del Informe y Propuesta de Resolución a que se refiere el artículo 50.4. de la LDC y de las alegaciones a la PR.
41. El Consejo de la CNC por Acuerdos de 23 y 25 de mayo de 2011, respectivamente, y de conformidad con el artículo 28.1.a de la LRJ-PAC, acordó desestimar la recusación presentada por IBERDROLA del Sr. Presidente y de la Sra. Vicepresidenta del Consejo, (en pieza separada).
42. Con posterioridad a la remisión del IPR, Iberdrola (29.03.2011), ENDESA (31.03.2011 y 10.05.2011) y HC solicitaron acceso al expediente, en concreto, solicitaron ver el informe de la CNE recibido el 25 de marzo de 2011. Con fecha 2 de junio de 2011 y una vez resueltas por el Consejo las recusaciones del Sr. Presidente y de la Sra. Vicepresidenta del Consejo, se remitió a las partes copia de la versión no confidencial del Informe de la CNE.
43. El Consejo finalizó sus deliberaciones y resolvió sobre este expediente en su sesión de 23 de agosto de 2011.
44. Son partes interesadas en este expediente,
 - IBERDROLA, S.A.,
 - ENDESA, S.A.,
 - GAS NATURAL SDG, S.A.,
 - HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.,
 - E.ON ESPAÑA S.L.,
 - C.T. ACECA, COMUNIDAD DE BIENES
 - NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A.,
 - GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.,
 - CT GICC de ELCOGAS,
 - COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS, S.A.
 - ACOGEN.

HECHOS PROBADOS

Conforme al Pliego de Concreción de Hechos formulado por la DI, el Consejo considera los hechos que se transcriben a continuación fidedignos y relevantes para la Resolución de este expediente.

A) LAS PARTES

A continuación se recoge la descripción que contiene el Informe y Propuesta de Resolución de la DI sobre las empresas que son parte en el presente expediente sancionador.

A.1 IBERDROLA

1. El Grupo Iberdrola es un grupo energético español, con presencia internacional. Tradicionalmente presente en el sector eléctrico, desde 2001 actúa también en el sector gasista. El Grupo Iberdrola desarrolla distintas líneas de negocio dentro del mercado eléctrico, tales como producción, distribución, y comercialización así como, desde el 1 de julio de 2009, el suministro de último recurso.
2. IBERDROLA, S.A. es la empresa cabecera del Grupo Iberdrola y realiza, entre otras, la actividad de comercialización de energía eléctrica y de gas natural.
3. Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A. forma parte del Grupo Iberdrola y se dedica a la distribución de energía eléctrica. Tiene sede en Bilbao y opera sus redes mayoritariamente en Castilla y León, Castilla-La Mancha, Madrid, Comunidad Valenciana, Murcia, Navarra y País Vasco.
4. Iberdrola Generación, S.A. forma parte del Grupo Iberdrola y se dedica a la generación de energía eléctrica y a la comercialización de electricidad y gas natural. La potencia instalada en España en régimen ordinario ascendió a 20.048 MW (2009). Son activos de generación pertenecientes a Iberdrola Generación, según su página web, las centrales de ciclo combinado Arcos de la Frontera 1, 2 y 3, Aceca 3, Castellón 3 y Tarragona Power. También pertenecen a su cartera de generación las centrales de carbón Lada 1 y 2, las centrales de fuel gas Escombreras 4 y 5 y Aceca 1 y 2 así como las hidráulicas La Muela y la Unidad de Gestión Hidráulica Tajo Generación. Todas estas centrales son propiedad de Iberdrola al 100% salvo Aceca 1 y 2, de las que es propietaria al 50%, a través de su participación en Central Térmica de Aceca, Comunidad de Bienes.

A.2 ENDESA

5. El Grupo Endesa desarrolla distintas líneas de negocio dentro del mercado eléctrico, tales como producción, distribución y comercialización de energía eléctrica así como el suministro de último recurso desde el 1 de julio de 2009. La matriz del grupo es ENDESA, S.A., que realiza actividades de producción y comercialización de energía eléctrica. Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. (Endesa Distribución) es una sociedad del grupo dedicada a la distribución de energía eléctrica.

6. Endesa Generación, S.A. es la sociedad perteneciente al Grupo Endesa que concentra los activos de generación de energía eléctrica y minería. Al cierre de 2008, la potencia instalada de ENDESA en España ascendía a 21.949 MW en Régimen Ordinario (Informe Anual 2008).
7. Forman parte de los activos de generación del grupo: las centrales de ciclo combinado Colón 4, San Roque 2, Tarragona (adquirida por E.ON el 26 de junio de 2008), Besós 3; las centrales de carbón Puentes García Rodríguez 1, 2 y 3; las centrales de fuel Colón 2 y 3, San Adrián 1 y 3 y Foix; y la Unidad de Gestión Hidráulica Estang. Sallente. Turb.

A.3 GAS NATURAL

8. Gas Natural SDG, S.A., es la sociedad cabecera del GRUPO GAS NATURAL FENOSA, compañía multinacional en el sector del gas y la electricidad. Tras el reciente proceso de adquisición del grupo Unión Fenosa (C0098/08 Gas Natural-Unión Fenosa), éste ha pasado a formar parte del Grupo Gas Natural que compite en los distintos mercados de ambos sectores, gas y electricidad.
9. Forman parte de su cartera de generación las centrales de ciclo y combinado: San Roque 2, Besós 4, Plana del Vent 1 y 2, Aceca 4, Sabón 3, Palos 1, 2 y 3, Sagunto 1, 2 y 3; de fuel Aceca 1 y 2; de carbón Sabón 1 2 y la unidad de Gestión Hidráulica UF-Tajo.

A.4 HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.

10. Las líneas de negocio del Grupo Hidrocantábrico comprenden todas las actividades propias del sector eléctrico: generación, distribución, comercialización y recientemente también el suministro de último recurso. Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., es la matriz del grupo Hidrocantábrico, que, a su vez, se integra en el grupo de Energías de Portugal, S.A. (EDP). HC Energía cuenta con 3.421 MW de potencia instalada en Régimen Ordinario. Dentro de su cartera de activos de generación de HC energía se encuentran las centrales de carbón Aboño 1 y Soto de la Ribera 2.

A.5 E.ON ESPAÑA, S.L

11. E.On España opera en los mercados de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como el suministro de último recurso y a su vez se integra en E.On AG, matriz del Grupo E.On con sede en Düsseldorf.
12. Cuenta con un parque instalado de 4.600 MW en sus plantas ubicadas en Andalucía, Aragón, Asturias, Cantabria, Castilla-la Mancha, Castilla y León y Cataluña. Forman parte de sus activos de generación la central hidráulica de Aguayo, las centrales de carbón de Puentenuevo y

Puertollano y las centrales de Algeciras 1 y 2, Los Barrios y a partir de un determinado día Tarragona.

A.6 CENTRAL TÉRMICA DE ACECA, COMUNIDAD DE BIENES

13. Es participada al 50% por Unión Fenosa (actualmente Gas Natural Fenosa) y 50% Iberdrola (Iberdrola, folio no confidencial 5.922). Corresponden a esta comunidad de bienes las centrales de fuel Aceca 1 y 2. Las decisiones sobre programación y gestión ordinaria de la central correspondieron en 2004 a Unión Fenosa y a Iberdrola desde 2005 hasta 2008, (Iberdrola, folio no confidencial 5.924-5.925).

A.7 NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A.

14. Es la sociedad creada por CEPSA y Unión Fenosa, (participada al 50% por cada una de ellas), para gestionar la central eléctrica de ciclo combinado a gas Campo de Gibraltar, grupos 1 y 2, situada en los terrenos de la refinería "Gibraltar-San Roque" de CEPSA. Esta central suministra vapor de agua a la refinería "Gibraltar-San Roque".

A.8 GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U.

15. Con fecha 15 de octubre de 2009 tuvo entrada en la Dirección de Investigación escrito de GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U., informando de que la entidad ELECTRABEL ESPAÑA, S.A.U., cambió su denominación social, en fecha 20 de abril de 2009, a GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U. adjuntando copia de la escritura. La central Castelnou pertenece a sus activos de generación. Esta compañía forma parte del Grupo GDF Suez, compañía energética verticalmente integrada con sede en Francia.

A.9 ELCOGAS, S.A.

16. Elcogas, S.A., fue constituida el 8 de Abril de 1992 como Sociedad Anónima cuyo objetivo era el desarrollo del proyecto, construcción y explotación de una Central tipo GICC (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado), en Puertollano (España). Esta central está basada en tecnología europea y permite alimentar con gas sintético (modo de funcionamiento GICC) o gas natural (modo de funcionamiento CCGN) a la turbina de gas del ciclo combinado.

A.10 COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS, S.A. (CEPSA)

17. CEPSA es un grupo industrial cuyo núcleo de actividad es el refino de petróleo y la comercialización de sus derivados. Dispone de un área petroquímica, en alta integración con la de refino y desarrolla otras actividades complementarias y relacionadas con su ámbito de actuación,

como son la exploración y producción de hidrocarburos, el gas natural y la electricidad. Participa al 50% en Nueva Generadora del Sur que gestiona la central de ciclo combinado Campo de Gibraltar.

A.11 ACOGEN

18. La Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica que pasó a denominarse Asociación Española de Cogeneración (Acogen), agrupa a empresas que representan aproximadamente al 50% de la industria cogeneradora española. Se integran en la misma otras asociaciones y federaciones de industrias como FEIQUE (industria química), ASPAPEL (papelera), HUMAIZ e HISPALYT (ladrillo y teja), así como un centenar de empresas industriales a título individual.
19. Dentro de los objetivos de la asociación se encuentran el fomento de la autogeneración, la defensa de los intereses de las empresas que autogeneran y asegurar un marco legal y administrativo estable y claro que permitan el desarrollo de la autogeneración en España (folios 3.459 y 3.460, 4.107).

B) EL PROCESO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (en adelante RRTT)

A continuación se recoge una descripción del contexto en que se desarrollan las conductas analizadas en este expediente por las empresas de generación y comercialización de electricidad.

20. Las conductas objeto de investigación se enmarcan en el sector eléctrico y, más concretamente, en el llamado proceso de resolución de restricciones técnicas dentro del mercado mayorista de producción de energía eléctrica, que ha sido ampliamente desarrollado en numerosos precedentes, entre otros, Resoluciones del TDC en los expedientes 552/02 Empresas Eléctricas, 601/05 Iberdrola Castellón y 602/05 Viesgo Generación, y del Consejo de la CNC, en los expedientes 624/07 Iberdrola, 625/07 Gas Natural, la Resolución del Consejo de la CNC de 28 de julio de 2008 y el Informe de la Dirección de Investigación en el expediente C/0098/08 GAS NATURAL/UNIÓN FENOSA.

El periodo investigado va desde el año 2004 al año 2008, y en el mismo han sido de aplicación sucesivamente dos regulaciones distintas en la resolución de las restricciones técnicas como se explica a continuación.

Procedimientos de Resolución de las RRTT en el periodo analizado

21. En el periodo investigado 2004-2008 se sucedieron dos tipos de regulación para la solución de las RRTT. Hasta la entrada en vigor el 31

de mayo de 2005 del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre (BOE 24.12.2004), por el que se modifica el procedimiento de resolución de las restricciones técnicas, el precio a que se retribuía el KW de la energía producida para resolver las RRTT, era el precio a que se había ofertado en el mercado diario. A partir de dicha fecha los productores de energía que participen en el proceso de resolución de RRTT, pueden hacer ofertas específicas para el mismo al Operador del Sistema, y el precio al que se les retribuye, es por tanto el de dicha oferta.

Este Consejo hacía la siguiente descripción del funcionamiento del mercado eléctrico y de los procedimientos de la resolución de las RRTT hasta la entrada en vigor en el año 2005 del Real Decreto 2351/2004, en los Fundamentos Terceros de sus Resoluciones de 28 de diciembre de 2006, en el expediente 602/05 VIESGO GENERACION, y 25 de abril de 2008, expediente 625/07, Gas natural:

“TERCERO.- El mercado eléctrico español es un mercado regulado y organizado, con un funcionamiento complejo, en el que se realizan los intercambios a través de un sistema institucional, por lo que, antes de analizar el comportamiento de la empresa en el mismo, parece oportuno describir las reglas que lo regían en el momento de los hechos, y en particular los mecanismos de solución de restricciones técnicas (RRTT).

1. *Las normas fundamentales que regulaban en el momento de los hechos (con posterioridad se han introducido modificaciones, algunas de las cuales afectan al mecanismo de solución de restricciones técnicas), el funcionamiento del mercado eléctrico eran las siguientes:*
 - *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico rige, (BOE 28.11.1997).*
 - *Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica (BOE 27.12.1997).*
 - *Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997 (BOE 31.12.1997).*
 - *Resolución de 5 de abril de 2001, Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se aprueban las “Reglas de Funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica” (BOE 20.04.2001)*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, recoge en su exposición de motivos que su fin básico es, “establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible,...”. Y añade que, “...en la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho de la libre instalación y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia”.

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico adjudica al “operador del mercado” las funciones de gestión económica del mercado

de producción y al “operador del sistema” las funciones de la gestión técnica del sistema.

El mercado de producción de energía eléctrica se define como “el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía”

2. *El funcionamiento de la parte organizada del mercado de producción de energía eléctrica, en la que se cruzan ofertas y demandas de electricidad, está recogida en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que establece las condiciones de acceso de los agentes; fija las normas básicas de funcionamiento, y crea la infraestructura institucional necesaria. Este Real Decreto atribuye a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad. S.A. (OMEL), las funciones del “operador del mercado”; y a Red Eléctrica de España S.A. (REE), las funciones del “operador del sistema”. El Real Decreto entró en vigor el 1 de enero de 1998, y era la norma vigente en el momento de los hechos objeto de este expediente.*
3. *Las primeras “Reglas de Funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica” se aprobaron en 1998, junto con el “Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica” cuyo objeto es la determinación de las funciones, responsabilidades, derechos y obligaciones que se derivan para los agentes del mercado, el operador del mercado y el operador del sistema en el mercado de producción de energía eléctrica. El Contrato de Adhesión se ha mantenido pero las Reglas de funcionamiento se han ido modificando, siendo las vigentes en el momento de los hechos las citadas en el punto 1, de 5 de abril de 2001.*
4. *De acuerdo con la normativa anterior, el mercado organizado (pool eléctrico) se estructura en “mercado diario de producción”, “mercado intradiario” y “mercado de servicios complementarios”. Además para resolver los problemas técnicos que se plantean para la cobertura de la demanda en cada punto, los operadores del mercado (OMEL Y REE) tras el mercado diario proceden al ajuste en la denominada solución de restricciones técnicas.*
5. *Las fases del mercado mayorista, que se desarrollan secuencialmente, son: el mercado diario, solución de restricciones técnicas, mercado intradiario, servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos. Aunque en principio se trata de sesiones independientes, la utilización de las mismas unidades de producción en ellas hace que exista una relación estrecha entre todas.*
6. *El mercado diario, que es el principal y básico, es aquél en el que los agentes, habilitados para ello, realizan las transacciones de compra y venta correspondientes a la producción y al suministro de energía para el día siguiente, distribuido por periodos de horas naturales.*

Los operadores en el mercado de producción son:

- Como vendedores, los productores de electricidad (empresas generadoras) del régimen especial u ordinario, los comercializadores (que dispongan de energía adquirida a agentes externos o a productores del régimen especial) y los agentes externos (importaciones de electricidad).
- Como compradores, los distribuidores, los comercializadores (venta en el mercado liberalizado), los consumidores cualificados y los agentes externos (exportaciones de electricidad).

