

**RESOLUCIÓN SOBRE PROPUESTAS DE ARCHIVO (EXPEDIENTES
2600/05 CNE/EMPRESAS SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA y
2773/07 IBERDROLA)**

CONSEJO

D. Luis Berenguer Fuster, Presidente
D. Fernando Torremocha García-Sáenz, Vicepresidente
D. Emilio Conde Fernández-Oliva, Consejero
D. Miguel Cuerdo Mir, Consejero
D^a. Pilar Sánchez Núñez, Consejera
D^a. María Jesús González López, Consejera
D^a. Inmaculada Gutiérrez Carrizo, Consejera

En Madrid, a 28 de julio de 2008

El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia (el Consejo), con la composición arriba expresada, ha dictado la siguiente Resolución en los expedientes 2600/05 CNE/EMPRESAS SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA y 2773/07 IBERDROLA originados por escrito de denuncia de la Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE), por ciertos hechos relacionados con la generación y demandas mayoristas en el suministro de energía eléctrica acontecidos durante el año 2004, y que podrían suponer conductas prohibidas por la *Ley 15/2007, de 13 de julio, de Defensa de la Competencia*.

ANTECEDENTES

1. Con fecha 10 de mayo de 2005 se recibió en el Servicio de Defensa de la Competencia (en adelante SDC, o el Servicio) escrito enviado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), remitiendo el “Informe sobre la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica en el período enero-septiembre 2004” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE el 24 de febrero de 2005 (folios 1 a 31).

En dicho Informe, se ponía en conocimiento del SDC determinados comportamientos de los agentes del mercado que podrían ser contrarios a la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia (LDC).

- a. *“En primer lugar, durante el verano de 2004, las principales empresas comercializadoras desplazaron una parte importante de sus compras del mercado diario al mercado intradiario, provocando de acuerdo con el Informe, que los precios del mercado diario no se incrementaran respecto a la primavera tanto como en años anteriores.*
- b. *En segundo lugar, determinadas centrales habrían desplazado su oferta de generación del mercado diario a las restricciones técnicas, donde estarían aprovechándose de sus posiciones de dominio zonales para obtener beneficios extraordinarios, incurriendo en una infracción de la LDC.*
- c. *Finalmente, IBERDROLA habría retirado energía del mercado de la banda de regulación secundaria, donde tendría posición de dominio, provocando un incremento del precio de la banda”.*

El informe de la CNE concluye que *“se ha producido un probado efecto de alteración de los precios como consecuencia de la actuación de las empresas comercializadoras en el mercado diario e intradiario, lo que puede considerarse como acreditativo de prácticas contrarias a la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia”.*

2. Con fecha 26 de mayo de 2005 el SDC solicitó a la CNE información complementaria a su Informe inicial acerca del funcionamiento del mercado intradiario, del comportamiento de las comercializadoras y de sus posibles justificaciones, del funcionamiento de los servicios de banda de regulación secundaria y del comportamiento de IBERDROLA en este mercado. EL 7 de septiembre de 2005 se solicitó información a VIESGO ENERGÍA, S.L., VIESGO GENERACIÓN, S.L., CYD ENERGÍA S.A., ELEKRIZIACTS GESELLSCHAFT LAUFENBURG ESPAÑA, S.L. (EGL), CENTRICA ENERGÍA, S.L., UNIÓN FENOSA COMERCIAL, S.L., IBERDROLA, S.A., ENDESA ENERGÍA, S.A., NEXUS ENERGÍA, S.A., HIDROCANTÁBRICO ENERGÍA, S.A., HISPAELEC ENERGÍA, S.A. y

GAS NATURAL ELECTRICIDAD SDG, S.A. acerca de la energía demandada y casada en el mercado diario y en la primera sesión del mercado intradiario en el período abril-septiembre de 2004, y, en su caso, de las razones del incremento de la energía comprada en el mercado intradiario a partir de junio de 2004.

3. El 20 de octubre del 2005 la CNE remite al Servicio de Defensa de la Competencia un nuevo informe denominado “Informe sobre la actuación de los grupos de fuel en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2004” en que se concluye que:

PRIMERA.- Se considera que existen indicios de abuso de posición dominante por parte de UNIÓN FENOSA, VIESGO, ENDESA e IBERDROLA con respecto a la participación de las centrales de Aceca 1, Aceca 2, Algeciras 1, Algeciras 2, Castellón 2, Colón 2, Escombreras 4 y Escombreras 5 en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2004.

SEGUNDA.- Se considera importante la actuación frente a este tipo de prácticas que, de probarse definitivamente contrarias a las normas de competencia, habrían alterado el normal funcionamiento del mercado, de cara a evitar su mantenimiento en el tiempo e incluso su repetición por otros agentes.

TERCERA.- Los hechos recogidos en este informe son similares a los reflejados en el “Informe sobre la programación por restricciones de Meirama en el período diciembre 2000 — marzo 2001”, en el “Informe sobre la actuación de Viesgo con respecto a las centrales de Puertollano y Puentenuevo en el mercado de producción de energía eléctrica en el período diciembre de 2002 — febrero de 2003”, en el “Informe sobre la actuación de Viesgo con respecto a la central de Algeciras en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2002”, en el “Informe sobre la actuación de Gas Natural con respecto a sus centrales de Besos y San Roque en el mercado de producción de energía eléctrica en el período diciembre de 2002 — junio de 2003”, en el “Informe sobre la actuación de Iberdrola con respecto a su central de Castellón en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2003”, en el “Informe sobre la actuación de Gas Natural con respecto a su central de

San Roque en el mercado de producción de energía eléctrica en el período julio 2003 - diciembre de 2003”, en el “Informe sobre la actuación de Viesgo, Endesa e Iberdrola con respecto a las centrales de Algeciras, Colón y Escombreras en el mercado de producción de energía eléctrica.

4. En el marco de este segundo informe el Servicio de Defensa de la Competencia procedió a la solicitud de información a Compañía Operadora del Mercado Ibérico de la Electricidad-Polo Español, S.A. (OMEL), y a Red Eléctrica de España, S.A. (RED), en el marco de una información reservada. Estas solicitudes se dirigieron individualizadas por centrales de generación, en concreto las siguientes:
 - a. El 7 de mayo del año 2007 se solicitó información acerca de la central de generación de ENDESA.
 - b. El 9 de mayo del año 2007 se solicitó información acerca de las centrales de generación de IBERDROLA.
 - c. El 10 de mayo del año 2007 se solicitó información acerca de la central de generación de ACECA.
5. Los datos aportados por OMEL permiten confirmar que cuando las centrales no generan en el mercado diario y sí en restricciones, completan las horas que no generan para restricciones generando para el intradiario. De esta forma las centrales no tienen que ser paradas y por tanto se evitan los posteriores arranques que implicarían un coste -de arranque- no presente cuando se genera de forma estable en el diario.
6. El “Informe sobre la actuación de los grupos de fuel en el mercado de producción de energía eléctrica durante el año 2004” de la CNE de 4 de octubre del 2005 -recibido el 20 de octubre de 2005- se inicia por la observación de que:

“Durante el año 2004 se observaron unos ingresos medios excepcionalmente elevados obtenidos por el grupo de gas Algeciras 1, por los grupos de fuel-gas Aceca 1, Algeciras 2 y Colón 2 y por los grupos de fuel Aceca 2, Castellón 2, Escombreras 4 y Escombreras 5.

Adicionalmente se observa que tales ingresos coinciden con períodos en los que, por motivos de estabilidad de red, el Operador del Sistema programa dichos grupos en el proceso de resolución de restricciones

técnicas, proceso en el cual las citadas unidades se encuentran en una situación de clara posición de dominio.

Se pretende analizar si el comportamiento señalado constituye un abuso de posición dominante, que se habría puesto de manifiesto en forma de obtención de una renta extraordinaria por su funcionamiento en el proceso de resolución de restricciones técnicas”.

7. La CNE realiza una serie de tres estimaciones de costes de los grupos de fuel y/o gas en ciclo convencional con las siguientes metodologías y resultados, con el objeto de contrastar el margen de ingresos observados sobre el nivel de costes:
 - a. Primera estimación basada en cómo cada una de las centrales se ha comportado en momentos anteriores de tiempo. Se parte del supuesto que cuando una central realiza una oferta tal que resulta casada en el mercado diario es porque el precio esperado y finalmente recibido por su generación hace viable su negocio. Se observa qué precios estuvieron dispuestas a percibir por generar en el mercado en épocas pasadas. La observación de esos precios indicaría que los costes de producción de esas centrales son como máximo del mismo nivel de esos precios, pues en caso contrario no sería racional producir para obtener unos precios que no cubren costes. (El método de estimación de los Costes Variables Revelados).
 - b. Segunda estimación basada en los ingresos de centrales similares. Se parte del supuesto de que centrales de similar tecnología presentan costes similares, y que los ingresos percibidos por dichas centrales tecnológicamente similares pueden ser de nuevo una estimación superior del nivel de costes. Para esta estimación la CNE ha tomado tres referencias diferentes, para robustecer los resultados:
 - i. Niveles de ingresos de unidades similares despachadas sólo en mercado diario.
 - ii. Niveles de ingresos de unidades similares sin tener en cuenta en qué mercado han generado, diario o restricciones técnicas.
 - iii. Niveles de ingresos de unidades similares despachadas sólo en restricciones técnicas.

- c. Tercera estimación basada en la estimación directa de costes. Se toman los tres componentes fundamentales de coste variable: el rendimiento de las centrales (según el Marco Legal Estable anteriormente vigente), el precio del combustible (precio de la tarifa de suministro interrumpible) y el coste variable de operación y mantenimiento (3 €/MWh).

El cuadro siguiente resume estas estimaciones, además de incluir la estimación de los ingresos que habrían tenido de haber generado en el mercado diario (octava columna) y los ingresos reales que han obtenido con la conducta realizada generando en restricciones técnicas y en intradiario (séptima columna):

Cuadro 1

Datos en €/MWh)	Estimación (a) (*) 1999-2002 (2004 **)	Estimación (b)			Estimación (c) 2004	Ingresos medios mensuales 2004	Ingresos medios hipotéticos en MD (2004)	Diferencia min y max entre ingresos y costes mensuales
		(i) 2004	(ii) 2004	(iii) 2004				
Aceca 1	35 (35-51)	31-47	36-52	53-69	35-52	62-80	25-40	15-35
Aceca 2	40 (40-56)	31-47	36-52	53-69	35-52	62-78	23-42	15-30
Algeciras 1	50 (40-56)	31-47	36-52	53-69	35-52	75-105	25-45	22-55
Algeciras 2	40 (40-56)	31-47	36-52	53-69	35-52	68-98	28-43	20-52
Castellón 2	35 (35-51)	31-47	36-52	53-69	35-52	50-81	25-42	2-35
Escombreras 4	35 (35-51)	31-47	36-52	53-69	35-52	50-122	25-40	5-78
Escombreras 5	35 (35-51)	31-47	36-52	53-69	35-52	75-90	25-40	30-45
Colón 2	40 (40-56)	31-47	36-52	53-69	35-52	65-85	25-42	18-40

(*) No hay datos significativos en 2003 y 2004 de estos grupos

(2004**) Actualizados los intervalos a 2004 según incremento del coste de combustible

8. En base a las estimaciones del cuadro anterior la CNE dice en su informe que *“En los gráficos anteriores se observa que los ingresos medios obtenidos por los grupos objeto del presente informe, son significativamente más elevados que sus costes variables estimados”*. La CNE presenta los datos mensuales, en los que se constata que la diferencia entre ingreso medio (real) y coste estimado en el escenario de mayor coste -el (iii) procedente de ingresos en restricciones técnicas de

otras centrales- analizada mes a mes, es siempre positiva y el intervalo de esta diferencia se muestra en la última columna del cuadro anterior. Los niveles máximos de diferencia los alcanzan las centrales de Algeciras 1 y 2 y Escombreras 4 y 5.