Los productores, agentes externos y consumidores cualificados pueden optar por acudir al mercado organizado o pool eléctrico, presentando ofertas económicas, o firmar y ejecutar contratos bilaterales físicos. Como contraprestación por ofertar al mercado organizado, a los productores se les retribuye en concepto de garantía de potencia (capacidad instalada disponible). Tienen derecho al cobro por este concepto los productores de energía eléctrica del régimen ordinario que estén obligados a presentar ofertas al mercado de producción siempre que acrediten un funcionamiento mínimo de cuatrocientas ochenta horas anuales a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga.

En este mercado organizado, el día anterior al de generación (día D-1), cada agente generador realiza sus ofertas de venta, en precio y cantidad para cada período horario y para cada unidad de generación. La agregación y ordenación según precios crecientes de todas las ofertas de venta configura la curva de oferta agregada del sistema. A su vez, los demandantes de energía eléctrica presentan sus ofertas de compra con expresión de un precio y de una cantidad de energía para cada período horario. De igual manera, la agregación de estas ofertas de compra forma la curva de demanda agregada del mercado.

No nos vamos a extender en el tipo de ofertas económicas que los vendedores pueden presentar al mercado diario, sólo mencionar que éstas pueden ser “ofertas simples” u “ofertas complejas”, siendo estas últimas aquellas que incorporan unas condiciones adicionales al precio y cantidad ofrecida que deberán ser tenidas en cuenta en la casación, y que pueden ser la obtención de unos ingresos mínimos en el día, por debajo de los cuales no se acepta la casación, o la no divisibilidad de la oferta realizada u otras condiciones técnicas.

El “operador de mercado” cerrado el plazo de presentación de ofertas de venta y de compra de energía, procede a la casación por períodos de programación, para cada una de las 24 horas del día siguiente (día D), partiendo de la oferta más barata hasta cubrir la demanda. La casación, realizada mediante un proceso de iteración que tiene en cuenta distintas condiciones y situaciones, da como resultado el precio marginal para cada período horario de programación y la energía que corresponde a cada unidad de producción y de adquisición.

Una vez realizada la casación el “operador del mercado” comunicará el resultado al “operador del sistema” y a los agentes que hayan intervenido

en el mercado, hubieran casado o no, y una vez incorporada la energía procedente de los contratos bilaterales físicos nacionales y los internacionales suscritos por REE, se determina el denominado “programa diario base de funcionamiento” (PDBF) (ver Resolución de 5 de abril Regla 10).

Conocido el PDBF el “operador del sistema” (REE) evaluará si se respetan los requisitos de seguridad y fiabilidad del suministro y determinará las “restricciones técnicas” que puedan afectar a su ejecución.

7. El propio Real Decreto 2019/1997 define en su artículo 12 que se entiende por restricciones técnicas, siendo la definición vigente en el momento de los hechos (modificada en 2004 por el RD 2351/2004) de este expediente la siguiente:

“cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad que se determinen reglamentariamente y a través de los procedimientos de operación”.

La resolución de las restricciones técnicas está encomendada a los dos operadores y para ello prevé el Real Decreto que el operador del sistema, REE, “acordará con el operador del mercado (OMEL) la retirada de la casación de las ofertas de venta que sean precisas y la entrada de otras ofertas presentadas en dicha sesión, respetando el orden de precedencia económica. Las unidades de producción que hubieran de entrar en funcionamiento como consecuencia de las citadas restricciones técnicas percibirán por su energía la retribución que corresponda por la oferta que hubieran presentado para aquellos periodos de programación en que funcionen.

Y la Resolución de 5 de abril dice que, “Dado que la solución de las restricciones técnicas constituye una alteración no deseable del mercado, los criterios aplicados por el Operador del Sistema y el Operador del Mercado están orientados a minimizar el impacto de la solución sobre el resultado de la casación y el sobrecoste derivado de dicha solución.

La resolución del problema de restricciones técnicas se lleva a cabo por tanto a través de un procedimiento acordado entre el Operador del Sistema y el Operador del Mercado. Este procedimiento presenta, entre otras, las siguientes características:

- Las unidades que participan en la solución de restricciones técnicas son las de producción.
- La retirada o entrada de ofertas sobre el PDBF se hace sobre la base de las ofertas presentadas al mercado diario. Por tanto, se utiliza la misma oferta para determinar la casación del mercado diario y para solventar las restricciones técnicas que aparezcan.
- El procedimiento está dividido en dos fases, en función del operador que las lleva a cabo.

1º El Operador del Sistema, recibido el PDBF del operador del mercado, determina la energía que es necesario retirar o incorporar para resolver las restricciones y envía al Operador del Mercado las unidades de producción cuyas producciones tengan que ser incorporadas o retiradas de la casación y las unidades de producción que tengan limitada la capacidad de ser modificadas del PDBF.

2º El Operador del Mercado, a continuación procede a retirar e incorporar las ofertas señaladas por el Operador del Sistema y a modificar el resultado de la casación hora por hora, de forma que se respete el equilibrio entre producción y demanda de energía en todas las horas, de conformidad con la información enviada por el operador del sistema.

La resultante de esta actuación será el "programa diario viable" (PDV). (Ver Resolución 5 de abril de 2001, Regla 11).

Dado su relevancia para el expediente se destaca que, en el momento de los hechos, para resolver las restricciones técnicas, los dos operadores, el del mercado y el del sistema, de común acuerdo, debían recurrir a las ofertas presentadas en el mercado diario por orden de precedencia económica empezando por las ofertas más bajas, y retribuir las al precio que habían ofertado al diario. Por tanto aunque la sesión del mercado de restricciones técnicas es independiente de la del mercado diario existía una fuerte relación entre ambas, pues se trataba de los mismos agentes y las mismas ofertas. Posteriormente se ha modificado la sistemática de la resolución de las restricciones técnicas, realizándose ahora ofertas específicas para el mercado de restricciones técnicas distintas de las del diario. (Ver Reales Decretos 2351/2004, de 23 de diciembre y 1454/2005, de 2 de diciembre).

8. Cuestión importante a los efectos del expediente es la retribución que reciben las unidades implicadas en el ajuste de solución de restricciones:

- Las unidades de producción retiradas no reciben remuneración alguna, ya que se realiza una rectificación de la anotación en cuenta del mercado diario calculada como el producto de la energía retirada valorada al precio marginal correspondiente.
- Las unidades que finalmente producen para resolver las restricciones técnicas son remuneradas al precio de su oferta más elevada al mercado diario y no al precio marginal resultado de la casación. Se les retribuye por el precio de la oferta, simple o compleja, que suponga una mayor retribución para el vendedor.
- En los casos en los que el precio tenga en cuenta las condiciones de la oferta compleja, se comprueba la condición de ingresos mínimos de aquellas unidades que hayan debido arrancar como consecuencia de este proceso de ajuste. El término fijo de la oferta compleja se retribuye tantas veces como el grupo deba arrancar para la solución de restricciones.

La diferencia entre el precio de la oferta que resuelve restricciones y el precio marginal del mercado diario genera un sobrecoste, que es satisfecho por todos los compradores del mercado diario y por aquellos que adquieran energía a través de los contratos bilaterales físicos, proporcionalmente a la energía eléctrica casada en el mercado diario o comunicada, en el caso de contratos bilaterales físicos.

- 9. Una vez determinado el PDV, se abre la fase del mercado intradiario, un mercado de ajustes sobre el PDV al que pueden acudir, como demandantes y oferentes, las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos que tengan la condición. El resultado de cada sesión del mercado intradiario es el Programa Horario Final, (en adelante, PHF).*
- 10. Finalmente, el equilibrio físico en la red entre la producción y el consumo de electricidad en cada momento, sobre la base de los resultados del mercado, se realiza por el Operador del Sistema, mediante la aplicación de servicios complementarios. Estos servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.*

Importa recoger aquí algunos de las previsiones normativas de la Resolución de 5 de abril de 2001, sobre información disponible en el sistema y en el mercado en el momento de los hechos:

Regla 11.- "A efectos de información, el operador del sistema, de forma actualizada y permanente, y en cualquier caso con carácter previo a la casación del mercado diario, pondrá a disposición de cada uno de los agentes la información sobre la situación del sistema de generación-transporte correspondiente a sus unidades de producción o adquisición, señalando aquellas situaciones susceptibles de crear restricciones, de conformidad con las Normas de Procedimientos de operación correspondientes. Dicha información sobre la situación del sistema generación-transporte se pondrá simultáneamente a disposición del operador del mercado en su totalidad. Asimismo, el operador del sistema pondrá a disposición de los agentes y del operador del mercado, de forma actualizada permanentemente, la información sobre la capacidad máxima de intercambio de energía en cada dirección con cada uno de los sistemas eléctricos..."

Regla 24: "Comunicación a los agentes del mercado de las informaciones relativas a sus unidades de producción o adquisición, que el operador del sistema haya puesto de manifiesto al operador del mercado, sobre el estado de la red, de la disponibilidad de sus unidades de producción y situación de la posibles restricciones técnicas, antes de inicio de la sesión de contratación.

Asimismo es relevante recoger que cuando en 2004 se modifica el procedimiento de restricciones técnicas por Real Decreto 2351/2004, en el

anexo que recoge el nuevo procedimiento introduce una disposición dando poderes para un adecuado seguimiento y control de las actuaciones para evitar problemas de competencia cuando dice, en su punto Octavo que "... la Comisión Nacional de la Energía, en el ejercicio de la función podrá solicitar la información que considere necesaria. Cuando detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia lo pondrá en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia, y aportará todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos".

En todo caso recordar aquí que, con las normas vigentes en el momento de los hechos, el agente que no casaba su energía en el mercado por ser su precio superior al precio de casación, si era llamado a resolver restricciones técnicas, por la energía que aportase para resolver las restricciones era remunerado al precio de su oferta al mercado diario."

- 22.** A partir de 31 de mayo de 2005, y de acuerdo con el citado Real Decreto 2351/2004, las ofertas para resolver las RRTT no son las realizadas al mercado diario, sino que son específicas para el proceso de solución de las RRTT. La DI hace la siguiente descripción del proceso en los párrafos 109 y siguientes del Informe y Propuesta de Resolución:

"Regulación actual

- 109. Este marco regulatorio cambia con la aprobación del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico (BOE 24/12/2004) que entró en vigor el 31 de mayo de 2005. Este Real Decreto introduce varias modificaciones sustanciales relativas a la remuneración del servicio, que pasa a basarse en ofertas específicas en lugar de emplearse las ofertas al mercado diario, a la asignación del sobrecoste que genera y a la liquidación.*
- 110. En cuanto a la primera de estas modificaciones sustanciales, los agentes productores que participen en el proceso de resolución de restricciones técnicas pueden realizar ofertas específicas al Operador del Sistema por este servicio.*
- 111. Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones son las siguientes:*
 - Ofertas de venta de energía.*
 - Los sujetos titulares de unidades que participan en la primera o segunda fase del proceso de resolución de restricciones (que se explican posteriormente) podrán presentar ofertas para aumentar o reducir la energía programada de aquéllas, según sean unidades de venta o adquisición, respectivamente.*
 - Estarán obligados a presentar ofertas de venta los sujetos obligados a presentar ofertas al mercado diario y los titulares de unidades de*

adquisición de bombeo respecto de la energía asignada a ellas en el PDBF.

- *Con carácter general, estas ofertas serán ofertas simples (según se definen para el mercado diario). No obstante, las unidades de producción que representan centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas cuando no hubiesen resultado despachadas en el PDBF (Las ofertas complejas constan de cuatro términos: a) Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora. b) Ingresos por unidad de energía producida. c) Ingresos por arranque frío. d) Ingresos por arranque caliente.)*
 - *Estas ofertas se presentan al operador del sistema, una vez conocido el resultado del mercado diario y antes de conocerse las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento.*
 - *Ofertas de compra de energía.*
 - *Los sujetos titulares de unidades que participan en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones están obligados a presentar al operador del sistema ofertas para la disminución de la energía programada en sus unidades de venta. Los mismos sujetos podrán presentar, respecto de sus unidades de adquisición de bombeo, ofertas para el aumento de la energía programada.*
 - *Estas ofertas son simples y se presentarán una vez conocido el resultado del mercado diario y antes de conocerse las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento.*
112. *Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones se realizan en dos fases diferenciadas, la fase de resolución técnica y la fase de recuadre económico.*
113. *En la primera fase, el Operador del Sistema determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del PDBF, estableciendo las modificaciones del programa necesarias para resolver las restricciones detectadas, así como las limitaciones que afecten a las unidades programadas de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema correspondientes (sin llegar a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda que corresponde a la segunda fase del proceso). En el caso de identificarse restricciones en la evacuación de la producción, el Operador del Sistema establecerá preferentemente un sistema de limitaciones por zona, o un conjunto de unidades de programación.*
114. *En esta primera fase participarán todas las unidades de venta, excepto las que representen importaciones de países no pertenecientes a la Unión Europea. Entre las unidades de adquisición, únicamente participarán en esta fase las correspondientes a unidades de bombeo y,*

cuando no existan otros medios para resolver las restricciones en el sistema de producción español o exista riesgo cierto para el suministro nacional, las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

- *El Operador del Sistema determinará las modificaciones que deben realizarse sobre el PDBF estrictamente necesarias para cumplir los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema. En el caso de que existan varias alternativas de modificación técnicamente equivalentes, se adoptará la de menor coste para el sistema.*
 - *Las disminuciones de energía, tanto vendida como adquirida, respecto al PDBF se considerarán anulaciones del programa correspondiente, y no se generará ningún derecho de cobro u obligación de pago por dicha energía.*
 - *Los aumentos de energía programada y realmente producida sobre el PDBF, serán retribuidos al precio de las ofertas presentadas para este servicio.*
 - *En el caso de utilización de ofertas complejas, se considerará como ingreso por la resolución de restricciones, siempre que efectivamente se produzca la entrega de la energía programada, el importe que resulte inferior entre los siguientes valores:*
 - *El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado por restricciones.*
 - *El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad y deducir de él los ingresos obtenidos por la unidad en los mercados intradiarios en que haya participado. A estos efectos, no se considerarán los arranques que no se hayan efectivamente producido.*
115. *En la segunda fase, el Operador del Sistema realizará las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando, en todo caso, las limitaciones que haya establecido, de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema. En esta fase participarán las unidades de venta y las unidades de adquisición correspondientes a unidades de bombeo.*
- *El Operador del Sistema anulará el programa de generación correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase.*
 - *El Operador del Sistema determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible.*
 - *Si es necesario resolver en esta fase un exceso de demanda, el Operador del Sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de venta recibidas.*

- *Si es necesario resolver en esta fase un exceso de generación, el operador del sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de compra recibidas.*
 - *Las unidades cuyo programa resulte modificado en esta fase devengarán un derecho de cobro o una obligación de pago, según proceda, al precio de la correspondiente oferta presentada y efectivamente asignada.*
116. *En cuanto a la competencia para liquidar derechos de cobro y obligaciones de pago que pudieran derivarse de la solución de las restricciones técnicas que antes correspondía a OMEL, con el nuevo marco regulatorio recae sobre REE en su calidad de Operador del Sistema.”*
23. Tanto el procedimiento anterior a 2005 como el vigente de resolución de las RRTT genera un sobrecoste igual a la energía despachada al precio de oferta multiplicada por la diferencia absoluta entre el precio marginal del mercado diario y el precio que se paga en las RRTT. Este sobrecoste es asumido por la demanda aunque el método de reparto ha variado desde la entrada en vigor del Real Decreto 2351/2004. Desde el 1 de enero de 2004 hasta el 1 de julio de 2005, este sobrecoste era soportado por las unidades de adquisición (exceptuando las de bombeo) y los contratos bilaterales físicos, proporcionalmente a su demanda en el programa base de funcionamiento, esto es, a las unidades de demanda que participan en el mercado diario. A partir del 2 de julio de 2005 con la aprobación de determinadas modificaciones a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica el sobrecoste es soportado por las unidades de adquisición (exceptuando las de bombeo y las unidades cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español), proporcionalmente a su energía medida en barras de central.
24. También es relevante a efectos de valoración de las conductas conocer otras vías por las que los generadores pueden vender su energía con posterioridad al cierre del mercado diario y a la resolución de RRTT, y ser retribuidos por ello. A continuación se describen de forma breve el resto de procesos del mercado mayorista de energía: los mercados intradiarios, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.
25. Una vez obtenido el PDV se abre la fase del mercado intradiario, un mercado de ajustes sobre el PDV que consta de seis sesiones que se celebran a lo largo de las 24 horas del día. Pueden acudir a este mercado, respetando las limitaciones que establece el Operador del Sistema para evitar restricciones, todos los agentes que han participado en el mercado diario o en contratación bilateral (no es necesario haber casado, basta con haber presentado una oferta válida) y las unidades de producción que no hubieran participado en el diario por estar indisponibles

pero que hubieran recuperado la disponibilidad. A diferencia del mercado diario, no es obligatorio para los productores ofertar a este mercado. La casación, es análoga a la del mercado diario. El resultado de las sesiones del mercado intradiario es el Programa Horario Final (en adelante, PHF).

26. El equilibrio físico en la red entre la producción y el consumo de electricidad en cada momento, sobre la base de los resultados del mercado, se realiza por el Operador del Sistema, mediante la aplicación de servicios complementarios. Estos servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. Todos estos procesos están gestionados y controlados por el Operador del Sistema con sistemas *ad hoc* de retribución.
27. Los desvíos se calculan como la diferencia entre la energía eléctrica medida y el programa horario a liquidar. Se consideran desvíos a subir aquéllos que suponen una mayor generación o menor consumo que los previstos en el PHF y desvíos a bajar, los que suponen una menor generación o un mayor consumo. Los desvíos generan el sobrecoste que suponen los servicios complementarios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos. Este sobrecoste se repercute a los agentes en proporción al valor absoluto de su desvío. A nivel desagregado, los agentes que se desvían a favor del sistema pagan o cobran el precio de mercado por la cantidad de energía que supone un desvío con respecto al programa. Los agentes que se desvían en contra del sistema pagan o cobran lo más desfavorable entre el precio de mercado y el precio medio de los servicios complementarios de regulación secundaria, terciaria y gestión de desvíos.

Hasta junio de 2006 estas operaciones las realizaba el Operador del Mercado, OMEL, y a partir de esa fecha, pasaron a ser realizados por el Operador del Sistema, REE.

28. Es relevante destacar que el Real Decreto Ley 3/2006 de 24 de febrero, (que entró en vigor el 1 de marzo de 2006), obligaba a asimilar a contratos bilaterales toda la energía previamente casada en el mercado diario por distribuidores y generadores de compañías pertenecientes a un mismo grupo empresarial. Asimismo, este Real Decreto Ley estableció un precio de referencia de 42,35 EUR/MWh, para las liquidaciones de los distribuidores por el coste de la energía comprada para el suministro a tarifa. Este precio de referencia fue revisado al alza por el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, que sitúa el precio de referencia en 49,23 EUR/MWh. En consecuencia, en las liquidaciones no se tendría en cuenta

como coste liquidable el precio medio de mercado sino este precio de referencia.

Finalmente, el Real Decreto Ley 3/2006 fue derogado de facto por el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, (que entró en vigor el día 1 de enero de 2007), que establece que el precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación es el precio medio de la casación de los mercados diario e intradiarios.

C) Delimitación de mercados de producto y geográfico

29. Para analizar las conductas unilaterales objeto de este expediente es preciso definir los mercados en los que tiene lugar al objeto de establecer la posición de los operadores en el mismo. De acuerdo con la Comunicación de la Comisión Relativa a la definición del Mercado Relevante (DO C 372/5 de 9 de diciembre de 1997), la delimitación del mercado relevante tiene por objeto *“determinar y definir los límites de la competencia entre empresas”* y *“debe permitir identificar a aquéllos competidores reales de las empresas afectadas que puedan limitar el comportamiento de éstas o impedirles actuar con independencia de cualquier presión que resulta de una competencia efectiva”*. Dicha delimitación debe comprender tanto el producto como el ámbito geográfico relevantes.
30. Este Consejo (y su predecesor el TDC), ya se ha pronunciado reiteradamente sobre el mercado en que tienen lugar las conductas investigadas, entre otras en las Resoluciones de 28 de diciembre de 2006 (Expte. 602/05); 8 de marzo de 2007 (Expte. 601/05); 14 de febrero de 2008 (Expte. 624/07); y 25 de abril de 2008 (Expte. 625/08); y está generalmente aceptado que el mercado de suministro de electricidad en restricciones técnicas tiene su propia oferta, su propia demanda y su propio precio, diferente del precio marginal del mercado diario, elementos que lo configuran sin lugar a dudas como un mercado con entidad propia a efectos de competencia.

En su Resolución de 28 de julio de 2008, este Consejo lo resumió en los siguientes términos: *“Desde el informe TDC C60/00 Endesa/Iberdrola, hasta el informe de la Comisión Europea de 10 de febrero de 2007 con los resultados del “Energy Sector Inquiry”, pasando por los informes de la CNE y del SDC, se encuentra ampliamente fundamentado que la generación de energía eléctrica para la resolución de restricciones técnicas cuenta con todos los elementos que caracterizan a un mercado: oferta, demanda y precio”*. Tras el cambio regulatorio del año 2005, con oferta diferenciada e independiente de las ofertas al mercado diario, la

delimitación del mercado de RRTT como un mercado propio dentro del mercado mayorista de energía eléctrica, es aún más evidente.

En un contexto de restricciones técnicas, el mercado de producto pasa a ser el de la generación eléctrica que es necesario incrementar para resolver dichas restricciones técnicas. No es energía generada como resultado de la casación de la oferta y la demanda del sistema, ni se retribuye al precio del mercado mayorista, sino al precio que oferta la central que resuelve la restricción técnica.

31. Por lo que se refiere al ámbito geográfico del mercado, la Comisión Europea define el mercado geográfico de referencia como *“la zona en la que las empresas afectadas desarrollan actividades de suministro de los productos y de prestación de los servicios de referencia, en la que las condiciones de competencia son suficientemente homogéneas y que puede distinguirse de otras zonas geográficas próximas debido, en particular, a que las condiciones de competencia en ella prevalecientes son sensiblemente distintas a aquéllas”* (Comunicación de la Comisión de 9 de diciembre de 1997).
32. Aunque como está generalmente establecido nuestro mercado mayorista de energía eléctrica es nacional, (el mercado portugués y español continúan desacoplados un 61% de las horas), en el caso de las RRTT el mercado se circunscribe a la zona afectadas por la restricción puesto que dichas restricciones solo pueden ser resueltas por las centrales de la zona como retiradamente se ha pronunciado el Operador del Sistema, encargado de su resolución, en los expedientes antes citados y en este mismo, en el que ha definido las siguientes zonas de RRTT: Campo de Gibraltar, Cataluña, Centro, Centro-Sur, Galicia Norte, Aragón, Asturias, Huelva, Levante Norte y Levante Sur (REE, folio 11.995).
33. Estas zonas y la caracterización de las mismas realizada por el Operador del Sistema, REE, está recogida en los puntos 160 y siguientes del Informe y Propuesta de Resolución de la DI en los siguientes términos:

• **Campo de Gibraltar**

160. *Esta zona está compuesta por siete centrales de ciclo combinado (Arcos 1, 2 y 3, propiedad de IBERDROLA; Campo de Gibraltar 1 y 2, propiedad de NGS, San Roque 1 propiedad de GAS NATURAL y San Roque 2, propiedad de ENDESA), una central de carbón (Los Barrios propiedad de ENDESA) y dos centrales de fuel (Algeciras 1 y 2 propiedad de E.ON, dejaron de operar el 1/08/2007) (REE, folio 11.955).*

161. *En relación con las RRTT producidas en esta zona, REE manifiesta lo siguiente:*

“La elevada programación de grupos durante el año 2004 fue debida a la reducida potencia instalada en la zona en aquel momento, con importantes demandas. La

reducción de las restricciones en la zona se ha debido principalmente al aumento del número de grupos generadores instalados allí, y al desarrollo paralelo de la red de la zona. Puede observarse un aumento de las unidades programadas en 2006, debido al precio de las ofertas presentadas al Mercado Diario por un sujeto distribuidor, ya anteriormente comentada, y que obligó a programar grupos en el sistema" (REE, folio 11.979).

- **Cataluña**

162. La zona está compuesta por las siguientes centrales térmicas convencionales: San Adrián 1 y 3, centrales de fuel propiedad de ENDESA; Foix, central de fuel propiedad de ENDESA; Plana del Vent 1 y 2, centrales de ciclos combinados propiedad de GAS NATURAL; Besós 3, central de ciclo combinado propiedad de ENDESA; Besós 4, central de ciclo combinado propiedad de GAS NATURAL; Cercs, central de carbón propiedad de E.ON; Tarragona Power, central de ciclo combinado propiedad de IBERDROLA y Tarragona central de ciclo combinado propiedad de ENDESA (adquirida por E.ON el 26 de junio de 2008) (REE, folio 11.955).

163. Todas las centrales térmicas convencionales están en funcionamiento durante todo el periodo considerado salvo Plana del Vent 1 y 2 que entran en funcionamiento en 2007 (en pruebas el 20/03/2007 y el 25/04/2007 respectivamente, definitivamente inscritas el 21/07/2007 y el 25/07/2007 respectivamente). (REE, folios no confidenciales 1159-1157, 549-550).

164. REE refleja la existencia de restricciones a causa de la elevada demanda en el área metropolitana de Barcelona y las centrales más adecuadas para hacer frente a las mismas:

"Con la situación estándar de la red y con una distribución de generación normal, las restricciones más habituales que pueden aparecer afloran principalmente debido a la elevada demanda en la zona de Barcelona. En condiciones normales, sin fallo, pueden observarse subtensiones y/o sobrecargas en líneas y cables. Ante fallo simple o consecutivo de grupo y línea aparecen sobrecargas y/o problemas de alimentación a redes inferiores en función de la generación de la zona.

Los grupos con más influencia para aliviar las sobrecargas mencionadas son los de la zona del Besós (grupos de Besós 3 y 4, y grupos de Foix y San Adrián). Exceptuando los anteriores, los grupos de ciclo combinado de la zona pueden resultar programados por falta de reserva de potencia a subir". (REE, folios 11.979-11.980).

- **Centro**

165. Existen cuatro centrales térmicas convencionales en la zona, dos de ellas de fuel, Aceca 1 y 2, propiedad conjunta de IBERDROLA y UNIÓN FENOSA (actualmente GAS NATURAL) y otras dos de ciclo combinado, Aceca 3 propiedad de IBERDROLA y Aceca 4 propiedad de UNIÓN FENOSA (actualmente GAS NATURAL). (REE, folio no confidencial 11.995).

166. Las restricciones técnicas en esta zona obedecen fundamentalmente a sobrecargas que sólo pueden ser resueltas por los grupos térmicos de Aceca. Así queda reflejado en la respuesta de REE:

“Con la situación normal de red y de generación, se pueden identificar restricciones técnicas, sobre todo en periodos de fuerte consumo. En condiciones sin fallo pueden observarse subtensiones y/o sobrecargas en líneas de la red de 220 kV, Y ante fallo simple o consecutivo de grupo y línea aumentan dichas sobrecargas. Esta situación ha ido agravándose con el aumento progresivo de la demanda. Los únicos grupos térmicos con influencia para aliviar las sobrecargas mencionadas son los de la zona de Aceca, ya que en la Comunidad Autónoma de Madrid no hay instaladas centrales térmicas que puedan contribuir a resolver estas restricciones técnicas”. (REE, folio 11980).

- **Centro-Sur**

167. La zona Centro-Sur está compuesta por cuatro centrales, de las cuales tres son térmicas (Puertollano y Puente nuevo, actualmente propiedad de E.ON y Elcogás) y una es hidráulica (UGH Guadalquivir).

168. Sobre las RRTT en la zona, REE manifiesta lo siguiente:

“Con la situación normal de red y de generación, las restricciones más habituales se identifican en la alimentación del mercado de Sevilla. En condiciones sin fallo pueden producirse subtensiones y/o sobrecargas en líneas de la red de 220 kV e inferiores, y ante un fallo simple o doble aumentan dichas sobrecargas. Esta situación ha ido agravándose con el aumento progresivo de la demanda, al mantenerse sin variación la generación térmica disponible en esta zona eléctrica (grupos de Puente nuevo, Puertollano y Elcogás)

[...], se observa una paulatina reducción de la programación de restricciones debido al aumento del número de grupos de ciclo combinado conectados en la zona Sur, generación que apoya residualmente a esta zona.