La “renta extraordinaria” así calculada por la CNE sería:

Cuadro 2

Central	Renta extraordinaria estimada CNE (millones de euros)	Margen sobre costes variables (%)
Aceca 1	12-14	50.5-62.5 %
Aceca 2	11-12.5	54-65 %
Algeciras 1	6-6.5	94-110 %
Algeciras 2	19-21	83-98 %
Castellón 2 (*)	4.1-4.2	71-75 %
Escombreras 4	14-15.6	68-84 %
Escombreras 5	13.5-15	75-92 %
Colón 2	6.8-7.8	58-73 %

(*) Se despacha por restricciones desde mayo 2004, pero no sería susceptible de considerarse abuso hasta octubre.

Señala por último la CNE que “*Lo anterior pone de manifiesto que los ingresos obtenidos por los grupos considerados son significativamente más elevados que los que cabría esperar y muy superiores que los obtenidos por otras centrales similares, lo cual puede resultar un ejemplo muy negativo para el resto de agentes que disponen de posiciones de dominio en el proceso de solución de restricciones técnicas*”.

9. Como consecuencia de estos informes de la CNE el SDC lleva a cabo una serie de informaciones numeradas como 2600/05 COMERCIALIZADORAS, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA y 2773/07 IBERDROLA.
10. El 9 de abril de 2008 como consecuencia de las investigaciones llevadas a cabo en fase de información reservada, la Dirección de Investigación de la CNC (antes SDC) propone, al amparo del artículo 49.3 de la *Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia*:

- a. la no incoación del procedimiento sancionador, así como el archivo de las actuaciones seguidas como consecuencia del “Informe sobre la actuación de las centrales de fuel en el mercado de producción de energía, eléctrica durante el año 2004” de la CNE y
 - b. la no incoación del procedimiento sancionador, así como el archivo de las actuaciones seguidas como consecuencia del “Informe sobre la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica en el período enero-septiembre 2004” de la CNE.
11. Las conductas objeto del segundo informe de la CNE, y que se analizan en las propuestas de archivo, son conductas reiteradamente sancionadas por el TDC y la CNC, y reiteradamente desarrolladas por los mismos operadores, tal y como cabe observar en las siguientes resoluciones que se citan aquí para una mejor comprensión de la doctrina.

Resolución 552/05 EMPRESAS ELÉCTRICAS

En su Informe-Propuesta (IP), elevado al TDC el 8 de noviembre de 2002, el SDC había considerado que los precios que los operadores ofertan al mercado (denominados PMP) fueron muy superiores a los denominados Costes Variables Revelados (CVR) lo que revelaba una intención de autoexclusión, esto es, de no generar en el mercado diario y reservarse para generar en el contexto de restricciones técnicas que se produciría a posteriori. El SDC elevó IP proponiendo que se declarase la existencia de infracción del artículo 6 de la LDC por aplicación de precios excesivos los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001. Los CVR, método de estimación de costes empleado por primera vez en esta resolución, son los costes estimados siguiendo el criterio de observar a qué precios del mercado diario la central, en cuestión, fue casada en el mercado diario, puesto que ese precio puede considerarse como un límite máximo de sus costes de generación.

El SDC considera que la conducta seguida por los grupos de las centrales imputadas les permitió *“en cada caso obtuvieran por su electricidad un precio superior al que se marcó en el pool”* y *“los precios ofrecidos en ese día se consideran abusivos, al situarse muy por encima de los costes variables estimados a través del estudio de precios históricos de los grupos (nunca habían ofertado por encima de los 4-5), como muestran los HA 9 y 10.*

El 7 de julio de 2004, el TDC resolvió que ENDESA GENERACIÓN, S.A. (con las centrales de San Adrián 1, 2, y 3 y Colón 1, 2, y 3 y Algeciras 1), IBERDROLA GENERACIÓN S.A. (con las centrales de Escombreras 3, 4, y 5), C. T. ACECA, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN S.A. e IBERDROLA S.A., habían infringido el Art.6 LDC al *“abusar de su posición de dominio en el mercado de suministro eléctrico, en un contexto de restricciones técnicas, de la zona de Levante, durante los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001, mediante la presentación de ofertas a precios sustancialmente superiores a sus costes variables revelados, con objeto de que fueran excluidas del proceso de casación del mercado diario, y sabiendo que su oferta sería, en todo caso, necesaria para satisfacer la demanda en el mercado ulterior de suministro eléctrico para resolver restricciones técnicas”*.

Resolución 602/05 Viesgo Generación

El 3 de noviembre de 2005 el SDC eleva Informe propuesta al TDC en el que solicitaba que la conducta llevada a cabo por Viesgo con las centrales de Puertollano, Puentenuevo, Algeciras 1 y Algeciras 2, durante varios días de 2002 y 2003 fuese declarada infractora del artículo 6 LDC. Los argumentos que fundamentan el IP eran que las centrales de Puertollano y Puentenuevo estaban en posición de dominio en la zona Centro-Sur durante 6 días y las de Algeciras estaban en posición de dominio en la zona Sur durante 8 días; que los precios de oferta que estas centrales (PMP) fueron muy superiores a los precios que se estaban formando en el mercado diario (PMD) en los períodos investigados; que las cuatro centrales en el período investigado casaron muy poco en el diario; que los PMP fueron muy superiores a sus CVR y que los incrementos en los PMP no se justifican por incrementos en el precio del combustible. Así mismo se acreditó que durante los períodos investigados las cuatro fueron sistemáticamente llamadas a restricciones técnicas (RRTT); que el grado de incertidumbre sobre la posibilidad de ser llamado a resolver RRTT era bajo por el conocimiento de la demanda estimada y por el conocimiento de los grupos indisponibles, y se acreditó posición de dominio 14 días.

El TDC, en resolución de 28 de diciembre de 2006 resolvió que *“ENEL VIESGO GENERACIÓN, S.L., es responsable de una infracción al artículo 6 de la LDC, consistente en abusar de su posición de dominio en el mercado de energía eléctrica en una situación de restricciones técnicas de las zonas Centro-Sur y Sur, los días 20 y 21 de febrero, 9 y 23 de abril y*

27 y 28 de octubre de 2002, y los días 17, 18 y 19 de enero, 15, 16 y 17 de febrero y 17 y 18 de mayo de 2003, ofertando al mercado diario a precios superiores a sus Costes Variables Revelados (CVR), con el objeto de no casar en el mercado diario y sabiendo que sería llamada a restricciones técnicas, y pagada a su precio de oferta al diario, porque su energía era necesaria para satisfacer la demanda de la zona, al ser la única disponible en la misma”.

Resolución 601/05 IBERDROLA CASTELLON

El 2 de noviembre de 2005 el SDC eleva al TDC Informe Propuesta en el que solicitaba la declaración de que Iberdrola había infringido la LDC en base a los siguientes fundamentos. IBERDROLA tenía posición de dominio en las zonas de Levante Norte, con la central de Castellón 3 y en la zona de Levante sur con las centrales de Escombreras 4 y 5; los precios de oferta (PMP) de las centrales investigadas fueron superiores a los precios del mercado diario (PMD); en esos períodos las centrales casaron muy poco en el diario comparando con otros períodos, pero sistemáticamente resolvían RRTT; los PMD del período investigado fueron inferiores a los del período anterior; dado el conocimiento de la demanda estimada, el grado de incertidumbre para ser llamado a RRTT era muy bajo y los PMP ofertados por las centrales fueron muy superiores a sus CVR. En algunos días concretos la diferencia era “inusualmente elevada”, en concreto éstos habían sido los dos días de máxima oferta, el 18 de mayo de 2003 que Castellón 3 ofertó a 12 c€/kWh y el 13 de noviembre que Escombreras 5 ofertó a 18,5 c€/kWh, fueron los días que el SDC estimó que las ofertas eran, respecto a los CVR, inusualmente altas (un 190% y 292,5% mayores). El resto de días, que los PMP superaron a los CVR un promedio de 152%, 170% y 145%, el SDC no imputó.

IBERDROLA en sus alegaciones señaló que frente al criterio de CVR se debe valorar los Ingresos medios totales. El SDC no está de acuerdo, y señala que puesto que el mercado relevante es el de RRTT, los Ingresos a valorar son sólo los de RRTT, y en este caso habrían sido de 118,5 y 179,9 €/MWh respectivamente, muy superiores a los ingresos por RRTT a lo largo del resto del período (6 y 8 respectivamente), y por tanto abusivos.

El TDC, a la vista del Informe Propuesto, consideró errónea la valoración jurídica que llevaba a una imputación de sólo dos días, puesto que la conducta consistía en ofertar sistemáticamente PMP superiores a los PMD con el objeto de retirar capacidad del sistema, y poder luego usar esa

capacidad en mercados de precio más alto en los que tiene posición de dominio. Por ello se recalificó la conducta y se sancionó el 8 de marzo de 2007 por los períodos en los que esa conducta de ofertar a RRTT en lugar de ofertar al diario quedó acreditada como abusiva.

En concreto, en la resolución dictada el 8 de marzo de 2007, se resolvió *“Declarar que IBERDROLA GENERACIÓN S.A., ha incurrido en un abuso de posición dominante prohibido por el artículo 6.1.a) de la Ley de Defensa de la Competencia, al ofertar al mercado diario de la energía precios encaminados no a su casación en dicho mercado, sino a generar en situación de restricciones técnicas, en cuya situación era el único posible oferente, conducta que tuvo lugar, de forma continuada, para la central Castellón entre el 18 de diciembre de 2002 y 27 de mayo de 2003 y entre el 23 de octubre y el 31 de diciembre de 2003, y durante el año 2003 en las centrales Escombreras 4 y Escombreras 5”*.

Resolución 624/07 IBERDROLA

El SDC eleva Informe Propuesta al TDC el 12 de febrero de 2007 proponiendo sancionar a IBERDROLA por la conducta seguida con la central de Castellón 3 durante el segundo semestre del 2004 y enero y febrero de 2005. Se fundamenta en que la posición de dominio de la central Castellón 3 en 2004 en Levante se mantiene inalterada respecto al expediente anteriormente sancionado; en 2004 los precios fueron mayores que en el 2003; desde el 18 de junio de 2004, en lugar de ofertar un precio con intención de generar en el mercado diario realizó ofertas a PMP muy superiores al PMD, por lo que deja de casar en el diario y pasa a generar en RRTT (conducta realizada también en bastantes días de enero y febrero de 2005); los niveles de precios de oferta (PMP) fueron muy superiores a los precios del diario (PMD) y a los costes variables revelados (CVR).

Con estos hechos el SDC considera que la central “podría haber casado sin pérdidas en el diario entre el 19 de junio y el 31 de diciembre de 2004 en 107 de los 196 días”; que de esos 196 días en 185 fue llamada a RRTT; que todos esos días acudió después a rellenar programación en el intradiario, lo que hizo que su régimen final de funcionamiento fuese similar al del diario, y por tanto, los costes de generación de ambos regímenes son similares; y que los ingresos obtenidos en este mercado, 31 €/MWh fueron superiores a sus costes variables estimados, 24 a 30 €/MWh.

El SDC considera que hay conducta anticompetitiva porque (1) pudiendo ir al mercado diario sin pérdidas decide autoexcluirse y (2) sabe que generará en RRTT y que luego podrá rellenar en el intradiario, obteniendo en este último mercado unos ingresos suficientes para cubrir sus costes y completar así un programa de producción eficiente.

La CNC dicta resolución en este tema el 14 de febrero de 2008 basándose en los siguientes fundamentos:

- *La conducta de IBERDROLA llevada a cabo con la central de Castellón 3 demuestra una clara intención de retirar energía del mercado diario para destinarla al mercado de restricciones técnicas, lo que supone una limitación de la producción de la energía eléctrica en el mercado diario por parte de este operador.*
- *El resultado de este comportamiento,... fue además exitoso para la central de Castellón 3, puesto que sus ingresos unitarios fueron efectivamente muy superiores a los ingresos unitarios de sus competidores, e incluso de sus propias centrales de igual tecnología sometidas a la presión competitiva del mercado diario...*
- *... La práctica analizada consiste como ya se ha dicho repetidamente en retirar oferta del mercado diario para colocar esa oferta en el mercado de restricciones técnicas, y posteriormente completar el programa de generación acudiendo al mercado intradiario. Por tanto, para analizar si esta conducta es abusiva debemos valorar el precio y los costes que conllevan la conducta en su conjunto, puesto que ni el precio final que percibe el imputado es el precio de oferta al diario, puesto que no sólo produce energía para el mercado de restricciones sino también para el intradiario, ni el coste en el que incurre la central es sólo el referido a la energía generada para restricciones, sino el de toda la energía generada para el mercado. Por ello, cualquier comparación, ya sea frente a costes, o ya sea frente a los precios que se obtengan en un entorno competitivo, debe realizarse con el precio final que la central de Castellón 3 está recibiendo por su generación, así como con el coste final en el que Castellón 3 incurre al generar toda esa energía...*
- *Este Consejo, para realizar la valoración de la conducta como abusiva se apoya en la comparación de costes de Castellón 3 con los costes de*

otras centrales de igual tecnología y con los CVR de ella misma en el período anterior.

- *... la comparación que este Consejo ha realizado, basándose en el Informe Propuesta del SDC no es entre funcionamiento en restricciones técnicas y funcionamiento en el diario, y ello sencillamente porque la realidad de los hechos, como muestra el HA 9 es que la central de Castellón 3 ni un solo día ha funcionado sólo en la fase de restricciones, sino que todos y cada uno de los días que ha ofertado a precios superiores al mercado diario y que luego ha sido llamada a restricciones, también ha participado en la fase del mercado intradiario, de manera que los perfiles de producción que finalmente han resultado no permitirían determinar si la central funcionó en restricciones técnicas y en el intradiario, o sólo en el mercado diario y en el intradiario, salvo por el color de las áreas sombreadas en los gráficos.*
- *Recordemos que el valor económico de cada uno de esos kwh se ha generado en un momento temporal distinto, pero su producción se hace en el mismo momento temporal, y si el nivel de generación diario en cantidad y en horas de funcionamiento es el mismo, los costes de funcionamiento del diario serán iguales que los costes de funcionamiento de restricciones técnicas más el intradiario. Por ello, este Consejo considera que observado el perfil de producción de energía eléctrica diario del gráfico 5, junto con el de número de horas de funcionamiento en cada fase del gráfico 6, no se puede aceptar que los costes de funcionamiento del primer semestre de 2004 y los del segundo semestre del 2004 no sean comparables, salvo por el posible incremento en el segundo semestre del coste de combustible.*
- *... y que ha consistido en limitar la producción en el mercado diario mediante la autoexclusión de este mercado.*

Así, la CNC resolvió que “IBERDROLA GENERACIÓN S.A., ha incurrido en un abuso de posición dominante prohibido por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia, al ofertar al mercado diario de la energía precios encaminados no a su casación en dicho mercado, sino a generar en situación de restricciones técnicas, en cuya situación era el único posible oferente, conducta que tuvo lugar, de forma continuada, para la central Castellón 3 entre el 18 de junio y el 31 de diciembre de 2004 y los días 3, 4, 6, 7, 9, 15, 16, 22, 23, 26, 27, 29 y 30 de enero de 2005 y 5, 6, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 26 y 27 de febrero de 2005”.

Resolución 625/07 GAS NATURAL

El SDC eleva Informe Propuesta al TDC el 12 de febrero de 2007 proponiendo para sancionar a GAS NATURAL por la conducta llevada a cabo en el primer semestre de 2004 con la central de San Roque 1. Este expediente presenta una especificidad propia respecto a los anteriores, que es que la posición de dominio viene definida en base a dos parámetros como son el nivel de demanda agregada del sistema, y el precio de ofertas de otros competidores que marca la existencia o no de presión competitiva. El SDC propone una delimitación de la posición de dominio de San Roque 1 cuando la demanda agregada del sistema supera el nivel de 6450.000 MWh, y siempre que la oferta de San Roque no supere los 8 c€/kWh. En estas circunstancias San Roque 1 disfruta de posición de dominio.

Los fundamentos de la imputación se basan en que en esas circunstancias San Roque 1 ha realizado ofertas al diario destinadas a no casar para luego acudir a las RRTT y al intradiario; los PMP son muy superiores -un 162%- a los PMD y a los CVR, siendo los CVR y los PMD del mismo orden de magnitud; en ese período fue mayoritariamente a RRTT y luego al intradiario. En el segundo mercado –intradario- obtuvo unos ingresos de 2,7, ligeramente superior a la rentabilidad del mercado diario de esos días; en el período imputado podría haber casado en el diario sin pérdidas, según el IP; el relleno que se hizo usando el intradiario para completar la programación de RRTT fue tal que los costes variables medios de producción de generar en ambos mercados, comparados con generar sólo en el diario, son iguales.

EL Consejo CNC sancionó a GAS NATURAL por su conducta con San Roque 1 con los siguientes fundamentos.

- *La estrategia fundamental se basa en retirar energía del mercado, bien con el objetivo de forzar a que entre a casar en el marginal una tecnología más cara, o bien, con el objetivo de que la energía retirada se coloque luego en un mercado que remunera esa energía a un mayor precio (Informe CE enero 2007)...En el segundo caso se requiere tener una posición de dominio en los mercados de restricciones técnicas, ya que el incentivo a la conducta está en que se puede conseguir una mayor remuneración por la energía generada en una estrategia de acudir a restricciones técnicas y luego al intradiario, que simplemente acudir al mercado diario. Se materializa ofertando a precios elevados,*

para no casar en el mercado diario cuando saben que son indispensables en la cobertura de la demanda en determinadas horas y localizaciones geográficas, de forma que finalmente venden la energía pero a precios superiores a los de mercado. Para esta conducta... basta estar situado en una zona con oferta limitada y con restricciones en la red que impidan que la demanda de la zona pueda ser cubierta por energía del exterior de la misma. Es decir, contar con una demanda residual positiva en la zona. [El informe CE enero de 2007 se refiere al informe elaborado por la DGCOMP con las conclusiones del "Energy Sector Inquiry" realizado desde 2005, añadido el subrayado].

- *El Consejo considera acreditado que la estrategia de GAS NATURAL en el primer semestre de 2004, se corresponde con la segunda de las estrategias, como el HP n° 6 revela.*
- *... este Consejo considera que los datos que constan en el expediente demuestran que GAS NATURAL,... llevó a cabo una conducta unilateral consistente en ofertar al mercado diario a precios elevados, de imposible casación, (HP n° 8) de forma que como su energía no casaba en el mercado diario, se producían restricciones técnicas que la propia GAS NATURAL era llamada a resolver a los precios elevados, de su oferta al diario. Además esa conducta le permitía participar en los mercados posteriores de intradiario consiguiendo finalmente generar energía en régimen de producción normal, como si acudiera al diario (HP n° 11). GAS NATURAL durante todo el periodo imputado pudo acudir de forma estable al mercado diario cuando los niveles de demanda prevista no le otorgaban una posición de dominio, o autoexcluirse del mercado diario para llevar a cabo la estrategia de generar en restricciones técnicas y en el intradiario, cuando los niveles de demanda prevista le otorgaban una posición de dominio que le podía explotar hasta un límite de 8 c€/kWh, marcado por la presión competitiva de centrales más ineficientes, como eran Algeciras 1 y 2. Todo ello le permitió vender la energía generada con San Roque 1 de forma estable, bien en los mercados diario, bien en los de restricciones e intradiario, (HP n° 12).*
- *Esta estrategia le supuso a GAS NATURAL unos ingresos medios en todo el período de 3,8 c€/kWh, incluida la garantía de potencia, muy superiores -un 50% más- a los que obtiene del mercado diario, 2,4*

c€/kWh, y por encima de los que obtienen otros competidores de iguales características y tecnología de la misma zona (Ver HP n° 13).

12. El Consejo de la CNC ha realizado, a la luz de las propuestas de archivos, y de la información pública disponible, un análisis del contexto y evolución en el que estas conductas se habrían estado desarrollando, cuyos rasgos más destacados se resumen a continuación.

La estructura de funcionamiento de la generación de energía eléctrica.

La energía final producida por las centrales del sistema peninsular, no distinguible desde el punto de vista físico, es el resultado de la negociación de diferentes mercados y mecanismos de resolución imprescindibles para que en cada instante del tiempo la demanda encuentre oferta suficiente y no se produzcan interrupciones de suministro.