También se observa que la programación por restricciones aumenta en los periodos de mayor demanda (verano e invierno)” (REE, folio 11980)

- **Galicia Norte**

169. La zona está compuesta por dos centrales de ciclo combinado, otras dos de fuel y cinco centrales de carbón. Son propiedad de ENDESA 4 centrales de carbón (Puentes García Rodríguez 1, 2, 3 y 4) y una central de ciclo combinado (Puentes García Rodríguez 5). GAS NATURAL (antes Unión Fenosa) es titular de las centrales de fuel Sabón 1 y 2, también de la central de ciclo combinado Sabón 3 y de la central de carbón Meirama. En cuanto a las RRTT de la zona, REE se pronuncia en los siguientes términos:

“Puede observarse un aumento de las unidades programadas en 2006, debido al precio de las ofertas presentadas al Mercado Diario por un sujeto distribuidor, ya anteriormente comentada, y que obligó a programar grupos en el sistema, por reserva insuficiente de potencia a subir fundamentalmente.

La elevada programación de grupos durante 2008 ha sido debida a la necesidad de programar generación en la zona, para garantizar la seguridad, al haberse observado una significativa reducción de la programación de los grupos de carbón

en el PDBF, en coincidencia con los importantes incrementos de precio del carbón de importación, observados en dicho año 2008". (REE, folio 11.981)

- **Aragón**

170. Esta zona está compuesta por tres centrales de ciclo combinado (Castelnou, propiedad de GDF Suez; Escatrón y Escatrón 3 (propiedad de E.ON), y cinco centrales de carbón (Escucha y Escatrón 1, propiedad de E.ON y Teruel 1,2 y 3, propiedad de ENDESA).

171. REE establece lo siguiente en relación con la zona de Aragón:

"En la situación normal de la red de transporte y con el equipo generador habitual, en los años 2004 y 2005, no se producían RRTT locales en esta zona.

Puede observarse un aumento de las unidades programadas en 2006, debido al precio de las ofertas presentadas al Mercado Diario por un sujeto distribuidor en la segunda mitad del año, lo que obligó a programar grupos en el sistema, por reserva insuficiente de potencia a subir fundamentalmente.

A lo largo de 2007 y 2008 se han producido dos situaciones diferenciadas. Por un lado la programación de grupos, normalmente por falta de reserva de potencia a subir en el sistema, y por otro, las reducciones de programa de grupos de la zona, debido a la identificación de congestiones en la evacuación de la producción de la zona, tras la incorporación de los nuevos ciclos combinados, al tener en cuenta para los estudios las capacidades de verano de las líneas de transporte" (REE, folio 11.978-11.979).

- **Asturias**

172. La zona está compuesta por 10 centrales de carbón y 3 hidráulicas. Corresponden a HC 5 centrales de carbón, (Aboño 1 y 2 y Soto de la Ribera 1, 2 y 3); así como la Unidad de gestión hidráulica Hidrocantábrico. IBERDROLA está presente en la zona con las centrales de carbón Lada 3 y 4. Las tres centrales de carbón restantes, Narcea 1, 2 y 3 son propiedad de GAS NATURAL. Finalmente la Unidad de gestión hidráulica Viesgo y la Central Hidráulica de Aguayo corresponden actualmente a E.ON (antes Enel Viesgo). (REE, folios no confidenciales 11995 y 13.027 a 13.031).

173. REE establece lo siguiente en relación con la zona de Asturias:

"Durante 2004 la mayor parte de los redespachos fueron para reducir generación debido a congestiones, en coincidencia con descargos de red. Puede observarse un aumento de las unidades programadas en 2006, debido al precio de las ofertas presentadas al Mercado Diario por un sujeto distribuidor, ya anteriormente comentada, y que obligó a programar grupos en el sistema, por reserva insuficiente de potencia a subir fundamentalmente.

La elevada programación de grupos durante 2008 ha sido debida a la necesidad de programar generación en la zona, para garantizar la seguridad, al haberse observado una significativa reducción de la programación de los grupos de carbón en el PDBF, en coincidencia con los importantes incrementos de precio del carbón de importación, observados en dicho año 2008." (REE, folio 11.979).

- **Huelva**

174. La zona está compuesta por los grupos de fuel de ENDESA Colón 2 (dado de baja el 30/04/2008) y 3; los grupos de ciclo combinado de GAS NATURAL Palos 1,2 y 3; el grupo de ciclo combinado de ENDESA, Colón 4. y el grupo hidráulico en la zona, Guillena.

175. Sobre las características de la zona REE destaca lo siguiente:

“De manera general cabe destacar que dadas las características de la zona “Sur Huelva”, para evitar problemas de subtensiones en la zona, bien en condiciones normales o ante la existencia de indisponibilidades de la red, era necesario disponer habitualmente, en el periodo requerido, de al menos un grupo térmico en la zona. Asimismo, en épocas de fuertes demandas o ante la existencia de indisponibilidades de la red, podría resultar necesario disponer también de generación en un segundo grupo térmico de la zona.” (REE, 2311-2312)

“Las restricciones técnicas identificadas en la zona “Sur-Huelva” en los periodos solicitados son restricciones técnicas zonales, por lo que su solución requería la modificación de los programas de producción de los grupos generadores pertenecientes a dicha zona”. (REE, folio 2312)

“Las restricciones técnicas en esta zona se identifican normalmente en coincidencia con descargos en la red de transporte. En condiciones sin fallo pueden observarse subtensiones y/o sobrecargas en líneas. Ante fallo simple o fallo consecutivo de grupo y línea de interconexión de la zona, por ejemplo, se pueden identificar sobrecargas y/o problemas de alimentación a redes inferiores, en función de la generación acoplada en la zona.

Puede observarse un aumento de las unidades programadas en 2006, debido al precio de las ofertas presentadas al Mercado Diario por un sujeto distribuidor, ya anteriormente comentada, y que obligó a programar grupos en el sistema, por reserva insuficiente de potencia a subir fundamentalmente”. (REE, folio 11. 981)

- **Levante Norte**

176. En la zona hay cinco ciclos combinados, 2 propiedad de IBERDROLA (Castellón 2 y 3) y 3 propiedad de GAS NATURAL (antes UNIÓN FENOSA), Sagunto 1,2 y 3. Asimismo, pertenecen a la zona la central de fuel de IBERDROLA (Castellón 2) y sus unidades de gestión hidráulicas Júcar y La Muela.

177. En la zona Levante Norte hasta 2008 se producen restricciones técnicas, generalmente por sobrecargas en momentos de elevada demanda, incrementándose en verano según expone REE:

“Las restricciones técnicas en esta zona se identifican normalmente en coincidencia con descargos en la red de transporte o indisponibilidades de generación.

En función de la generación acoplada en la zona, en condiciones sin fallo pueden observarse, con demandas relativamente elevadas, sobrecargas en líneas de interconexión de zona. Ante fallo simple o fallo consecutivo de grupo y línea de interconexión de la zona, se pueden identificar sobrecargas inadmisibles.

Puede observarse un aumento de la energía programada en los meses de verano, debido a la reducción de las capacidades de transporte en estos meses.

Puede observarse un aumento de las unidades programadas en 2006, debido al precio de las ofertas presentadas al Mercado Diario por un sujeto distribuidor, que obligó a programar grupos en el sistema, por reserva insuficiente de potencia a subir fundamentalmente.

Durante el año 2008 se observa la existencia de reducciones de programa en los grupos de la zona, debido principalmente a la identificación de congestiones debido a un aumento de la generación instalada de la zona.

Estas situaciones se observan con mayor frecuencia en coincidencia con indisponibilidades programadas y/o sobrevenidas de elementos de la red de transporte". (REE folios 11981 y 11982).

• **Levante Sur**

178. *Esta zona está compuesta por dos centrales de fuel propiedad de IBERDROLA que han estado en funcionamiento a lo largo de todo el periodo investigado, Escombreras 1 y 2; tres centrales de ciclo combinado propiedad de GAS NATURAL, Cartagena 1, 2 y 3 y, El fangal 1, 2 y 3; así como la central de ciclo combinado propiedad de IBERDROLA Escombreras 6.*

179. *En esta zona aumentan las RRTT cuando la demanda es elevada (verano, invierno) y cuando se reduce la capacidad de las líneas de transporte (verano), según se deduce de la contestación de REE que a continuación se recoge:*

"Durante 2007 se identifican congestiones tras la instalación de los nuevos grupos de ciclo combinado en la zona, congestiones que se han visto reducidas gracias al desarrollo posterior de la red de la zona y la instalación de teledisparos.

En condiciones sin fallo pueden producirse subtensiones y/o sobrecargas en líneas de la red de 400 kV y en la transformación hacia redes inferiores.

Ante fallo simple o doble aumentan dichas sobrecargas, siendo estas reducciones especialmente significativas en los meses de verano, debido a la capacidad reducida de las líneas de transporte.

También se observa que la programación por restricciones aumenta en los periodos de mayor demanda (verano e invierno)". (REE, folio 11.982).

34. De lo anterior se concluye que los mercados relevantes en los que se desarrollan las conductas investigadas en este expediente, son los mercados de suministro de energía eléctrica en un contexto de restricciones técnicas en las zonas de Campo de Gibraltar, Cataluña, Centro, Centro-Sur, Galicia Norte, Aragón, Asturias, Huelva, Levante Norte y Levante Sur.

D) HECHOS ACREDITADOS

35. De acuerdo con la información que obra en el Informe y Propuesta de Resolución de la DI, consta fehacientemente acreditado que las zonas en

las que la incidencia de las restricciones técnicas ha sido especialmente significativa en el periodo 2004 a 2008 fueron Campo de Gibraltar, Cataluña, Centro, Centro Sur y Galicia Norte.

36. Además existen otras zonas en las que la resolución de restricciones técnicas ha tenido una incidencia singular en determinados periodos: Aragón en 2007, Asturias en 2008, Levante Sur entre 2004 y 2006, Huelva entre 2004 y 2007 y Levante Norte entre 2004 y 2007.
37. Dicha constatación se ha realizado, a través del porcentaje de restricciones técnicas resueltas por la zona en un determinado año con respecto al total nacional. En las tablas del ANEXO I se recogen para cada año los porcentajes de las RRTT de la zona sobre el total nacional de RRTT, sobre la energía del mercado diario y sobre el total de energía. En las tablas del Anexo II se recoge, la incidencia específica de las RRTT en cada una de las zonas objeto de incoación desde 2004 hasta 2008, (energía redespachada a subir y bajar por zonas y años).
38. El IPR recoge asimismo información sobre las centrales más activas en cada zona en la resolución de RRTT, deducida del porcentaje de energía generada en restricciones técnicas con respecto a la cantidad vendida en mercado diario y de forma bilateral y del ingreso unitario total con respecto al precio del mercado diario. De acuerdo con dichos cálculos, la DI identifica a las siguientes centrales (punto 186 del IPR):
 - *En la zona Campo de Gibraltar: Arcos 1, 2 y 3 de Iberdrola, Algeciras 1 y 2 y Los Barrios de E.On (Viesgo), San Roque 1 de Gas Natural, San Roque 2 de Endesa y Campo de Gibraltar 10 y 20 de Nueva Generadora del Sur.*
 - *En la zona Cataluña: San Adrián 1 y 3, Foix 1, UGH. Ter, UGH. Estang. Sallente. Turb, Tarragona y Besós 3 de Endesa, Besos 4 y Plana del Vent 1 y 2 de Gas Natural y Tarragona Power de Iberdrola.*
 - *En la zona Centro: UGH Tajo Generación y Aceca 3 de Iberdrola, UGH UF-Tajo y Aceca 4 de Unión Fenosa y Aceca 1, 2 de C.T. Aceca.*
 - *En la zona Centro Sur: Puentenuevo y Puertollano de E.On (Viesgo) y Elcogas.*
 - *En la zona Galicia Norte: Sabón 1, 2 y 3 de Unión Fenosa y Puentes García Rodríguez 1, 2 y 3 de Endesa.*
 - *En la zona Aragón: Castelnou de Electrabel.*
 - *En la zona Asturias: Lada 3 y 4 de Iberdrola, Aboño 1 y Soto de la Ribera 2 de Hidrocantábrico y Aguayo de E.On.*
 - *En la zona Huelva: Palos 1, 2 y 3 de Unión Fenosa y Colón 2, 3 y 4 de Endesa.*

- *En la zona Levante Norte: Castellón 2 y 3 y La Muela de Iberdrola y Sagunto 1 y 2 de Unión Fenosa.*
 - *En la zona Levante Sur: Escombreras 4 y 5 de Iberdrola.*
39. Consta asimismo en las tablas del Anexo III, realizadas con los datos aportados por REE, información por zonas de la cantidad de RRTT del total que han sido resueltas por las unidades de generación térmica en los años 2004 a 2008. El operador del sistema no considera a las centrales hidráulicas sustitutivas de las térmicas para la resolución de restricciones técnicas (folio 13.025).
40. Finalmente el Anexo IV, realizado con información solicitada a la CNE, recoge, en primer lugar la diferencia entre el ingreso trimestral medio de las centrales investigadas y el ingreso trimestral medio de la media de centrales de su tecnología, clasificadas en centrales de fuel, de carbón y de ciclo combinado. En segundo lugar se muestra la diferencia entre el ingreso medio trimestral de cada central y los costes variables medios trimestrales de resolver restricciones técnicas. En tercer lugar se indica la diferencia entre el margen (diferencia entre ingresos y coste variable en restricciones) de la central con respecto al margen medio de su tecnología. Asimismo, en el caso de determinadas centrales de ciclo combinado se muestra la diferencia entre los ingresos medios trimestrales de la central y los ingresos medios trimestrales de la central comparable identificada por la CNE.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO.- En este expediente este Consejo debe resolver sobre la Propuesta que de acuerdo el artículo 50.4 de la LDC, le ha elevado la DI en la que le propone:

- *Que se declare la no existencia de conductas prohibidas por los artículos 1 y 6 de la Ley 16/1989 y 1 y 2 de la Ley 15/2007.*

El objeto de este expediente es investigar las estrategias de las empresas eléctricas en las ofertas realizadas por sus centrales generadoras de energía eléctrica situadas en zonas de restricciones técnicas para resolver dichas restricciones, por si dichas estrategias pudieran ser constitutivas de infracción como abuso de posición de dominio en el sentido del artículo 2 de la LDC. Y todo ello al objeto de recibir una retribución a precios más elevados que los casados en el mercado, obteniendo beneficios extraordinarios y elevando el precio final de la energía con el consiguiente coste para los usuarios.

El artículo 2 de la LDC (y hasta el 1 de septiembre de 2007, el artículo 6 de la entonces vigente Ley 16/1989, puesto que no hay diferencia), prohíbe “la explotación abusiva por una o varias empresas de su posición de dominio en todo o en parte del mercado nacional”. Y en su apartado 2.a) dice que, el abuso podrá consistir en *“la imposición de forma directa o indirecta, de precios u otras condiciones comerciales o de servicios no equitativos”*.

Esta conducta de abuso podría en su caso haber sido apoyada por la actuación de las empresas comercializadoras del mismo grupo eléctrico mediante la desviación de su demanda al mercado intradiario para sostener los precios de este mercado al que concurren las centrales llamadas a resolver restricciones técnicas para ajustar su programa. En este caso el paralelismo de actuaciones de los agentes involucrados en la resolución de restricciones técnicas y en la actuación de sus comercializadores de energía eléctrica podría constituir una actuación coordinada contraria al artículo 1 de la LDC que prohíbe *“todo acuerdo, decisión o recomendación colectiva, o práctica concertada o conscientemente paralela, que tenga por objeto, produzca o pueda producir el efecto de impedir, restringir o falsear la competencia en todo o parte del mercado nacional”*.

El Consejo resolverá al amparo de la Ley 15 /2007, de 2 de julio, de Defensa de la Competencia, según lo previsto en la Disposición Transitoria Primera de la nueva Ley 15/2007, que en su número 1 dispone que los *“procedimientos sancionadores en materias de conductas prohibidas incoados antes de la entrada en vigor de esta Ley se tramitarán y resolverán con arreglo a las disposiciones vigentes en el momento de su inicio”*, puesto que fue incoado el 1 de octubre de 2009, bajo esta Ley.

SEGUNDO.- La incoación del expediente trae causa de la Resolución de este Consejo de fecha 28 de julio de 2008, en la que instó a la DI a investigar en un único expediente las posibles prácticas anticompetitivas de las empresas eléctricas en relación con la resolución de restricciones técnicas, a partir del año 2004.

Y es necesario recordar que la preocupación de este Consejo por el comportamiento de las empresas eléctricas en el procedimiento de resolución de restricciones técnicas está motivada entre otras razones, por la reiterada y sistemática remisión de informes por parte del regulador sectorial, la CNE, describiendo conductas anormales en el mercado y alertando a esta institución sobre la posible infracción de la normativa de competencia por abuso de posición de dominio. A continuación se relacionan algunos de estos informes que constan en el expediente:

- a) ***“Informe sobre la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica en el periodo enero-septiembre***

2004", recibido en la CNC el 10 de marzo de 2005. En el mismo, la CNE señala que se habría producido una retirada de demanda de los mercados diario e intradiario por parte de las empresas comercializadoras, que podría constituir una práctica concertada o conscientemente paralela dirigida a reducir el incremento estacional del precio del mercado diario en primavera. Por el lado de la oferta también se apreciarían conductas que podrían estar destinadas a la obtención de mayores rentas por la participación de las unidades de generación en la resolución de restricciones técnicas.

- b) ***"Informe sobre la actuación de los grupos de ciclo combinado de gas en el mercado de producción de energía eléctrica durante 2004"***, recibido el 7 de julio de 2005. En este informe considera la CNE, que existen indicios de abuso de posición dominante por parte de Gas Natural, Unión Fenosa, Nueva Generadora del Sur e Iberdrola con respecto a la participación de las centrales de San Roque 1, Palos de la Frontera 1, Campo de Gibraltar 20, Arcos de la Frontera 2 y Castellón 3 en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2004, concretamente por su participación en el proceso de resolución de restricciones técnicas.
- c) ***"Informe sobre la actuación de las centrales de fuel en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2004"***, recibido el 20 de octubre de 2005. Concluye la CNE que existen indicios de abuso de posición de dominio por parte de Unión Fenosa, Viesgo, Endesa e Iberdrola con respecto a las centrales Aceca 1 y 2, Algeciras 1 y 2, Castellón 2, Colón 2 y Escombreras 4 y 5 en relación con su participación en el proceso de resolución de restricciones técnicas.
- d) ***"Informe sobre la formación de precios en el mercado de producción los últimos días del mes de enero de 2007"***, con entrada en la CNC el 28 de diciembre de 2007. En el mismo se concluye que existen indicios de retirada de energía del mercado diario durante 2007 por parte de Electrabel (por la conducta de su central Castelnou, que se habría desviado del mercado diario a producir restricciones técnicas), e Iberdrola que habrían resultado en un incremento del precio del mercado diario.
- e) ***"Informe sobre la actuación en el proceso de resolución de restricciones técnicas de la central térmica GICC de ELCOGAS en 2007"***, recibido el 16 de marzo de 2009. La CNE aprecia indicios de abuso de posición de dominio en la conducta de Elcogas, en relación a las ofertas en el proceso de resolución de restricciones técnicas en el periodo noviembre-diciembre de 2007.
- f) ***"Informe sobre la participación en el proceso de resolución de restricciones técnicas de las centrales de San Adrián y Foix"***

durante los años 2007 y 2008”, recibido el 1 de junio de 2010. Analiza la existencia de indicios de abuso de posición de dominio por parte de ENDESA GENERACIÓN con respecto a las centrales de fuel San Adrián 1, San Adrián 2 y Foix en 2007 y 2008 y concluye que *“existen indicios de un posible abuso de posición de dominio en el proceso de restricciones técnicas, al menos en 2008”*.

- g) ***“Informe sobre el funcionamiento de las centrales de ciclo combinado en el proceso de restricciones técnicas durante el periodo 2007-2008”***, también de 1 de junio de 2010. Analiza la actuación de los ciclos combinado en el proceso de resolución de restricciones técnicas durante el periodo 2007-2008, tras haber detectado precios elevados en este proceso en el que la tecnología más activa fue la de ciclos combinados. La CNE concluye en su informe que *“cabría considerar la actuación de las centrales Aceca 3, Castellón 3, Santurce 4, Tarragona Power, Besós 4, San Roque 1 y Tarragona, prima facie, como presuntos abusos de poder de mercado dirigidos a la obtención de rentas extraordinarias en el proceso de restricciones técnicas”*. Estas centrales obtuvieron unos márgenes sobre costes variables en el entorno de 20%-50%.

Estos informes y otros similares remitidos a la CNC por el regulador sectorial muestran, cuando menos, una práctica habitual y continuada de las empresas de generación eléctrica en las zonas de restricciones técnicas ajena al normal funcionamiento del mercado que se espera conforme a la normativa sectorial y que les procura rendimientos adicionales a los que obtienen con otras centrales que por sus características técnicas o por su ubicación, no son centrales susceptibles de generar en el mercado de restricciones técnicas, y reciben por tanto, el precio de casación del mercado diario. La cuestión a resolver por parte de este Consejo es si se puede acreditar en este caso que dichas prácticas infringen las normas de competencia, pues como veremos en el fundamento siguiente, estas tiene una tipificación muy determinada que, en el caso de infracción por abuso, exige que se realice desde una posición de dominio individual o colectiva de las empresas en el mercado de que se trate.

TERCERO.- En efecto el artículo 2 de la LDC prohíbe *“la explotación abusiva por una o varias empresas de su posición de dominio en todo o en parte del mercado nacional”*.

Por tanto la acreditación de la posición de dominio es una cuestión previa y necesaria, y de no acreditarse la misma es ocioso entrar a analizar las conductas, puesto que no podrán ser sancionadas bajo la LDC.

El mercado relevante en el que debe delimitarse la existencia de posición de dominio de las empresas incoadas en este expediente, ha sido definido por la Dirección de Investigación de acuerdo con todos los precedentes ya citados en los HP como, “*el mercado de suministro de energía eléctrica en un contexto de restricciones técnicas en las zonas de Campo de Gibraltar, Cataluña, Centro, Centro-Sur, Galicia Norte, Aragón, Asturias, Huelva, Levante Norte y Levante Sur Zona Sur*”, y este Consejo comparte esta definición.

POSICION DE DOMINIO

Determinado el mercado afectado es necesario analizar si, tal como exige el artículo 2 de la LDC para su aplicación, ha quedado acreditado que las empresas investigadas ostentan dicha posición de dominio en las zonas en las que se delimitan en el acuerdo de incoación, a saber,

“IBERDROLA, S.A., por la actuación de su distribuidora en 2006 y por su actuación en las zonas de resolución de restricciones Campo de Gibraltar, Centro, Centro Sur, Cataluña, Asturias, Levante Sur y Levante Norte.

ENDESA, S.A., por su actuación en las zonas de resolución de restricciones Campo de Gibraltar, Cataluña, Galicia Norte y Huelva.

E.ON ESPAÑA S.L., por su actuación en las zonas de resolución de restricciones Campo de Gibraltar, Centro Sur y Asturias.

GAS NATURAL SDG, S.A., por su actuación en las zonas de resolución de restricciones Campo de Gibraltar y Cataluña, y por la actuación de Unión Fenosa en las zonas de resolución de restricciones Centro, Levante Norte, Galicia Norte y Huelva.

HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., por su actuación en la zona de resolución de restricciones Asturias.

C.T. ACECA, por su actuación en la zona de resolución de restricciones Centro.

NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A., por su actuación en la zona de resolución de restricciones Campo de Gibraltar.

La central térmica GICC de ELCOGAS por su actuación en la zona Centro-Sur.

GDF SUEZ ENERGÍA ESPAÑA, S.A.U. (antes ELECTRABEL ESPAÑA, S.A.), por su actuación en la zona Aragón.

IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA S.A., por su estrategia de ofertas de adquisición al mercado mayorista en 2006.

COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETROLEOS S.A. (CEPSA, como posible responsable de la conducta de NUEVA GENERADORA DEL SUR, S.A.”

Las normas de competencia no dan una definición cerrada de lo que debe entenderse por posición de dominio, por lo que es necesario ir a la doctrina de las autoridades de competencia, nacionales y comunitarias, y a la jurisprudencia.

Así el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (Sentencias del TJCE de 14 de febrero de 1978, asunto 27/76, *United Brands*; y 13 de febrero de 1979, asunto C 85/76, *Hoffmann-La Roche*), define la posición dominio como:

“Aquella posición de poder económico de la que disfruta un operador y que le permite obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado relevante al proporcionarle el poder de comportarse, en una apreciable medida, con independencia de sus competidores de sus clientes y, en definitiva, de los consumidores. Esto no impide que exista una determinada competencia en ese mercado pero permite a la empresa que disfruta de ese poder, sino determinar, al menos tener una amplia influencia en las condiciones de competencia, y en cualquier caso actuar sin tener en cuenta la conducta de sus competidores”.

Y la sentencia *United Brands* añade en el párrafo 66, *“En general una posición dominante deriva de la combinación de varios factores que, tomados separadamente, no son necesariamente determinantes”.* Y posteriormente, en el párrafo 67: *“para saber si UBC es una empresa con posición de dominio en el mercado relevante, es necesario, primero de todo, examinar su estructura y después la situación competencial en el mercado”.*

Por tanto al analizar si existe posición de dominio es necesario tener en cuenta múltiples factores, no solo la cuota de mercado, y en particular las características de las empresas y la estructura competitiva del mercado en que se analiza. No existe por tanto un patrón único para la determinación de una posición de dominio por una empresa.

Como se recoge en el apartado B de los HP, al describir el funcionamiento del mercado regulado de energía eléctrica y el proceso de resolución de restricciones técnicas, este mercado tiene unas características particulares y por tanto es sobre la situación competencial de cada uno de los mercados de restricciones técnicas en los que actúan, donde deberá analizarse la posición de las empresas investigadas y su independencia de comportamiento o capacidad para subir los precios por encima del nivel competitivo en esos periodos o franjas horarias en los que se producen las restricciones técnicas, y obtener beneficios por encima de lo normal, sin preocuparse de sus competidores ni de sus clientes.

Así este Consejo en la Resolución de 28 de julio de 2008 mencionada, dice lo siguiente respecto a la posición de dominio en el mercado de restricciones técnicas:

“La independencia de comportamiento se producirá cuando un operador pueda obtener por sus bienes y servicios un precio por encima del precio que el mercado pagaría en una situación de competencia. En una situación de competencia el mercado determina el precio, en ausencia de competencia, o lo que es equivalente, en situaciones de poder de mercado, el precio lo marca aquél que detenta ese poder de mercado. La posición de dominio implica que quien la detenta tiene poder de mercado, lo que le otorga la posibilidad de actuar independientemente del mercado, es decir, independientemente de otros oferentes y de los demandantes. En cuanto al análisis de la oferta, deberemos valorar la cuota de mercado del productor analizado, junto con la valoración de la presión competitiva que el resto de operadores presentes -o potenciales, para lo que hay que evaluar la existencia de barreras de entrada- puedan ejercer, para valorar la existencia o no de esa posible independencia. Por el lado de la demanda, debemos valorar la inexistencia del poder de negociación de la demanda en este mercado, junto con la inelasticidad de la demanda eléctrica, máxima en el contexto en el que nos encontramos, el de restricciones técnicas. En los mercados que nos ocupa la presente resolución podemos valorar que existe independencia de comportamiento cuando ciertos productores -centrales de generación- cobran un precio por la energía que generan distinto -y superior- al precio que el resto de productores están cobrando generando en un mercado en competencia”.

CUARTO.- Tras la delimitación de los mercados relevantes procede el análisis del siguiente elemento del tipo infractor, la posición de dominio en dichos mercados. El análisis de la posición de dominio requiere, en el caso presente, un análisis individualizado de cada uno de los mercados geográficos, estudiando los oferentes en ese mercado y la existencia o no de independencia de comportamiento de los mismos. En el Informe y Propuesta de Resolución elevado al Consejo, al igual que previamente en el PCH, la DI, aunque declara haber analizado la posición de dominio (punto 228 del IPR), no se pronuncia de forma expresa sobre la posible independencia de comportamiento de las distintas empresas investigadas en cada una de las zonas.

En respuesta a las alegaciones de las partes al PCH mantiene esa indefinición cuando dice en el párrafo 12 del IPR: *“Esta Dirección de Investigación niega categóricamente que el PCH contenga conclusiones sobre la existencia o ausencia de posición de dominio de los sujetos investigados ni de sus centrales en los mercados relevantes. En efecto, en el PCH no se hace un análisis individual de la posible posición de dominio de cada uno de los sujetos objeto de incoación ya que no se considera oportuno ni necesario puesto que, a la luz de todas las consideraciones señaladas en*

los párrafos 224-257 del PCH y, en particular, la Sentencia del TS de 27 de enero de 2010 no puede acreditarse con el rigor exigido que los sujetos investigados tuvieran certeza de ser llamados a resolver restricciones técnicas. En este sentido, esta Dirección de Investigación está de acuerdo con las manifestaciones realizadas tanto por NGS como por GDF sobre la ausencia de un análisis individualizado de la posición de dominio para cada uno de los sujetos investigados”.

Entiende este Consejo que la DI no ha realizado el ejercicio de hacer en el IPR la valoración de la posición de dominio concreta de cada uno de los sujetos investigados en sus mercados respectivos, asumiendo que en ninguno de los supuestos podría acreditarse la posición de dominio con el estándar fijado por el Tribunal Supremo (TS), en su Sentencia de 27 de enero de 2010, por la que anula la Resolución de 7 de julio de 2004, del extinto Tribunal de Defensa de la Competencia (TDC), dictada en el expediente 552/02, Empresas Eléctricas.