Estas fases de generación son:

- Mercado diario
- Restricciones Técnicas (RRTT)
- Mercado Intradía
- Servicios Complementarios
 - Regulación primaria
 - Regulación Secundaria (Banda de regulación y Energía de regulación Secundaria)
 - Regulación terciaria
 - Otros servicios complementarios (Control de tensión y reposición del servicio)
- Gestión de desvíos

La cantidad generada en cada una de las fases anteriores, desde 1998, se muestra en el cuadro siguiente, en el que se han destacado sombreados en azul, las cantidades referidas a la fase de restricciones técnicas y a la fase del intradía de los años 2003 y 2004, notablemente más elevadas que las de años anteriores. En el año 2006, todas las cantidades son muy distintas a las de años anteriores y posteriores, ello podría venir derivado de la actuación voluntaria de IBERDROLA de que su distribuidora no comprase energía en el mercado diario a un precio superior a 33 €. Respecto al año 2007, se han sombreado igualmente las cantidades de

intradiario y RRTT porque se consideran muy superiores a lo que cabría esperar según la tendencia de estas variables.

Cuadro 3

Energía generada en las distintas fases (Mwh)					
	INTRADIARIO	DIARIO	OPERACIÓN	RRTT	Total
1988	3.876	154.456	7.084	1.631	167.047
1999	8.744	162.764	5.873	2.154	179.535
2000	11.487	171.556	6.227	3.657	192.927
2001	14.808	177.363	7.091	3.882	203.144
2002	12.651	184.602	8.220	2.409	207.882
2003	17.758	198.046	5.009	7.709	228.522
2004	24.927	201.773	8.512	5.951	241.163
2005	20.488	223.290	8.405	3.093	255.276
2006	21.169	117.811	38.137	15.349	192.466
2007	25.968	195.183	10.617	8.009	239.777

Fuente: CNC con datos de RED (www.ree.es)

La formación del precio final de la generación de energía eléctrica

El precio del mercado diario se forma por la casación de la oferta y la demanda en dicho mercado y es el precio al que se remunera toda la energía casada. Este es el precio de oferta de la unidad de generación más cara de las que se han necesitado para cubrir la demanda, siendo este mecanismo conocido como “pool marginalista”. La racionalidad de este sistema descansa en que cada unidad de generación ofertará su producción a un precio que cubre sus costes de generación, de tal manera que aquellas unidades de generación cuyo coste sea superior al precio que paga el mercado quedarán sin producir, puesto que en otro caso incurrirían en pérdidas. Por el contrario, se deduce de este sistema que todas aquellas unidades que han casado es porque presentan unos costes inferiores al precio que el mercado les va a pagar, y además la diferencia que exista entre sus costes -el precio al que ha ofertado y que racionalmente debe incluir su margen de beneficios- y el precio que el mercado les va a pagar, será un beneficio adicional, beneficio que será mayor cuando menores sean los costes de generación, se trataría pues de un sistema de incentivo a la reducción de costes.

Desde comienzos del nuevo sistema (enero 1998), el precio medio del mercado diario ha experimentado una tendencia ligeramente creciente, aunque con notables subidas y bajadas hasta la actualidad, tal y como se observa en el Gráfico 2. Durante los dos primeros años los precios se situaron en el entorno de los 2,5 a 2,7 c€/kWh (lo que es igual, 25 a 27 €/MWh) respectivamente. Durante algunos meses del año 2000 se llegaron a los 4 c€/kWh, aunque la media se situó en los 3,2 c€/kWh. El año 2001 mostró una tendencia creciente continua, pasando de los 2

c€/kWh en sus comienzos a los casi 5 c€/kWh del mes de diciembre, aunque en media se situaron al nivel del año anterior. Por el contrario, la tendencia del año 2002 fue totalmente decreciente, pasando de los más de 6 c€/kWh de enero a los 2,2 c€/kWh del mes de diciembre a pesar de lo cual el precio medio del 2002 fue superior al de 2001. El año 2003 hubo incrementos hasta llegar a los 4 c€/kWh en verano, pero de nuevo se producen ligeros descensos en el último trimestre y en media hubo un descenso del 2003 al 2004. Desde entonces el precio en 2004 se incrementa de forma constante pero sin superar los 4 c€/kWh. El año 2005 comienza con un precio de más de 4 c€/kWh y experimenta un crecimiento sostenido hasta alcanzar los 7 c€/kWh en diciembre lo que llevó a un precio medio de 2005 que casi duplica al de 2004. Este nivel se mantiene durante los dos primeros meses del 2006, para ir descendiendo hasta los 3,7 c€/kWh de diciembre, descenso que comienza en julio del 2006, coincidiendo con el momento en que IBERDROLA DISTRIBUCIÓN retira demanda del mercado diario. El año 2007 mantuvo precios cercanos a los 4 c€/kWh, sin llegar a alcanzarlos de media, hasta octubre, que comienza de nuevo un incremento. Este incremento se ha mantenido hasta el presente, con niveles entre los 5,5 c€/kWh y los 8 c€/kWh.

Con respecto al 2006 si bien la actuación de IBERDROLA pudo contribuir a una reducción en el precio medio del mercado diario al contraer la curva de demanda, el precio medio final fue mayor que el 2005, debido a que los precios del resto de mercados como el de restricciones técnicas y gestión de desvíos se multiplicaron por 4 ó 5, ya que fue en esos mercados donde se generó la expansión de la demanda de energía que faltaba para cubrir la contracción de demanda en el diario que se había producido.

Cuadro 4

Precio final en el mercado de producción										
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Mercado diario	25,63	26,71	31,75	31,59	38,91	30,26	28,74	55,61	53,97	41,08
Mercado intradiario	-0,06	-0,12	-0,12	-0,07	-0,09	0,00	0,21	-0,10	-0,39	0,00
Mercado de Operación	1,44	0,96	1,80	2,49	2,43	2,30	2,18	18,90	7,20	
Restricciones técnicas	0,24	0,48	1,20	1,16	0,59	0,97	1,06	0,55	2,15	1,34
Bandas de regulación	1,02	0,18	0,30	0,57	1,07	0,78	0,61	1,36	1,07	0,82
Energía de	0,00	0,36	0,48	0,78	0,77	0,55	0,52	0,68	3,98	
Contratos RED	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,05	0,19	0,07	-0,17	0,23	
Otros	0,18	0,06	-0,18	-0,01	0,00					
Garantía de potencia	7,68	7,50	5,58	4,59	4,51	4,52	4,45	4,48	4,81	3,90
Precio final										

Fuente: RED Informes Anuales (www.ree.es)

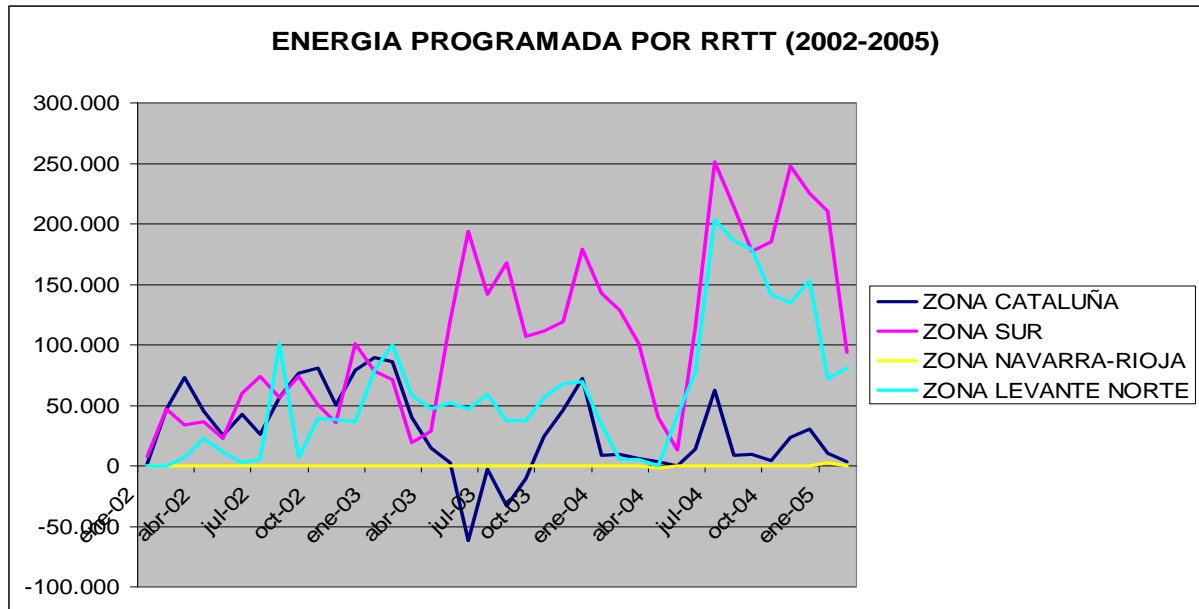
La evolución de las restricciones técnicas en los últimos años

La aparición de restricciones técnicas es, como su nombre indica, un problema técnico que se puede originar por diversos factores, y que su solución en el corto plazo -en el día en que se generan-, requiere en multitud de ocasiones soluciones únicas, esto es, que entre en producción una determinada central y no otra. A medio y largo plazo se pueden acometer otras soluciones de carácter estructural, entre las que se encuentran fundamentalmente dos: la instalación de nueva capacidad de generación en la zona afectada y/o el desarrollo de la red de transporte que permita una mayor interconexión de las zonas favoreciendo mayores flujos de entrada y salida de cada zona con el resto del sistema.

En concreto, en España la interacción de dos variables, como son las características del diseño de la red de transmisión y la ubicación geográfica de las unidades de generación, ha generado la existencia de una serie de zonas que el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, RED) ha ido identificando como zonas que habitualmente, ante incrementos estacionales elevados de energía eléctrica, presentan problemas de restricciones técnicas.

Entre estas zonas así identificadas cabe destacar: Navarra-La Rioja (sin apenas incidencias de hecho), Cataluña (donde este tipo de incidencias ha ido disminuyendo con el tiempo, a medida que se han instalado nuevas centrales de generación en la zona), Levante (Norte y Sur), Sur y Centro-Sur. De entre todas ellas, Andalucía y Levante han sido las que mayores denuncias han recibido, especialmente en los últimos años, ya que frente a la casi desaparición total del problema tras la entrada de nuevas centrales en la zona Cataluña, en estas otras zonas lejos de reducirse con la entrada de nueva generación lo que ha sucedido es un incremento de la energía generada en restricciones técnicas, tal como se observa en el gráfico siguiente (contenido en el HA 4 de la *Resolución CNC 624/07 Iberdrola*):

Gráfico 1



La evolución de la capacidad de generación en el sistema eléctrico peninsular español

Durante la década actual se ha llevado a cabo por parte del sector eléctrico un importante desarrollo de instalaciones de nueva generación. Así, en el año 2002 comienzan a funcionar las primeras seis centrales de ciclo combinado, con un total de 2.760 MW, lo que contribuye a mejorar el índice de cobertura (índice que mide la reserva de capacidad en función de la demanda del sistema). Desde entonces hasta el momento actual el incremento de nueva capacidad ha sido continuo, destacando muy especialmente las nuevas centrales en Andalucía (Cádiz y Huelva) y en Levante, como consta en el Cuadro 5 siguiente.

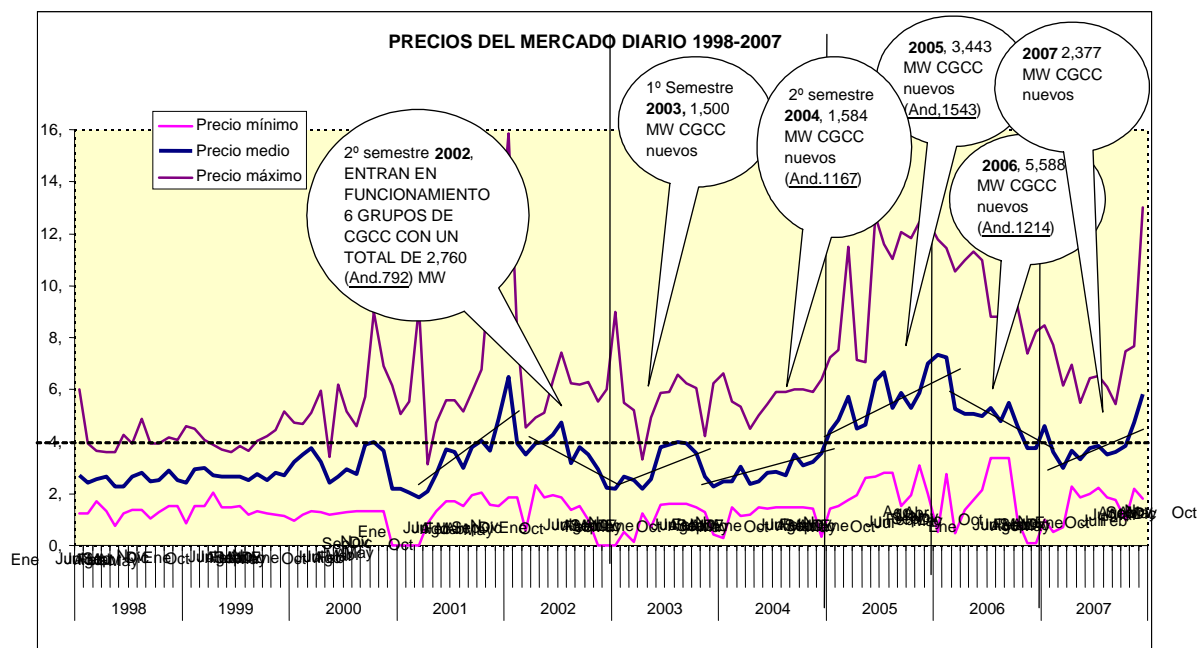
Cuadro 5

Potencia instalada de ciclos combinados de gas natural por empresas y regiones (MW)										
	IB	END	UF	HC	GN	Viesgo	AES	BE	Electrablel	Total
Andalucía	1.585	793	1.948		390					4.716
Centro	373		353							726
Levante	2.414		1.168		1.159		1.249			5.990
Cataluña	386	829			1.190					2.405
Galicia		774	387							1.161
País Vasco	1.162							786		1.948
Aragón						787			791	1.578
Navarra-Rioja	379			811	776					1.966
TOTAL	6.299	2.396	3.856	811	3.515	787	1.249	786	791	20.490

Fuente: Elaboración CNC con datos del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

De todo este incremento en el año 2004 se habían inaugurado ya un total de 5.800 MW, y desde comienzos de 2007 se contaba con otros 9.400 MW inaugurados en 2005 y 2006. El Gráfico 2 señala los momentos en los que se ha hecho efectiva la capacidad nueva junto con la evolución de los precios de la generación de energía eléctrica en el mercado mayorista.

Gráfico 2



Fuente: Elaboración propia. Datos MITYC y OMEL

Adicionalmente a estos ciclos combinados se ha instalado nueva generación eólica y de otros tipos de energía renovable.

13. En los expedientes analizados por la CNC relativos a las restricciones técnicas y al posible abuso de la posición de dominio las empresas implicadas han alegado la existencia de una justificación objetiva para la conducta que se imputa como infractora del Art.6 LDC.

El origen de esta justificación objetiva estaría, según los imputados, en un “fallo regulatorio” o “mala regulación” como ha venido a llamarse en el sector el hecho de que los agentes estuvieran, desde el inicio de la operación del pool eléctrico sometidos al sistema de oferta única al mercado.

El sistema de oferta única, al que se le pone fin en marzo de 2005 (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), consistía en que cada agente debía hacer una oferta al mercado en precio y cantidad para generar en el día siguiente al de realizar la oferta. Si el precio (término variable de la oferta en c€/kWh) ofertado (PMP) resultaba inferior al que resultaba de la casación de la oferta y la demanda (PMD), entonces el generador debía producir la energía ofertada al sistema, por la cual recibiría no el precio ofertado sino el precio de casación del mercado diario, resultado de la casación de oferta y demanda. Este precio sería siempre igual o mayor que el precio por él ofertado, puesto que en otro caso no habría sido llamado a generar en el mercado diario.

En caso contrario, es decir, si su precio de oferta superaba al de casación del diario no sería llamado a generar en el mercado diario, pero quedaba en situación de ser llamado a generar en RRTT si llegado el caso el Operador del Sistema, esto es RED, así lo decidiera. En este caso la energía que generase se le retribuiría al precio de su oferta originaria, superior al precio de casación del mercado diario, pues en caso contrario habría sido llamado a generar en el diario.

La justificación objetiva de las empresas imputadas se basaría en que en los comienzos de funcionamiento del sistema de pool las ofertas se hacían pensando en su casación en el diario, con un perfil de funcionamiento en número de horas y a un nivel de carga tales que al precio ofertado la operación de la central resultaba rentable. Sin embargo, la realidad que se produjo es que en muchas ocasiones la central no era llamada al diario pero sí resultaba ser llamada a restricciones técnicas, pero en este caso si bien se respetaba el precio de la oferta, no se respetaban el resto de parámetros de la misma, es decir, el perfil de generación no era el ofertado sino el que determinaba el OS, pudiendo ser llamado con un nivel de carga menor y por un número de horas inferior al ofertado. Este cambio en los parámetros de explotación de la central supondría una estructura de costes diferente a la estructura de costes derivados de una explotación en el diario, y ello fundamentalmente por dos “extracostes”: los de arranque y parada que se producen como consecuencia de generar sólo unas horas, las de las RRTT, y los que se generan por producir a menor potencia, con lo que el rendimiento del equipo es menor. Dicho de otra forma el coste de funcionamiento por kWh es más caro en un régimen de funcionamiento para RRTT que de funcionamiento para el diario. En esta circunstancia el

precio que se ofertó pensando en generar en el diario no es suficiente para remunerar los costes de generar en RRTT y, por tanto, la central incurre en pérdidas.

En los expedientes que el TDC/CNC ha sancionado se ha acreditado que siempre que las centrales generan en restricciones técnicas completan después su programa diario de generación participando en el mercado intradiario. Por ello, las comparaciones se han establecido entre el perfil de producción en diario y el perfil de producción de restricciones técnicas junto con intradiario.

El nivel observado de restricciones técnicas desde la entrada en vigor de la nueva forma de ofertar al mercado, bien a diario, bien a restricciones, sólo se ha reducido durante el año 2005, manteniéndose e incluso incrementándose en los años posteriores y hasta la actualidad (ver cuadro 3). La reducción del nivel de 2005 podría ser debida tanto a la entrada en vigor de la nueva norma (aunque parece que sólo habría tenido efecto durante 2005), como al hecho de que durante el año 2005 los niveles de precios del mercado diario fueron los más elevados de la historia del mercado eléctrico desde su entrada en funcionamiento, lo que podría desincentivar comportamientos como los analizados, dada la alta rentabilidad que el mercado diario estaría ofreciendo.

14. El día 31 de julio de 2006 la Asociación de Autogeneradores de Energía Eléctrica (AAEE) denunció ante el SDC a IBERDROLA por conductas contrarias al Art. 82 TUE y al Art. 6 LDC. La conducta la habría realizado retirando la demanda del mercado diario, provocando con ello una reducción artificial de los precios del diario. La conducta se habría instrumentalizado a través de la distribuidora de IBERDROLA limitando sus ofertas de compra (demanda) al precio máximo de 33 €/Kwh cuando el precio del pool estaba siendo del orden de 50 €/Kwh.
15. El día 28 de diciembre de 2007 la CNE traslada al SDC un informe sobre la formación de precios en el mercado de producción los últimos días del mes de enero de 2007. En el informe se manifiesta que ciertas conductas de IBERDROLA y ELECTRABEL podrían ser constitutivas de abuso de posición de dominio.
16. El Consejo de la Comisión Nacional de Competencia deliberó y fallo sobre las cuatro propuestas de archivo antes referidas en su sesión del 19 de junio de 2008.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero.- El 1 de septiembre de 2007 entró en vigor la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, por la que se crea la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) y declara extinguidos el Organismo Autónomo Tribunal de Defensa de la Competencia y el Servicio de Defensa de la Competencia. La Disposición Transitoria Primera de esta Ley, en su número 1, dispone que los procedimientos sancionadores en materia 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. Aunque parte de los hechos que sustentan esta resolución se refieren a conductas previas a la entrada en vigor de la Ley 15/2007, la incoación no se llevó a cabo, por lo que procede que el presente expediente sea tramitado con arreglo a la nueva Ley 15/2007.

Segundo.- Las autoridades de competencia vienen conociendo desde el año 2001, fundamentalmente como consecuencia de los informes-denuncia elaborados por el organismo regulador sectorial -la Comisión Nacional de la Energía- ciertos comportamientos en la actividad de generación de energía eléctrica susceptibles de infringir la legislación de defensa de la competencia. Este tipo de conductas parece tener un patrón común que mostraría indicios de abuso de posición de dominio. El abuso consistiría en un abuso explotativo mediante el cobro de ciertas centrales de precios supracompetitivos por la generación de energía eléctrica que en ciertos momentos del tiempo resultaría imprescindible para cubrir la demanda de energía eléctrica de una zona determinada. La conducta se habría llevado a cabo retirando capacidad de generación del mercado diario para desviarla a la generación de RRTT, partiendo del poder de mercado que ciertas centrales de generación ostentan en una determinada región y en determinados momentos del día o estaciones de forma continuada y sistemática. Como consecuencia de la aparición de restricciones técnicas en el sistema eléctrico, cuya solución requiere que sean esas centrales y no otras las que deban producir para satisfacer la demanda y evitar así cortes de suministro zonales y temporales. Recibidos los informes-denuncia de la CNE, el SDC (ahora Dirección de Investigación de la CNC) ha investigado a numerosas centrales por considerar que en su conducta existían indicios de infracción. Algunas de esas investigaciones han llevado al sobreseimiento de los expedientes, mientras que otras han dado paso a elevar Informe-Propuesta al entonces TDC para su sanción en aplicación de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia. Esos Informes Propuesta detallados en los antecedentes de esta resolución han llevado al TDC a dictar las resoluciones sancionadoras también descritas anteriormente.