En efecto el TS anuló dicha Resolución por, a su juicio, *“no concurrir los presupuestos necesarios para afirmar, con el rigor exigible en el derecho sancionador, que las conductas individuales atribuidas a las empresas sancionadas pudieran ser sancionadas como abusos de su posición de dominio”.*

En particular parece considerar el Alto Tribunal que para determinar que una empresa goza de posición de dominio en un mercado, esta posición debe permanecer estable en el tiempo, cuando dice que, *“La conducta imputada presenta un marcado carácter esporádico o circunstancial, muy limitado en el tiempo. Si realmente existiera una situación de monopolio geográfico que fácilmente propiciara las conductas abusivas de posición dominante por parte de las empresas generadoras titulares de centrales en sus respectivas zonas, lo esperable hubiera sido que el abuso hubiera tenido un carácter más sistemático, visto que las deficiencias de la red de transporte y el desequilibrio zonal entre producción y demanda abocan con frecuencia al empleo del mecanismo de restricciones técnicas”.* (FD6º).

Finalmente, considera la Sentencia del TS que para que efectivamente se pudiera sancionar la conducta como abuso de posición dominante, sería necesario que el operador tuviera la certeza de ser llamado a resolver restricciones, certeza que no considera acreditada en la Resolución anulada.

Del contenido del IPR no puede apreciar este Consejo si las circunstancias que concurren en la investigación realizada por la DI, en todos y cada uno de los mercados afectados, adolecen del mismo “*mercado carácter esporádico o circunstancial, muy limitado en el tiempo*”, del que, a juicio del Tribunal Supremo, adolecían las conductas analizadas en la sentencia citada, pero así se deduce de la propuesta de la DI. Hay que recordar que las conductas

analizadas en la misma se limitaban a los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001, es decir sólo tres días, y que el TS deja abierta la posibilidad de analizar la existencia del abuso si éste *“hubiera tenido un carácter más sistemático”*.

Por tanto, a la vista de la propuesta recibida en la que no constan acreditadas posiciones de dominio de los operadores en cada uno de los mercados de restricciones, este Consejo no puede pronunciarse sobre la existencia de abuso de posición de dominio.

Sin perjuicio de lo anterior, este Consejo no puede más que reiterar anteriores pronunciamientos respecto a la definición de posición de dominio como la capacidad de las empresas de comportarse de forma independiente sin tener en cuenta a otros competidores que puedan estar en el mismo del mercado. Y recordar las especiales características que a estos efectos concurren en un mercado como el de las restricciones técnicas del sector eléctrico.

QUINTO.- La DI reconoce no haber procedido a realizar un análisis sistemático de la posición de dominio de cada uno de los operadores en cada una de las zonas de restricciones técnicas identificadas, pero sí declara haber analizado las conductas objeto de la instrucción, en concreto declara en el punto 250 haber aplicado, de acuerdo con la Sentencia del Tribunal Supremo y de lo solicitado por el Consejo, *“un criterio exigente para determinar si existe abuso por parte de las centrales objeto de investigación que podrían disfrutar de una posición de dominio en su respectiva zona eléctrica”* y haber realizado comparaciones precio-precio, comparaciones precio-coste, y haber analizado si las conductas han tenido carácter sistemático y si los agentes podían tener certeza de ser llamados a resolver restricciones técnicas .

Y de acuerdo con el IPR dichos análisis le llevan a las siguientes conclusiones que se recogen en los párrafos 255 y 256:

255. *Sin perjuicio de lo anterior y de la imposibilidad de acreditar la existencia de una infracción de los artículos 6 de la Ley 16/1989 y 2 de la LDC, ha de destacarse en primer lugar que de la información que obra en el expediente se desprende que en el mercado de resolución de restricciones técnicas en determinadas zonas se crean monopolios u oligopolios en los que un operador disfruta de una posición dominante. Asimismo, se observa que determinados operadores han obtenido unos ingresos elevados por la energía generada en este mercado de suerte que su ingreso medio total en determinados periodos en que han resuelto restricciones técnicas ha resultado muy superior al ingreso medio total de centrales comparables, al ingreso medio total de la media de su tecnología y a sus propios costes variables al generar en el mercado de restricciones técnicas.*

256. En segundo lugar, ha de destacarse que este tipo de comportamientos se observan también después del cambio regulatorio que permite la presentación de ofertas específicas al mercado de restricciones técnicas.

La DI por tanto observa que los resultados de las conductas de los agentes en ciertos mercados les otorgan unos ingresos medios superiores a los obtenidos por otras centrales comparables, y que ello ha sucedido incluso después del cambio regulatorio.

Este Consejo que no pone en duda que esta situación se esté produciendo, a la vista de los Hechos Acreditados que constan en la Propuesta elevada por la Dirección de Investigación y del informe Preceptivo remitido por el regulador sectorial, considera que, en este caso, en la fase de instrucción, no se ha acreditado la existencia de una posición de dominio, requisito imprescindible para pronunciarse sobre el abuso prohibido en el artículo 2 de la LDC. E igualmente resulta improcedente pronunciarse sobre las posibles conductas de cooperación por parte de las comercializadoras.

Sin perjuicio de lo anterior el Consejo entiende que afirmaciones del IPR como las recogidas más arriba no descartan la posibilidad de que en otros supuestos pueda acreditarse la existencia de posiciones de dominio, incluso con el estándar más exigente.

Y en todo caso, las reiteradas denuncias del regulador sectorial, CNE, y el constatado funcionamiento deficiente en la resolución de las restricciones técnicas tanto en el sistema previo, con ofertas al mercado diario, como con el vigente de ofertas al propio mercado de RRTT, exigen una respuesta que suprima las distorsiones denunciadas por la CNE. No puede excluirse que esta respuesta pueda venir del lado de la normativa sectorial. En este sentido, debe recordarse que, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, por Orden de 6 de octubre de 2010, en base al artículo 61 1 a) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, sancionó a una operadora eléctrica por manipulación fraudulenta tendente a alterar el precio de la energía eléctrica mediante actuaciones seguidas en el mercado diario, desde diciembre de 2007 a febrero de 2008, consistente en la retirada de determinada generación de energía del mercado diario por el procedimiento de incrementar el precio de las ofertas de algunas de sus centrales, muy por encima de los precios ofertados por sus competidoras, ocasionado con ello un aumento del precio resultante de la casación de la que se beneficiaban sus centrales que sí casaban.

En igual sentido, la persistencia de estas conductas en restricciones técnicas, detectadas por la CNE y comunicadas a la CNC no pueden mantenerse, pues no debemos olvidar que la energía eléctrica, además de un bien de primera necesidad para los consumidores, es un input básico del mundo empresarial y que subidas de precios anormales que benefician a los pocos operadores del ámbito de la generación eléctrica, son una rémora para nuestro sistema productivo y nuestro sector servicios.

RESUELVE

PRIMERO. Declarar que en el presente expediente no ha quedado acreditada la infracción de los artículos 1 y 2 de la LDC.

Comuníquese esta Resolución a la Dirección de Investigación y notifíquese a los interesados haciéndoles saber que la misma pone fin a la vía administrativa, y que pueden interponer recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses contados desde su notificación.

ANEXO I

Generación 2001				
Zona RRTT	Total (GWh)	RRTT Zona/RRTT Totales	RRTT/ M.D.	RRTT/Total
Andalucía Oriental	7.741	0%	0%	0%
Aragón	9.064	0%	0%	0%
Asturias	17.819	-1%	0%	0%
Campo Gibraltar	12.261	31%	26%	15%
Castilla y León	28.641	0%	0%	0%
Cataluña	40.717	4%	1%	1%
Centro	29.106	9%	2%	2%
Centro Sur	5.047	18%	44%	21%
Galicia Norte	15.027	1%	0%	0%
Huelva	882	6%	127%	41%
Levante Norte	14.119	20%	10%	8%
Levante Sur	921	10%	139270%	61%
Navarra-La Rioja	5.006	0%	0%	0%
País Vasco	5.995	1%	1%	1%
Galicia Sur	5.888	0%	0%	0%

Generación 2005				
Zona RRTT	Total (GWh)	RRTT Zona/RRTT Totales	RRTT/ M.D.	RRTT/Total
Andalucía Oriental	7.395	1%	0%	0%
Aragón	8.985	0%	0%	0%
Asturias	17.820	3%	1%	1%
Campo Gibraltar	17.060	17%	3%	3%
Castilla y León	22.698	0%	0%	0%
Cataluña	34.097	8%	1%	1%
Centro	27.993	12%	1%	1%
Centro Sur	5.825	17%	13%	8%
Galicia Norte	12.425	4%	1%	1%
Huelva	5.306	4%	3%	2%
Levante Norte	12.624	17%	4%	4%
Levante Sur	1.641	14%	203%	26%
Navarra-La Rioja	7.524	0%	0%	0%
País Vasco	11.384	2%	1%	1%
Galicia Sur	3.019	0%	0%	0%

Generación 2006				
Zona RRTT	Total (GWh)	RRTT Zona/RRTT Totales	RRTT/ M.D.	RRTT/Total
Andalucía Oriental	7.436	3%	59%	6%
Aragón	10.770	6%	40%	8%
Asturias	16.618	5%	45%	5%
Campo Gibraltar	18.732	11%	22%	9%
Castilla y León	24.662	7%	14%	4%
Cataluña	38.620	7%	13%	3%
Centro	28.665	7%	12%	4%
Centro Sur	3.792	3%	26%	13%
Galicia Norte	12.906	8%	73%	9%
Huelva	7.930	10%	121%	19%
Levante Norte	13.243	17%	93%	19%
Levante Sur	9.279	0%	0%	0%
Navarra-La Rioja	8.569	5%	16%	9%
País Vasco	10.681	10%	24%	13%
Galicia Sur	7.386	0%	0%	0%

Generación 2007				
Zona RRTT	Total (GWh)	RRTT Zona/RRTT Totales	RRTT/ M.D.	RRTT/Total
Andalucía Oriental	8.040	1%	2%	0%
Aragón	10.881	3%	5%	2%
Asturias	18.267	0%	0%	0%
Campo Gibraltar	14.953	22%	14%	8%
Castilla y León	24.986	0%	0%	0%
Cataluña	36.057	32%	8%	5%
Centro	30.178	34%	12%	6%
Centro Sur	4.528	9%	23%	11%
Galicia Norte	13.596	3%	4%	1%
Huelva	8.916	14%	16%	9%
Levante Norte	11.480	15%	12%	7%
Levante Sur	9.762	-40%	-19%	-22%
Navarra-La Rioja	7.803	0%	0%	0%
País Vasco	8.884	5%	4%	3%

Generación 2008

Zona RRTT	Total (GWh)	RRTT Zona/RRTT Totales	RRTT/ MD	RRTT/ Total
Andalucía Oriental	11.053	0%	-1%	0%
Aragón	25.528	2%	1%	0%
Asturias	23.742	10%	12%	2%
Campo de Gibraltar	25.147	15%	9%	4%
Castilla y León	40.873	1%	0%	0%
Cataluña	43.346	26%	14%	4%
Centro	54.036	30%	17%	3%
Centro Sur	3.559	3%	13%	6%
Galicia Norte	25.702	11%	13%	3%
Galicia Sur	9.228	0%	0%	0%
Huelva	18.678	0%	0%	0%
Levante Norte	38.312	-4%	-1%	-1%
Levante Sur	29.984	-1%	0%	0%
Navarra-La Rioja	16.395	1%	1%	0%
País Vasco	17.905	6%	4%	2%

Fuente: elaboración propia a partir de información facilitada por REE (folios no confidenciales 547-575 y folios no confidenciales 1189-1194)

ANEXO II

Incidencia de las RRTT en las zonas objeto de incoación desde 2004 hasta 2008.

Aragón

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	0,8	0,0
2005	0,6	-0,7
2006	896,7	-0,2
2007	370,1	-197,2
2008	159,9	-52,6

Campo de Gibraltar

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	1.841,8	0,0
2005	510,1	-18,4
2006	1.660,9	0,0
2007	1.212,6	-6,0
2008	889,2	0,0

Centro

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	534,3	-1,6
2005	358,6	0,0
2006	1.036,7	0,0
2007	1.880,6	0,0
2008	1.787,1	-0,1

Asturias

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	4,4	-48,3
2005	14,1	-1,7
2006	729,0	-2,6
2007	11,9	0,0
2008	516,1	-3,4

Cataluña

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	270,1	-23,5
2005	261,8	-36,1
2006	1.114,1	0,0
2007	1.777,6	-22,3
2008	1.528,7	-6,2

Centro Sur

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	1.057,3	0,0
2005	486,9	-1,1
2006	509,6	0,0
2007	497,5	0,0
2008	203,4	0,0

Galicia Norte

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	63,9	-0,8
2005	132,9	-3,4
2006	1.152,1	0,0
2007	202,7	-8,5
2008	729,9	-64,4

Levante Norte

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	1.161,3	0,0
2005	482,2	0,0
2006	2.452,4	0,0
2007	843,4	-5,8
2008	77,3	-290,1

Huelva

Año	GWh	
	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	359,3	0,0
2005	113,7	0,0
2006	1.513,3	0,0
2007	808,4	-22,2
2008	66,1	-72,7

Levante Sur

GWh

Año	Energía redespachada a subir	Energía redespachada a bajar
2004	557,1	0,0
2005	418,9	0,0
2006	246,8	-275,9
2007	134,3	-2.316,4
2008	117,2	-187,5

Fuente: REE folios no confidenciales 7603-7613.