En el momento presente, el Consejo de la CNC ha conocido nuevos hechos que muestran indicios de que el ámbito de actuación de estas conductas habría sido mayor que el sancionado hasta ahora, junto con otros hechos que le han llevado a analizar ciertos indicios de que estas conductas podrían haberse mantenido en el tiempo, incluso hasta la actualidad, lo que justificaría la incoación de un expediente sancionador en aplicación de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia. Es pues el objeto de esta resolución determinar su conformidad o no con las propuestas de archivo y valorar si existen indicios suficientes para instar a la DI de la CNC la incoación de un expediente sancionador, y en caso afirmativo establecer no sólo el ámbito de la incoación, sino los criterios que le llevan a tal resolución. Para ello, y puesto que estamos ante una conducta que es en principio tipificable como abuso de posición de dominio, la presente resolución se construye siguiendo el análisis de los elementos que configuran este tipo infractor, esto es, la posición de dominio y el abuso, y los test que la doctrina y jurisprudencia han establecido hasta el momento.

Tercero.- Por lo que respecta a la caracterización de la posición de dominio, el primer elemento básico de dicha caracterización como es la delimitación del mercado relevante, ha sido establecido en diversos antecedentes existentes. 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. Desde marzo de 2004 el cambio regulatorio acometido hace que en la actualidad además se oferte de forma diferenciada e independiente de las ofertas al mercado diario. Respecto a la delimitación geográfica el SDC ha realizado siempre estas delimitaciones basándose en los informes del Operador del Sistema (RED), que es quien determina desde el punto de vista técnico qué centrales pueden o no participar en la resolución de las restricciones técnicas. A este respecto las autoridades de competencia se han basado siempre en dichos informes técnicos. La delimitación de estos mercados puede estar sometida a cambios notables con el tiempo, puesto que cuestiones como son el desarrollo de la red de transporte y la inversión en nueva capacidad de generación, pueden llevar a delimitaciones más estrechas en el pasado que actualmente, puesto que en ambas variables las inversiones de los últimos años han sido considerables. En todo caso, será siempre el Operador del Sistema el que deba apoyar con sus informes técnicos a las autoridades de competencia a la hora de delimitar la dimensión geográfica de estos mercados.

Cuarto.- La posición de dominio ha sido definida en sentencias del TPI, como la de United Brands v Comisión, en la que se marca la independencia de comportamiento como elemento que configura una posición de dominio en el mercado relevante, al definirse como: *“se refiere a la posición de fortaleza económica que disfruta un operador que le capacita para evitar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado relevante al proporcionarle el poder [necesario] para comportarse de forma significativa e independientemente de sus competidores, clientes, y finalmente de los consumidores”*. Y ratificada posteriormente en otras sentencias como Hoffman-La Roche v Comisión. 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. Este es precisamente el indicio que la CNE observa en su labor de vigilancia de los mercados y que le lleva a valorar otros elementos que finalmente le conducen a poner en conocimiento de las autoridades de competencia las conductas que vienen siendo analizadas desde el año 2002, tal y como se ha señalado en el punto 6 de los antecedentes de esta resolución. El Consejo de la CNC coincide pues con los análisis hasta ahora realizados tanto por la CNE como por el SDC (ahora DI de la CNC) para la determinación de la posición de dominio en los mercados de generación de energía eléctrica para la resolución de restricciones técnicas, incluyendo aquellas delimitaciones en las que podríamos estar ante una situación de posición de dominio colectiva.

Quinto.- Es también doctrina consolidada en el campo de la defensa de la competencia que detentar una posición de dominio no es en absoluto contrario a las normas que regulan la defensa de la competencia. Es el abuso de esa posición de dominio lo que infringiría la normativa española y comunitaria en esta materia, y es tarea de las instituciones que aplican dichas normas, probar la existencia de infracción, es decir, probar la existencia del abuso. Tal y como se ha expuesto en el FD Segundo, la conducta denunciada se enmarca dentro de un abuso explotativo, puesto que el fin último del infractor sería la obtención de rentas extraordinarias, aunque ello se consiga con una estrategia basada en la retirada de capacidad de generación de un mercado competitivo (ofertando a precios por encima del mercado, esto es supracompetitivos) para poder ofertarla posteriormente en un mercado en el que ostenta posición de dominio y donde le pagarán ese precio supracompetitivo.

Test de autoexclusión

Se estaría llevando a cabo una autoexclusión del mercado de generación siempre que una central oferta su energía a precios lo suficientemente altos respecto a los precios que se están obteniendo en el mercado diario como para que la probabilidad de ser casado en el diario tienda a cero. Así definida la autoexclusión, ésta puede ser objetivamente valorada en términos de probabilidad, ya que dado el precio del mercado diario observado en los días inmediatamente anteriores al momento de hacer la oferta, las características de la demanda y de la oferta en cada momento, y el precio finalmente ofertado del diario, se puede calcular la probabilidad de resultar casado o no en el mercado en función del precio de oferta. Si los precios del mercado están en niveles de 28 €/MWh y los precios de oferta están siendo a niveles superiores a 100 €/MWh, ceteris paribus la probabilidad de casar en el diario tiende a cero, y por tanto la central estaría ofertando con la intención clara de “autoexcluirse”. El test aplicable para valorar la existencia o no del hecho de la autoexclusión sería pues el de comparar los precios de oferta, PMP, con los precios observados del diario, PMD, de forma que cuando PMP supera significativamente al PMD puede considerarse acreditada la existencia de autoexclusión.

La justificación pretendidamente objetiva que se ha venido alegando en este tipo de conducta por parte de las empresas generadoras acusadas de esta infracción es que cuando las empresas han ofertado a precios

superiores a los precios de mercado, eludiendo por tanto participar en el mercado, se ha hecho para evitar que la central incurriese en pérdidas, puesto que el precio del mercado diario, el denominado PMD, en esos momentos no era lo suficientemente elevado como para cubrir los costes de generación. Las empresas alegan que el comportamiento seguido por las centrales en un sistema como el español, el sistema marginalista expuesto en el punto 12 de los antecedentes, lleva a las centrales a que una vez estimado el precio del mercado diario, si éste es suficiente para remunerar su actividad la central ofertará un precio PMP inferior al precio esperado PMD, puesto que ese comportamiento asegura su participación en el mercado y la percepción de un precio por su energía suficientemente remunerador de su actividad. Por el contrario si el precio esperado del mercado es inferior al que la central requiere para remunerar suficientemente su actividad entonces la central ofertará un PMP superior al precio esperado PMD, lo que automáticamente supone quedar excluido del mercado diario. Por lo tanto, el hecho de ofertar a precios por encima de los precios que se están formando en el mercado es objetivamente una autoexclusión, puesto que conscientemente se hacen ofertas de imposible casación en el mercado diario.

Cuestión distinta es, sin embargo, la valoración de si esa retirada de energía del mercado diario es tipificable o no como abuso de posición de dominio, individual o colectiva, probada la posición de dominio o si puede ser el resultado de una conducta conscientemente paralela en otros casos. Dicha valoración descansa sobre si hay o no justificación objetiva para dicha retirada, pues si como generalmente alegan las empresas imputadas el precio de mercado no fuese suficiente para cubrir los costes de funcionamiento podrían las autoridades de competencia apreciar la existencia de justificación objetiva, en cuyo caso el pretendido abuso o conducta conscientemente paralela, en cuyo caso no resultaría una práctica anticompetitiva acreditada. Para valorar esta justificación es para lo que se precisan aplicar los criterios de comparación anteriormente señalados. La distancia entre el nivel de costes y el nivel del precio percibido -ingreso unitario total- es lo que determinará el carácter excesivo o no del precio. Este test podemos abordarlo bien comparando precios con costes, bien comparando los precios objeto de análisis con otros precios (que pueden ser precios de operadores similares en mercados homogéneos o precios del mismo operador en momentos anteriores en los que se le presupone un

comportamiento competitivo). Veamos cómo abordar tanto los costes como los precios a emplear en las comparaciones.

Referencias de costes válidas

Conviene comenzar por recordar lo ya señalado por el Consejo de la CNC en Explosivos Canarios “*La forma de determinar que un precio es abusivo por excesivo o inequitativo ha de serlo por comparación con una referencia válida*” [subrayado añadido]. Encontrar la referencia válida no es tarea fácil, razón por la cual se debe ser muy exigente con la robustez de los test que se apliquen para valorar este tipo de conducta. Y siempre que sea posible se aconsejará el uso de tantos tests como sean posibles, pues si todos ellos apuntan en la misma dirección, la probabilidad de realizar una correcta valoración de la conducta será mayor.

Costes

Para abordar estos criterios comparativos las autoridades de competencia y el organismo regulador han venido disponiendo regularmente de los precios de oferta que cada central de generación del sistema español realiza al Operador del Mercado (OMEL), pero no se ha dispuesto, sin embargo, de los costes de funcionamiento. En este contexto, dada la necesidad tanto de la Comisión Nacional de la Energía, como del Servicio de Defensa de la Competencia, de poder conocer el orden de magnitud de los costes, han surgido distintos métodos de estimación, todos ellos expuestos en el punto 7 de los antecedentes de esta resolución.

De todos ellos, las autoridades de defensa de la competencia hemos venido aplicando reiteradamente el de los de Coste Variable Revelado (CVR), costes que no son sino una estimación del nivel máximo de costes que los propios operadores han venido revelando con las ofertas al mercado realizadas en momentos anteriores. En efecto, los CVR se obtienen de la observación de los precios del mercado diario (PMD) los días que las centrales en cuestión casaron en el diario. Nótese que lo observable son los precios del mercado y el hecho de que la central haya o no casado, pero no se observan los costes. Ahora bien, el supuesto que subyace en este método de estimación es la presunción de un comportamiento racional del agente, de forma que si resultó casado en el mercado es porque el precio del mercado era suficiente

para cubrir sus costes, pero de ahí no puede concluirse que ese nivel de precios percibidos sea exactamente igual a sus costes. Sólo se puede inferir que el precio de mercado es mayor o igual a sus costes. Para aclarar este punto hagamos el siguiente ejercicio:

- Sean las centrales A, B, C y D cuyos costes de funcionamiento en régimen de diario son, respectivamente, de 1, 2, 3 y 4 unidades monetarias (variable no observable por los demás agentes).
- Sea la demanda del sistema en el momento t de 30 kWh.
- Sean las ofertas de estas centrales en el momento t como sigue:
 - La central A oferta 10 kWh a 2 c€/kWh (el coste es 1 c€/kWh)
 - La central B oferta 10 kWh a 2,5 c€/kWh (el coste es 2 c€/kWh)
 - La central C oferta 10 kWh a 3 c€/kWh (el coste es 3 c€/kWh)
 - La central D oferta 10 kWh a 4 c€/kWh (el coste es 4 c€/kWh)
- ¿Cuál será el equilibrio del mercado? El operador del sistema llamará a generar a las centrales A, B y C, porque con ellas cubre las 30 unidades de la demanda, al menor coste posible, y el precio de toda la energía se remunerará según el precio de la última unidad necesaria para cubrir la demanda, esto es el precio de oferta de la central C, es decir 3 c€/kWh.
- ¿Qué podemos concluir de la observación de estos datos? Que las tres centrales que han casado en el diario han obtenido un precio que, como mínimo cubre sus costes, puesto que nadie que se comporte racionalmente oferta a un precio que le genere pérdidas. Aplicando el concepto de estimación de los CVR diríamos que las tres centrales tienen unos CVR de 3 c€/kWh, aunque sabemos que en nuestro ejemplo los costes reales de las tres centrales son respectivamente de 1, 2 y 3 c€/kWh. Pensemos ahora que en un momento temporal posterior $t+1$ las ofertas realizadas al mercado hacen que se fije un precio de mercado de 2,9 c€/kWh. ¿Podemos concluir que dado que los CVR de las centrales A, B y C son 3 c€/kWh, si el precio del mercado es 2,9 c€/kWh las tres centrales entrarían en pérdidas si generasen en el momento $t+1$?, obviamente no. El CVR de la central A es 3, pero su coste de funcionamiento es 1, y por tanto si el precio de mercado es 2,9, obviamente no entra en

pérdidas. Lo mismo sucede con la central B, puesto que su coste real de funcionamiento es 2, aunque su CVR sea 3. Sólo la central C, con un CVR que coincide con su coste real de 3 c€/kWh, entraría en pérdidas si el precio de mercado es 2,9 c€/kWh.

En conclusión, puesto que sólo observamos el precio de mercado y no las verdaderas ofertas de los agentes, los CVR son una estimación del límite superior de los costes, y por lo tanto el test que compara PMD con CVR sólo resulta acreditativo cuando el PMD es superior a los CVR, pudiéndose afirmar en este caso que la central obtendrá un margen de beneficio igual o superior al planeado, y que obviamente la central no incurre en pérdidas. Por el contrario, la observancia de que los PMD son inferiores al CVR no nos permite decir que esos PMD implicarían necesariamente que la central entra en pérdidas. En efecto, tal y como ilustra el ejemplo numérico anterior si el PMD es inferior a los CVR pueden ocurrir dos cosas: (1) que la diferencia sea tal que en efecto la central incurra en pérdidas (como le sucedería a la central C), o (2) que con ese PMD el margen de beneficio de la central disminuya (lo que les sucedería a las centrales A y B), lo que en ningún caso nos lleva a admitir que la conducta de retirarse del diario y acudir a RRTT esté objetivamente justificada, puesto que nada permite afirmar que a esos precios las centrales entran en pérdidas. En resumen, los CVR no son “costes variables de producción”, son costes “revelados” y su estimación sólo permite que estos sean usados para lo que fueron diseñados, el elemento pivote sobre el que comparar los ingresos medios totales de una central. Si con ese nivel de CVR la central ha sido rentable en el pasado a PMD menores, se podría valorar si el elevado margen obtenido con PMP muy superiores a ese CVR es un posible indicador de conductas anticompetitivas, pero no se le puede pedir al CVR lo que no se puede dar, no es la estimación exacta de unos costes que se puedan usar para saber si hay pérdidas. Sólo informan de que por encima de ellos no hay pérdidas, pero no que cualquier nivel por debajo de ese CVR implica pérdidas, y el punto en el que realmente hay pérdidas no es observable por las autoridades de competencia, no puede inferirse de la información disponible, y no ha sido aportado como prueba de la justificación objetiva alegada por las partes en los procesos en los que hasta el momento ha conocido el Consejo de la CNC.

El Consejo considera, en consecuencia, que un resultado del test en el sentido de que el PMD sea inferior a los CVR no es concluyente para afirmar que no existe autoexclusión. Si éste es el resultado, la valoración de la conducta requiere otras comparaciones que permitan valorar si la distancia entre costes e ingresos es o no concluyente para acreditar el carácter excesivo de los precios – ingresos- percibidos, y por lo tanto acreditar el abuso.

Las propuestas de archivo referidas a esta conducta se han fundamentado en un doble test: que los CVR eran superiores a los PMD y que por tanto no había autoexclusión y (2) que si bien el precio en restricciones técnicas era muy superior a los CVR, el precio del intradiario era inferior a dichos costes, incurriendo pues en pérdidas, pérdidas que se compensaban con los mayores ingresos del intradiario. Visto lo expuesto anteriormente, cuando los CVR son superiores a los PMD el test no resulta concluyente. La segunda parte del test se valora más adelante.

Así, la utilidad que el test de los CVR le ha reportado tradicionalmente a las autoridades de competencia y a la CNE reside en poder comparar los CVR con los precios de oferta de las centrales, denominados PMP, y cuantificar la distancia entre el CVR y el precio ofertado PMP. Así aplicado el test, se ha podido ver en distintos expedientes que los precios a los que las centrales sancionadas estaban ofertando en los períodos imputados han llegado a exceder a los CVR hasta en más del 200% (Véase Informe Propuesta en los expedientes 552/02 Empresas Eléctricas, 601/05 Iberdrola Castellón, 602/05 Viesgo, en los que las autoridades de competencia y la CNE han probado con este test distancias entre precios ofertados y costes así estimados que suponían el doble y a veces el triple de los costes revelados, y sobre esa prueba se ha llevado a cabo la sanción).

Resulta necesario abordar una última consideración con respecto a cómo comparar costes. Los CVR se estiman, como se ha detallado, observando los precios percibidos cuando la central estaba funcionando en un régimen de diario. Este régimen implica un funcionamiento generalmente en base, es decir, un régimen en que la central estaría funcionando ininterrumpidamente sin paradas y arranques –o con un reducido número de ellas- y a una potencia

siempre superior a su mínimo técnico, es decir, en condiciones donde se puede considerar que la central opera de forma eficiente.

La mayor crítica realizada por las empresas imputadas en otros expedientes al uso de test que se basan en estos CVR reside en que las autoridades de competencia estaríamos basándonos en un supuesto falso, que es que el nivel de costes de una central que genera en restricciones técnicas es el mismo que el de una central que genera en base. Hay dos hechos fundamentales que inciden en que los niveles de costes de uno y otro tipo de funcionamiento son distintos. El primero es la existencia de costes de arranque que se producen al generar en restricciones pero no al generar en base para el diario, y el segundo que en régimen de restricciones se genera a menor potencia que en base para el diario, con lo que el rendimiento de la central es menor y por tanto los costes unitarios son mayores. El Consejo de la CNC comparte esta apreciación, y considera que el uso de los CVR para comparar dos situaciones distintas exige, en aras del rigor y por tanto de la robustez que debe exigirse a todo test empleado en la valoración de expedientes sancionadores, que los perfiles de funcionamiento –o de carga como se denomina en este mercado- sean homogéneos. De ello se concluye que una elevada distancia entre el precio percibido por restricciones técnicas y los CVR de un funcionamiento en base no puede ser aceptada como prueba concluyente de abuso, como sensu contrario tampoco puede admitirse que unos CVR de un funcionamiento en base superiores a los precios del mercado intradiario sirven para concluir que la participación en dicho mercado del intradiario implica generar con pérdidas.

Sin embargo, lo anterior no anula la capacidad de uso de los CVR tal y como se ha venido haciendo en las resoluciones del TDC y CNC, puesto que estos CVR se han empleado comparando situaciones de funcionamiento del mercado diario con situaciones en las que el régimen de funcionamiento era generar para solucionar restricciones técnicas a la vez que se estaba generando para el mercado intradiario, con lo cual los perfiles de carga de uno y otro régimen eran comparables, y por ende el supuesto que requiere este test, de igualdad de costes, se habría cumplido. Por lo tanto, el Consejo considera que el test basado en los CVR es perfectamente válido siempre que se cumplan los supuestos base del test

comparando éstos con los ingresos medios totales de generación de la central, esto es, incluyendo todos los ingresos obtenidos.

Precios

Si bien en el caso de costes la ausencia de acceso a estos datos por parte de la CNE y de las autoridades de competencia les ha llevado a plantear diversos métodos de estimación, como los anteriormente señalados, en el caso de precios el panorama es muy diferente. El nivel de información sobre precios es mucho más rico y variado que el de costes. El mercado de generación de energía eléctrica opera en base diaria, y hay obligación legal de hacer transparentes los datos del mismo. Se cuenta por tanto con los precios del mercado diario desde su constitución en 1998, esto es, de los PMD. También se puede acceder a los precios de oferta que las centrales sancionadas han realizado al mercado no sólo en los periodos en los que el TDC les ha sancionado por abuso de posición de dominio, sino los precios de oferta (PMP) en los que el comportamiento de estas centrales ha resultado un comportamiento competitivo. De la misma forma se cuenta con la información del nivel de ingresos que cada central percibe diariamente por su generación, desglosado incluso por el tipo de mercados en los que participa, diario, restricciones técnicas, intradiario, ... y otros conceptos como la garantía de potencia.

Esta disponibilidad de datos de precios de oferta, que no de costes, permite la aplicación de todo tipo de test basado en precios. Así se pueden realizar, sin ánimo de ser exhaustivos, al menos las siguientes comparaciones: los precios ofertados por la misma central en distintos periodos del tiempo, los precios ofertados por todas las centrales de generación de la misma tecnología, los ingresos totales (e ingresos medios puesto que se conoce el volumen de generación) de centrales de la misma tecnología o los ingresos totales y medios obtenidos por cada central según que hayan participado en el mercado diario o en el de restricciones técnicas y en intradiario. Esta amplia posibilidad de test, junto con el hecho de que mientras que unas centrales de la misma tecnología están ubicadas en zonas de restricciones técnicas, otras están en zonas donde no se produce nunca este problema, permite llevar a cabo comparaciones de conductas de operadores en mercados competitivos con conductas de operadores en mercados en los que

tienen poder de mercado derivado de su posición de dominio, algo que pocas veces las autoridades de competencia tienen la oportunidad de contrastar, y que constituye un elemento valiosísimo para valorar el tipo de conductas sobre las que versa la presente resolución.