ANEXO III

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA ARAGÓN (2004-2008)

Año	CTNU		ECH1		ETC1		ETC3		TER1		TER2		TER3	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2005	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2006	189	43%	1	0%	1	0%	0	0%	87	20%	79	18%	81	18%
2007	147	81%	9	5%	9	5%	0	0%	17	9%	6	4%	3	1%
2008	46	57%	5	6%	5	6%	0	0%	11	14%	6	8%	4	5%
Total	382	55%	15	2%	15	2%	0	0%	115	16%	92	13%	88	13%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA ASTURIAS (2004-2008)

Año	ABO1		ABO2		LAD3		LAD4		NRC1		NRC2		NRC3		SRI1		SRI2		SRI3	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	0	0%	0	0%	2	44%	0	0%	1	30%	0	0%	0	0%	1	0	0	0%	0	0%
2005	0	0%	3	20%	0	0%	2	17%	4	30%	1	7%	0	0%	4	0	0	0%	0	0%
2006	0	0%	4	1%	77	11%	103	14%	8	1%	149	21%	116	16%	1	0	237	33%	21	3%
2007	0	0%	0	2%	0	4%	1	4%	7	57%	4	31%	0	2%	0	0	0	0%	0	0%
2008	307	60%	0	0%	92	18%	49	10%	0	0%	5	1%	0	0%	0	0	55	11%	4	1%
Total	307	24%	7	1%	171	14%	155	12%	20	2%	158	13%	116	9%	6	0	292	23%	26	2%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA CAMPO DE GIBRALTAR (2004-2008)

Año	ARCOS1		ARCOS2		ARCOS3		BRR1		CAMGI10		CAMGI20		ALG1		ALG2		SROQ1		SROQ2	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	0	0%	126	7%	0	0%	0	0%	309	17%	270	15%	57	3%	250	14%	640	35%	190	10%
2005	45	9%	61	12%	0	0%	4	1%	68	13%	79	16%	49	10%	138	27%	64	13%	2	0%
2006	198	12%	200	12%	550	33%	143	9%	69	4%	17	1%	40	2%	84	5%	137	8%	225	13%
2007	133	11%	88	7%	404	33%	45	4%	35	3%	12	1%	5	0%	0	0%	54	4%	439	36%
2008	57	6%	80	9%	320	38%	113	13%	81	9%	16	2%	0	0%	0	0%	147	17%	76	9%
Total	433	7%	554	9%	1.273	21%	305	5%	562	9%	394	6%	150	2%	472	8%	1.041	17%	931	15%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA CATALUÑA (2004-2008)

Año	ADR1		ADR3		BES3		BES4		CRC1		FOI1		PVENT1		PVENT2		TARRAG		TAPOWER	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	42	17%	61	24%	18	7%	6	2%	0	0%	54	22%	0	0%	0	0%	50	20%	19	7%
2005	55	22%	67	27%	0	0%	9	4%	0	0%	109	44%	0	0%	0	0%	9	3%	0	0%
2006	46	4%	58	5%	297	27%	204	19%	1	0%	182	17%	0	0%	0	0%	129	12%	167	15%
2007	29	2%	34	2%	671	39%	301	17%	0	0%	74	4%	0	0%	5	0%	408	24%	209	12%
2008	46	3%	63	4%	154	10%	380	25%	3	0%	137	9%	89	6%	100	7%	281	18%	276	18%
Total	217	4%	283	6%	1.141	24%	900	19%	4	0%	556	11%	89	2%	105	2%	876	18%	670	14%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA CENTRO (2004-2008)

Año	ACE1		ACE2		ACE3		ACE4	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	305	58%	223	42%	0	0%	0	0%
2005	205	57%	134	37%	20	5%	0	0%
2006	252	25%	185	18%	204	20%	384	37%
2007	60	3%	41	2%	779	45%	839	49%
2008	51	3%	21	1%	917	53%	749	43%
Total	873	16%	605	11%	1.919	36%	1.973	37%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA CENTRO SUR (2004-2008)

Año	PLL1		PNN1		ELC	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	336	32%	623	59%	98	9%
2005	157	32%	305	63%	25	5%
2006	171	34%	334	65%	5	1%
2007	211	42%	237	48%	49	10%
2008	89	44%	0	0%	115	56%
Total	964	35%	1.498	54%	292	11%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA GALICIA NORTE (2004-2008)

Año	MEI1		PGR1		PGR2		PGR3		PGR4		PGR5		SBO1		SBO2		SBO3	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	37	58%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	3	4%	24	37%	0	0%
2005	8	6%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	9	7%	116	88%	0	0%
2006	734	64%	55	5%	54	5%	36	3%	68	6%	0	0%	7	1%	198	17%	0	0%
2007	64	31%	5	3%	3	2%	30	15%	16	8%	0	0%	22	11%	64	31%	0	0%
2008	0	0%	3	0%	259	35%	228	31%	31	4%	10	1%	29	4%	119	16%	51	7%
Total	843	37%	63	3%	315	14%	293	13%	115	5%	10	0%	69	3%	521	23%	51	2%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA HUELVA (2004-2008)

Año	COL2		COL3		COL4		PALOS1		PALOS2		PALOS3	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	155	44%	176	49%	0	0%	25	7%	0	0%	0	0%
2005	12	11%	8	7%	0	0%	57	51%	28	25%	7	6%
2006	8	1%	0	0%	146	10%	460	30%	459	30%	441	29%
2007	0	0%	0	0%	408	50%	197	24%	102	13%	100	12%
2008	0	0%	0	0%	33	50%	13	20%	15	23%	5	8%
Total	176	6%	184	6%	587	21%	752	26%	604	21%	553	19%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA LEVANTE NORTE (2004-2008)

Año	CTN2		CTN3		CTN4		SAGU1		SAGU2		SAGU3	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	155	17%	748	83%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2005	344	77%	102	23%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2006	307	31%	683	69%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2007	27	4%	627	81%	0	0%	72	9%	44	6%	2	0%
2008	0	0%	30	42%	15	21%	9	13%	7	10%	11	15%
Total	834	26%	2.189	69%	15	0%	81	3%	51	2%	13	0%

RESTRICCIONES TÉCNICAS EN LA ZONA LEVANTE SUR (2004-2008)

Año	CTGN1		CTGN2		CTGN3		ESC4		ESC5		ESC6		ESCCC1		ESCCC2		ESCCC3	
	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)	GWh	% (1)
2004	0	0%	0	0%	0	0%	279	50%	278	50%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2005	0	0%	0	0%	0	0%	206	49%	213	51%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
2006	39	16%	26	10%	27	11%	50	20%	57	23%	48	20%	0	0%	0	0%	0	0%
2007	40	30%	20	15%	8	6%	0	0%	11	8%	46	34%	0	0%	5	4%	4	3%
2008	12	10%	7	6%	12	10%	0	0%	0	0%	66	56%	9	7%	10	9%	1	1%
Total	92	6%	54	4%	47	3%	534	36%	559	38%	160	11%	9	1%	15	1%	5	0%

Fuente: elaboración propia a partir de datos facilitados por REE (folios no confidenciales 7620-7779).

(1) Porcentaje respecto al total de la zona

U.P.	NOMBRE
ABO1	Aboño 1
ABO2	Aboño 2
ACE1	Aceca 1
ACE2	Aceca 2
ACE3	Aceca 3
ACE4	Aceca 4
ADR1	San Adrián 1
ADR3	San Adrián 3
ALG1	Algeciras 1
ALG2	Algeciras 2
ARCOS1	Arcos 1
ARCOS2	Arcos 2
ARCOS3	Arcos 3

U.P.	NOMBRE
BES3	Besos 3
BES4	Besos 4
BRR1	Barrios
CAMGI10	Campo Gibraltar 1
CAMGI20	Campo Gibraltar 2
COL2	Colón 2
COL3	Colón 3
COL4	Colón 4
CRC1	Cercs
CTGN1	Cartagena 1
CTGN2	Cartagena 2
CTGN3	Cartagena 3
CTN2	Castellón 2

U.P.	NOMBRE
CTN3	Castellón 3
CTN4	Castellón 4
CTNU	Castelnou
ECH1	Escucha
ECT1	Escatrón 1
ECT2	Escatrón 2
ECT3	Escatrón 3
ELC1	Elcogás
ESC4	Escombreras 4
ESC5	Escombreras 5
ESC6	Escombreras 6
ESCCC1	El Fangal 1
ESCCC2	El Fangal 2
ESCCC3	El Fangal 3
FOI1	Foix
LAD3	Lada 3
LAD4	Lada 4
MEI	Meirama
NRC1	Narcea 1
NRC2	Narcea 2
NRC3	Narcea 3
PALOS1	Palos 1
PALOS2	Palos 2
PALOS3	Palos 3
PGR1	Puentes García Rodríguez 1
PGR2	Puentes García Rodríguez 2

U.P.	NOMBRE
PGR3	Puentes García Rodríguez 3
PGR4	Puentes García Rodríguez 4
PGR5	Puentes García Rodríguez 5
PLL1	Puertollano
PNN3	Puentenuevo
PVENT1	Plana de Vent 1
PVENT2	Plana de Vent 2
SAGU1	Sagunto 1
SAGU2	Sagunto 2
SAGU3	Sagunto 3
SBO1	Sabón 1
SBO2	Sabón 2
SBO3	Sabón 3
SRI1	Soto Ribera 1
SRI2	Soto Ribera 2
SRI3	Soto Ribera 3
SRI4	Soto Ribera 4
SROQ1	San Roque 1
SROQ2	San Roque 2
TAPOWER	Tarragona Power
TARRAG	Tarragona Dow
TER1	Teruel 1
TER2	Teruel 2
TER3	Teruel 3
VIESG	Viesgo

Unidad	ANÁLISIS ZONA ASTURIAS 2004-2008																		
	2004				2005				2006				2007						
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4			
	Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																		
Aboño1	-16%	1%	3%	2%	0%	-1%	-2%	17%	42%	1%	31%	5%	36%	1%	1%	0%	12%	31%	4%
Lada3	0%	-3%	-2%	6%	5%	5%	3%	24%	15%	34%	24%	48%	-63%	2%	0%	-1%	17%	34%	29%
Lada4	-1%	12%	-2%	1%	-15%	1%	2%	21%	-56%	21%	27%	24%	-37%	0%	0%	0%	-6%	12%	10%
Soto de la Ribera2	-8%	0%	-4%	-5%	0%	2%	-8%	17%	-59%	213%	12%	2%	-36%	-2%	-1%	2%	49%	61%	-7%
	Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																		
Aboño1		5%	22%							-54%	32%					9%	-17%	18%	3%
Lada3			-3%	21%	31%					-50%	4%	14%	-82%		7%	15%	-8%	-21%	2%
Lada4			7%		19%	4%				-50%	21%	12%				14%		-6%	
Soto de la Ribera2			-7%		38%					25%	6%	-3%					4%	25%	38%
	Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)																		
Aboño1		25%	26%		20%					8%	39%					17%	4%	32%	-26%
Lada3			1%	16%	0%					12%	11%	16%	-36%		0%	5%	0%	16%	-2%
Lada4			11%		-12%	-9%				12%	28%	14%			4%			8%	
Soto de la Ribera2			13%		7%					87%	13%	-1%				12%	46%	52%	-29%

ANÁLISIS ZONA CAMPO DE GIBRALTAR 2004-2008

Unidad	2004				2005				2006				2007				2008			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4																
Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																				
Algeciras1	29%	34%	60%	51%	9%	-1%	4%	16%	19%	45%	34%	28%	131%	195%						
Algeciras2	18%	9%	45%	33%	-2%	-13%	5%	5%	-2%	7%	20%	34%								
Arcos1			-100%	-14%	13%	7%	10%	20%	18%	-26%	16%	-11%	-14%	22%	11%	12%	5%	-2%	9%	4%
Arcos2			-24%	3%	14%	5%	3%	18%	15%	-34%	14%	-11%	-42%	11%	6%	12%	3%	2%	3%	4%
Arcos3							-99%	9%	-2%	-50%	8%	14%	-13%	4%	7%	9%	6%	8%	0%	8%
Barrios	-3%	-3%	-6%	-3%	-3%	-6%	-6%	-28%	-36%	-37%	6%	9%	-47%	-3%	-2%	-1%	-2%	4%	-5%	4%
C Gibraltar1		-1%	4%	7%	0%	6%	11%	15%	34%	49%	10%	18%	34%	-6%	-5%	9%	4%	5%	2%	-7%
C Gibraltar2		-1%	3%	9%	-2%	5%	11%	10%	29%	54%	6%	20%	14%	-8%	-6%	-5%	0%	-1%	-1%	-4%
San Roque1	38%	16%	17%	9%	0%	6%	-20%	-56%	25%	35%	7%	8%	-100%	1%	0%	-6%	3%	-2%	6%	0%
San Roque2	4%	4%	1%	-4%	3%	3%	7%	-13%	-50%	-52%	-43%	7%	-18%	5%	1%	-4%	4%	-4%	-4%	1%
Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																				
Arcos1					44%	52%	30%	-33%	-9%	-38%	38%	-11%	-39%	3%	-1%	17%	5%	-18%	17%	
Arcos2				11%	59%	40%				-48%	30%	-15%	-60%	-8%	-6%	16%	14%	-5%	12%	
Arcos3										-62%	16%	7%	-40%	-9%	-7%	12%	18%	-7%	-4%	10%
Barrios	11%	-1%	11%	30%	61%	28%	42%	-7%	-51%	-73%	13%	17%	-67%	35%	27%	31%	13%	-2%	-12%	43%
Campo de Gibraltar1		11%	36%	27%	40%		55%	-37%		17%	25%	15%	-2%	-14%	-11%		21%	-3%	8%	-5%
Campo de Gibraltar2			25%	30%	45%	41%	54%	-40%	-29%	24%	19%	11%		-16%	-12%	6%			19%	3%
San Roque1	49%	29%	51%	31%	45%		15%		-19%	11%	24%	6%		-5%	-6%	14%	23%	-11%	20%	8%
San Roque2	9%	12%	33%	6%			-33%			-61%	-34%	4%	-38%	-5%	-6%	14%				8%
Algeciras1	63%	81%	104%	98%	22%	1%	0%	17%	13%	48%	54%	93%	181%	142%						
Algeciras2	68%	45%	93%	82%	22%	-3%	14%	18%	2%	45%	50%	74%								

Unidad	ANÁLISIS ZONA CATALUÑA 2004-2008																			
	2004				2005				2006				2007				2008			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4
Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																				
Besós3	1%	3%	4%	2%	5%	8%	-11%	-46%	-46%	6%	-10%	4%	-1%	-2%	-5%	-4%	-5%	-4%	-4%	4%
Besós4	-14%	-23%	-38%	-43%	-52%	13%	68%	1%	25%	38%	27%	6%	-2%	1%	8%	8%	8%	8%	8%	15%
Plana del Vent1											149%	-18%	-5%	-1%	-5%	0%	-4%	-4%	10%	15%
Plana del Vent2												-20%	-7%	0%	-4%	-4%	-4%	-4%	10%	15%
Tarragona	-4%	0%	-2%	-5%	-3%	1%	-1%	-56%	-50%	0%	-16%	-5%	-4%	-2%	-4%	-4%	-4%	-4%	14%	27%
Tarragona Power	-17%	-5%	-1%	0%	-1%	-4%	1%	24%	35%	0%	21%	-4%	-8%	-2%	-4%	-4%	-4%	-4%	15%	24%
San Adrián1	-15%	-32%	-21%	-11%	-11%	-1%	-11%	6%	4%	37%	29%	-56%	104%	230%	98%	-37%	0%	-37%	0%	0%
San Adrián2	-43%	-23%	-19%	-18%	-11%	-1%	-13%	3%	0%	16%	98%	-25%	54%	-8%	49%	6%	-	-	-	-
Foix	-25%	-25%	-23%	-25%	-13%	-18%	-14%	-7%	-6%	2%	-20%	80%	89%		69%	0%	0%	0%	6%	6%
Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																				
Besós3	13%	7%	36%	10%					-53%	-58%	-33%	4%	-33%	-3%	-2%	17%			1%	13%
Besós4	-10%	-13%	-19%		-20%				-28%	14%	18%	4%	4%	-1%	-1%	18%	23%	-1%	26%	26%
Plana del Vent1																			0%	24%
Plana del Vent2																			1%	21%
Tarragona Power			22%	12%						7%	9%	-4%	-9%	-12%	-15%	6%			20%	44%
Tarragona	8%	5%	32%						-30%	-62%	-38%	-12%	-37%	-13%	-11%	5%			-6%	33%
San Adrián1	16%		5%	22%	1%	4%	-16%	6%	-3%	58%	119%	76%	30%	282%	542%	445%	-30%	445%	-30%	92%
San Adrián2		-3%	8%	12%	0%	5%	-17%	3%	1%	94%	40%	101%	-21%	65%	192%	308%	52%	308%	52%	92%
Foix	5%	-1%	4%	6%	6%	-8%	-12%	-2%	-4%	28%	30%	109%	0%	47%	76%	298%	291%	58%	58%	123%

Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)

Besós3	7%	-3%	7%	-7%			-23%	-36%	-46%	8%	-7%	7%	5%	8%		-9%	8%	
Besós4	-16%	-23%	-48%				-4%	36%	5%	8%	25%	9%	6%	9%	8%	11%	16%	21%
Plana del Vent1																-10%	19%	
Plana del Vent2														7%			-9%	16%
Tarragona Power			-7%	-5%				29%	-4%	0%	17%	-2%	-8%	-3%		10%	39%	
Tarragona	2%	-5%	3%				-6%	-40%	-51%	-8%	-11%	-3%	-4%	-4%	6%	25%	28%	
San Adrián1	-23%		-28%	-11%	0%	-19%	2%	-2%	31%	78%	52%		4%	189%	476%	-81%	-13%	
San Adrián2		-32%	-25%	-23%	1%	-20%	-1%	2%	69%	13%	77%	-11%	39%	99%	-52%	118%	1%	
Foix	-34%	-30%	-29%	-27%	-17%	-12%	-6%	-3%	3%	68%	-24%	57%	50%	205%	101%	7%	18%	

Desviación del ingreso medio de la central con respecto al de la central comparable (4)

Besós3	25%	-3%	5%	-15%	3%	-18%	-49%	-18%	46%	94%	8%	4%	-11%	-3%	-4%	8%		
Besós4	-26%	-45%	-52%	4%	-69%	-7%	19%	108%	42%	174%	9%	5%	-12%	0%	7%	19%		
Plana del Vent1										-100%	-100%	106%	-32%	-13%	-20%	-2%	-5%	13%
Plana del Vent2										-100%	-100%	-100%	-34%	-12%	-21%	-1%	-3%	8%
Tarragona Power		-31%	19%	6%	-8%	-11%	-7%	-1%	72%	-12%	8%	133%	3%	-4%	-14%	-3%	6%	2%
Tarragona		-27%	19%	1%	-10%	-7%	-9%	-20%	-37%	-57%	8%	63%	1%	-1%	-14%	-3%	6%	4%

ANÁLISIS ZONA CENTRO 2004-2008

Unidad	2004				2005				2006				2007				2008			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4																
Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																				
Aceca1	10%	6%	6%	5%	19%	8%	-7%	-4%	-1%	-2%	-3%	-17%	51%	37%	-2%	-37%	-21%	-61%	-11%	-17%
Aceca2	7%	19%	11%	4%	17%	26%	23%	19%	18%	1%	-1%	-12%	64%	64%	-3%	-34%	-21%	-100%	-100%	-100%
Aceca3					13%	13%	6%	14%	26%	11%	2%	-2%	18%	14%	24%	16%	12%	23%	14%	23%
Aceca4								31%	-22%	-79%	-6%	-26%	2%	7%	8%	-1%	3%	17%	5%	9%
Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																				
Aceca1	55%	34%	42%	38%	42%	10%	-8%	-2%	-3%	16%	18%	21%	18%	18%	23%	19%	22%	21%	21%	65%
Aceca2	51%	47%	46%	37%	40%	19%	19%	13%	14%	20%	20%	26%	17%	17%	21%	21%	26%			
Aceca3						48%	35%	35%	-41%	-13%	17%	-6%	-13%	4%	14%	25%	30%	10%	27%	28%
Aceca4										-86%	7%	-27%	-22%	0%	3%	20%	22%	7%	16%	19%
Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)																				
Aceca1	16%	5%	9%	5%	19%	6%	-11%	-6%	-2%	-9%	-9%	-20%		28%	-3%	-74%	-44%	-169%	-30%	-40%
Aceca2	12%	18%	13%	4%	17%	15%	16%	9%	15%	-5%	-7%	-15%		27%	-5%	-72%	-40%			
Aceca3						8%	59%	59%	-11%	9%	4%	-2%	13%	14%	21%	16%	15%	22%	17%	23%
Aceca4										-64%	-6%	-23%	4%	10%	10%	11%	7%	19%	6%	14%
Desviación del ingreso medio de la central con respecto al de la central comparable (4)																				
Aceca3						29%	1%	23%	-2%	-20%	0%	-8%	-3%	15%	26%	21%	5%	27%	12%	25%
Aceca4								41%	-40%	-85%	-8%	-31%	-17%	8%	9%	3%	-3%	21%	3%	12%

Unidad	ANÁLISIS ZONA CENTRO SUR 2004-2008																			
	2004				2005				2006				2007				2008			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4
	Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																			
Puentenuevo	20%	12%	32%	30%	2%	-1%	5%	25%	98%	215%	47%	22%	103%	7%	19%	13%				-16%
Puertollano	33%	32%	44%	37%	2%	-3%	6%	28%	103%	316%	71%	64%	77%	39%	72%	16%	39%	50%	19%	4%
	Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																			
Puentenuevo	4%	-13%	24%	37%	34%	13%	30%	35%	26%	14%	33%	11%	5%	16%	26%	26%				
Puertollano	12%	0%	28%	43%	32%	8%	27%	34%	25%	57%	50%	42%	-14%	49%	77%	29%	30%	20%	-1%	
Elcogas	-15%		-3%	-12%	33%					14%					-5%	15%	44%	-35%		
	Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)																			
Puentenuevo	17%	7%	28%	32%	3%	0%	8%	28%	63%	76%	40%	13%	51%	5%	19%	16%				
Puertollano	25%	20%	32%	38%	1%	-5%	5%	27%	62%	119%	57%	44%	32%	38%	70%	19%	38%	41%	13%	

Unidad	2004				2005				2006				2007				2008			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4
	Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																			
Puentes1	0%	-1%	0%	0%	2%	-11%	0%	-25%	-33%	16%	5%	84%	2%	-2%	-1%	-1%	-9%			
Puentes2	2%	-1%	-3%	-5%	2%	1%	-1%	-25%	-31%	12%	-5%	73%	-1%		6%	1%	8%	-3%		
Puentes3	1%	-2%	-1%	-1%	1%	0%	-2%	-30%	-36%	24%	-20%	38%	0%	2%	0%	0%	7%	-3%		
Sabón3																				
Sabón1	46%	-17%	-34%	-22%	-11%	34%	20%		-6%	-72%	-9%	4%	28%		-36%	-25%	-62%			
Sabón2	-37%	-14%	-24%	-26%	-6%	32%	8%	-7%	10%	9%	-5%		12%	-7%	-37%	-24%	-62%	-9%		
Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																				
Puentes1										3%	-5%			13%			-6%			
Puentes2									-57%		-9%	-20%	13%			1%	-16%			
Puentes3						17%				15%	-22%	-29%	7%	17%		0%	-17%			
Sabón3																				1%
Sabón1	48%	7%	-16%	2%	0%	13%	11%		-10%	-83%	20%	24%	3%		18%	24%	18%			
Sabón2	-9%	17%	8%	-2%	19%	33%	14%	4%	14%	39%	44%	44%	-5%	19%	25%	30%	21%	16%	53%	
Desviación del ingreso medio de la central con respecto al de la central comparable (4)																				
Sabón3														-24%	-20%	-3%	-2%	-5%	-8%	
Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)																				
Puentes1										10%	-3%			6%		2%				
Puentes2									-20%	6%	-7%	26%	2%			9%	5%			
Puentes3						4%				22%	-20%	17%	-4%	10%		8%	4%			
Sabón3																				-4%
Sabón1	9%	-22%	-49%	-31%	-23%	9%	8%		-9%	-110%	-21%	0%	13%		-75%	-42%	-172%			
Sabón2	-48%	-12%	-25%	-35%	-4%	29%	11%	0%	15%	14%	3%		5%	-7%	-68%	-36%	-169%	-35%	-52%	

ANALISIS ZONA HUELVA 2004-2008

Unidad	2007				2008													
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4										
Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																		
Colón2	21%	13%	12%	8%	-12%	10%	-8%	29%	-6%	164%	37%	-7%	-	-77%				
Colón3	4%	-11%	-9%	4%	-1%													
Colón4																		
Palos1			-17%	4%	0%	0%	3%	0%	5%	-13%	-42%	0%	24%	1%	-1%	-4%	0%	-4%
Palos2				0%	-11%	8%	4%	8%	4%	5%	-34%	-1%	-32%	-3%	0%	11%	1%	1%
Palos3					-13%	3%	9%	-1%	-2%	-39%	-39%	-2%	-26%	-5%	-2%	-3%	1%	0%
Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																		
Colón2	46%	31%	33%	26%	-11%	-1%	-26%	12%	-38%	71%	29%	19%						
Colón3	36%	9%	15%	31%	8%													
Colón4																		
Palos1				15%	45%	47%	47%	-37%	-69%	-53%	26%	-14%	-6%	-8%	-7%	5%	22%	-9%
Palos2					40%	47%	47%	-7%	-40%	-47%	14%	-33%	-64%	-10%	-5%	17%		3%
Palos3						49%	49%	8%	-12%	-52%	16%	-28%	-76%	-12%	-6%	14%		10%
Desviación del ingreso medio de la central con respecto al de la central comparable (4)																		
Colón4									-14%	-42%	3%	-10%	12%	4%	5%	1%	0%	-4%
Palos1						3%	3%	37%	5%	-34%	2%	-32%	-58%	0%	6%	18%	1%	5%
Palos2						5%	5%	48%	4%	-41%	4%	-26%	-71%	-1%	4%	5%	0%	0%
Palos3							9%	35%	-2%	-40%	0%	-26%	-76%	-2%	3%	3%	1%	-3%
Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)																		
Colón2	7%	2%	0%	-7%	-34%	-5%	-29%	8%	-37%	46%	2%	-22%						
Colón3	-3%	-20%	-18%	-2%	-15%													
Colón4									-39%	-31%	13%	-10%	20%	2%	0%	-4%	7%	3%
Palos1				-2%	7%	7%	7%	-13%	-10%	-25%	1%	-29%	-38%	0%	2%	8%		-7%
Palos2					2%	7%	7%	17%	18%	-30%	3%	-24%	-50%	-2%	1%	5%		0%
Palos3						9%	9%	32%		-30%	0%	-23%	-54%	-7%	-1%	8%		-4%

Unidad	2004				2005				2006				2007				2008			
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4																
Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																				
Castellón2	-100%	-13%	-2%	19%	8%	4%	11%	1%	0%	-10%	-10%	-16%	40%	-40%	-4%	-28%				
Castellón3	-6%	5%	25%	26%	10%	5%	4%	11%	-28%	22%	18%	15%	28%	24%	21%	0%	1%	1%	-1%	-5%
Sagunto1													-54%	-11%	3%	-6%	-1%	4%	-2%	-6%
Sagunto2														32%	-3%	-5%	-2%	0%	-2%	-8%
Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																				
Castellón2	18%	28%	57%	57%	31%	4%	12%	3%	-1%	12%	14%	14%		-50%	14%	37%				
Castellón3	-11%	74%	75%	75%	78%	32%	44%	34%		-8%	31%	8%	-11%	5%	4%	2%	19%	-18%		-7%
Sagunto1															-1%	5%				4%
Sagunto2															-9%	-2%	12%			-14%
Desviación del ingreso medio de la central con respecto al de la central comparable (4)																				
Sagunto1														-62%	-26%	-5%	-21%	-2%	4%	-3%
Sagunto2															9%	-10%	-19%	-3%	0%	-3%
Castellón3	-4%	9%	38%	31%	-5%	0%	2%	6%	-43%	-16%	5%	11%	13%	35%	31%	6%	3%	2%	2%	3%
Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)																				
Castellón2		-11%	-5%	24%	8%	0%	9%	-1%	0%	-13%	-13%	-27%		-40%	-12%	-56%				
Castellón3		-21%	45%	58%	40%	3%	4%	58%		14%	18%	12%	15%	15%	11%	7%	4%	-6%	-17%	-12%
Sagunto1															6%	-4%				-6%
Sagunto2															-2%	-11%	-3%			-19%

Unidad	ANÁLISIS ZONA LEVANTE SUR 2004-2008																
	2004				2005				2007								
	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4	Trim.1	Trim.2	Trim.3	Trim.4					
Desviación del ingreso de cada central respecto al ingreso medio de centrales de idéntica tecnología (1)																	
Escombreras 4	31%	9%	27%	17%	15%	17%	14%	8%	3%	-2%	-2%		-4%				
Escombreras 5	14%	29%	28%	20%	15%	16%	12%	6%	12%	-6%	7%	-16%	-24%	-27%			
Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones (2)																	
Escombreras 4	84%	44%	76%	60%	44%	21%	22%	18%	5%	10%	19%						
Escombreras 5	52%	64%	78%	70%	46%	19%	17%	11%	13%	26%	33%	21%	5%	-39%			
Diferencia entre el margen medio con respecto al coste en restricciones de la central y de la media de su tecnología (3)																	
Escombreras 4	45%	15%	43%	27%	21%	17%	19%	14%	6%	-15%	-8%						
Escombreras 5	13%	35%	45%	37%	23%	15%	14%	7%	14%	1%	6%	-20%	-19%	-29%			

Leyenda:

- (1) $((\text{Ingreso trimestral medio de la central} - \text{Ingreso trimestral medio de su tecnología}) / \text{Ingreso trimestral medio de su tecnología}) \times 100$.
- (2) $((\text{Ingreso trimestral medio de la central} - \text{Coste variable medio de la central los días que resuelve restricciones}) / \text{Coste variable medio de la central los días que resuelve restricciones}) \times 100$. La estimación es conservadora en tanto se toma el mayor de los costes facilitados por la CNE en los casos en que se facilitan varios.
- (3) Margen medio de la central con respecto al coste en restricciones - Margen medio de la tecnología con respecto al coste en restricciones.
- (4) $((\text{Ingreso trimestral medio de la central} - \text{Ingreso trimestral medio de la central comparable identificada por la CNE}) / \text{Ingreso trimestral medio de la central comparable identificada por la CNE}) \times 100$.

Fuente: elaboración propia a partir de información facilitada por la CNE (folios no confidenciales 13.164-13.196)