Así, la comparación realizada entre precios del mismo agente en distintos momentos del tiempo puede evidenciar un comportamiento anticompetitivo al haber cobrado precios muy superiores (supracompetitivos) en el periodo sancionado, como resultado de su estrategia de ofertar con intención de no generar en el mercado diario, pero sí en el de restricciones técnicas más el intradiario. También la comparación de que dos centrales tecnológicamente iguales, que perteneciendo al mismo operador, ofertan bien al diario bien a restricciones en función de si se ubican en zona libre de restricciones o en zona de restricciones, evidenciaría el mismo tipo de conducta. Esta comparación puede resultar de extrema utilidad cuando otros tests definidos previamente, como el CVR frente a PMD no resultan concluyentes, como sucede en el caso de las propuestas de archivo.

La cuestión relevante en esta ocasión no es el método de estimación y la información que del mismo puede ser extraída de una forma rigurosa, sino la definición de cuáles son las variables relevantes para la comparación. Como se ha visto en el punto 12 de los antecedentes, la generación de energía eléctrica que lleva a cabo una central puede ser el resultado de su participación en los distintos mercados en los que la generación del sistema está estructurada, diario, restricciones técnicas, intradiario,y otros mecanismos de seguridad. La rentabilidad y beneficios de la central no se computan diferenciando entre mercados, la rentabilidad de una central vendrá dada por la totalidad de ingresos que dicha central genera, enfrentados a los costes totales en los que ha incurrido para llevar a cabo el programa de generación. Por lo tanto el análisis de precios supracompetitivos resulta necesario llevarlo en este mercado valorando el precio unitario final percibido por cada central, bien sea para contrastarlo con otros precios de otras centrales tecnológicamente comparables, o para compararlo con los precios percibidos por la propia central en otros momentos del tiempo. En el segundo test realizado en las propuestas de archivo se comparan CVR con los precios percibidos de forma separada en

cada mercado, lo que impide ver la distancia entre el ingreso medio total y el CVR, por lo que el Consejo no ha considerado adecuado las conclusiones basadas en otro tipo de comparación.

Estas son las comparaciones que deben realizarse para poder valorar si los indicios actualmente observados son finalmente acreditados como conductas contrarias a la legislación de defensa de la competencia.

Sexto.- El informe que la CNE remitiera en su día al SDC sobre el comportamiento que las comercializadoras de energía eléctrica, integradas en los grupos empresariales energéticos, habrían llevado a cabo durante ciertos meses de 2004 constituye ciertamente una conducta inicialmente distinta a las analizadas por el TDC en sus resoluciones en materia de restricciones técnicas. Esta nueva conducta habría consistido en que en un momento coincidente en el tiempo las comercializadoras, en su mayoría integradas verticalmente con las empresas de generación y distribución del sistema eléctrico español, habrían dejado de acudir al mercado diario a comprar la energía requerida por sus clientes para acudir al mercado intradiario. Como resultado, la demanda en el mercado diario se habría contraído y la demanda en el intradiario se habría expandido, lo que habría provocado una reducción de los precios del diario y un incremento de los precios del intradiario. El Consejo no ha tenido ocasión de valorar este tipo de conductas con anterioridad, pero observa algunas cuestiones como es que ese comportamiento coincide en el tiempo con un incremento notable del nivel de restricciones técnicas; que la estrategia de retirarse del mercado diario requiere generar luego en restricciones pero con la necesidad de completar el programa en el intradiario; que si varios generadores optan por esta estrategia, la oferta agregada en el mercado intradiario se expande y si la demanda se mantiene inalterada entonces los precios del intradiario caerían, y con ello el nivel de ingresos de la central que ha optado por esta estrategia; que esa caída del precio del intradiario se evitaría si paralelamente a la expansión de la oferta en ese mercado se produjese también una expansión de la demanda, lo que podría haber ocurrido a juzgar por los indicios que existen; que las empresas cuyas centrales ofertan a restricciones están en posición de influir en la expansión de la demanda del intradiario si sus comercializadoras acuden a demandar energía a ese mercado, lo que parece haber ocurrido. También el Consejo observa que podría haber otras explicaciones a este incremento repentino y temporal del nivel de demanda en el intradiario, como es el hecho de que la energía negociada en este mercado no paga el sobrecoste que generan al sistema las restricciones

técnicas, lo cual en una época de alto nivel de restricciones técnicas -y por tanto importantes niveles de sobrecostes para la energía del diario- podría estar incentivando la demanda en el mercado intradiario. No obstante considera el Consejo que existen indicios de que este comportamiento podría infringir la normativa de competencia, y que la no incoación de un expediente sancionador limita las posibilidades de análisis que permitiría apreciar si realmente es o no una conducta tipificable como contraria a la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia, motivo por el cual no considera adecuado archivar las diligencias previas 2600/05 EMPRESAS SECTOR

Séptimo.- En diciembre de 2004 se produjo finalmente un cambio regulatorio que entró en vigor en marzo de 2005 y que supuso el paso de una única oferta al mercado de generación eléctrica a una diferenciación de ofertas designadas bien al mercado diario bien al mercado intradiario. La regulación anterior, que obligaba a ofertar al Operador del Mercado con una sola oferta indiferenciada por mercados fue reiteradamente alegado por las empresas imputadas como justificación objetiva del elevado nivel de ofertas al mercado tal y como se expone en el punto 14 de los antecedentes. La justificación se basaba en que en los comienzos de funcionamiento del sistema de pool las ofertas se hacían pensando en su casación en el diario, con un perfil de funcionamiento en número de horas y a un nivel de carga tales que al precio ofertado la operación de la central resultaba rentable. Sin embargo, la realidad que se produjo es que en muchas ocasiones la central no era llamada al diario pero sí resultaba ser llamada a restricciones técnicas, pero en este caso si bien se respetaba el precio de la oferta, no se respetaban el resto de parámetros de la misma, es decir, el perfil de generación no era el ofertado sino el que determinaba el Operador del Sistema (RED), pudiendo ser llamado con un nivel de carga menor y por un número de horas inferior al ofertado. Este cambio en los parámetros de explotación de la central supondría una estructura de costes diferente a la estructura de costes derivados de una explotación en el diario, y ello fundamentalmente por dos “extracostes”: los de arranque y parada que se producen como consecuencia de generar sólo unas horas, las de las RRTT, y los que se generan por producir a menor potencia, con lo que el rendimiento del equipo es menor. Dicho de otra forma el coste de funcionamiento por kWh es más caro en un régimen de funcionamiento para el diario que de funcionamiento para RRTT. En esta circunstancia el precio que se ofertó pensando en generar en el diario no es suficiente para remunerar los costes de generar en RRTT y por tanto la central incurre en pérdidas. Con el objeto de evitar dichas pérdidas las centrales ofertaban a un precio que le permitiera cubrir costes ante la eventualidad de generar en restricciones. Esas elevadas ofertas que no eran

casadas en el mercado diario tenían a su vez la virtud de provocar la ausencia de generación en el interior de ciertas zonas proclives a la aparición de restricciones, contribuyendo pues a provocar la restricción técnica en la zona.

Cabía esperar, que el cambio regulatorio que permite hacer la doble oferta serviría para contribuir a aliviar la oposición de restricciones técnicas, si la empresa puede ofertar un precio para el diario y otro para el de restricciones. Desde marzo de 2005 la probabilidad de que estas centrales queden fuera del mercado diario como consecuencia de sus elevadas ofertas debería haber disminuido, y con ello también el nivel observado de restricciones técnicas. El punto 12 de los antecedentes de esta resolución muestra que en efecto, tal y como se esperaba en 2005 el nivel de restricciones técnicas se redujo considerablemente, sin embargo en los años posteriores se ha incrementado de nuevo, manteniéndose en la actualidad a niveles apreciablemente superiores a otras épocas pasadas.

Estos resultados llevan al Consejo a cuestionarse si el nivel actual de restricciones técnicas no vendrá derivado de la persistencia de conductas como las que han sido objeto de sanciones en épocas anteriores.

Octavo.- Los varios expedientes que el TDC y CNC ha tenido ocasión de estudiar con el paso del tiempo, le han permitido ir conociendo y profundizando en el análisis de una conducta que resulta ciertamente compleja, dada la propia complejidad del funcionamiento de los mercados implicados en la provisión de este bien, como es la energía eléctrica. Ese contacto reiterado y constante en el tiempo le ha brindado la oportunidad de revisar tanto los métodos de análisis, como el resto de cuestiones referentes a la definición de variables, todo ello señalado en los fundamentos de derecho anteriormente escritos, y ello fundamentalmente como consecuencia de los propios análisis contenidos en los Informe propuesta elevados en su día por el SDC. Esta experiencia y conocimiento le llevan a valorar que los tests realizados en las propuestas de archivo 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA y 2773/07 IBERDROLA, no son concluyentes para dotar de justificación objetiva unas conductas que presentan indicios de autoexclusión y de precios de oferta supracompetitivos, por lo que el Consejo no considera procedente el archivo de las citadas diligencias previas.

Además de no considerar procedentes los citados archivos, el Consejo observa nuevas evidencias de posibles conductas contrarias a la Ley 15/2007, señalados en los FD Sexto y Séptimo, lo que le ha llevado a valorar

la oportunidad de instar a la Dirección de Investigación de la CNC la incoación de un expediente sancionador cuyo ámbito temporal y empresarial le permita, aplicando el mayor número posible de instrumentos de análisis que el tiempo ha permitido a la doctrina ir consagrando como válidos, una valoración sobre dichas evidencias, Y ello para concluir si realmente los nuevos indicios que se han señalado sobre posibles comportamientos contrarios a la Ley 15/2007, de 3 de julio de Defensa de la Competencia, encuentran la acreditación necesaria que la aplicación rigurosa de la Ley requiere, o por el contrario esos comportamientos aparentemente anticompetitivos disfrutan en realidad de una sólida justificación objetiva, bien por las características propias de su mercado, bien por elementos regulatorios que no cumplan con los principios básicos de una regulación eficiente ya puestos de manifiesto por la CNC en informes anteriores.

Los indicios señalados a lo largo de la presente resolución sobre posibles comportamientos paralelos de las comercializadoras, la persistencia del elevado nivel de generación en restricciones técnicas, el irregular comportamiento observado durante el año 2006 en los mercados de generación eléctrica, y las conductas contenidas en las propuestas de archivo, llevan a este Consejo a instar la incoación de un expediente sancionador, apuntándose una serie de conductas que a modo de resumen vendrían caracterizadas de la forma siguiente:

- Cuando los precios del mercado diario no garantizan la rentabilidad esperada de las unidades de producción (centrales), aquéllas cuya ubicación les otorga poder de mercado cambian sus estrategias de “ofertar al diario” a “ofertar a restricciones técnicas”. El nivel de precios -ingresos- que obtienen como consecuencia de esta estrategia, podrían ser considerados precios supracompetitivos, derivados de una conducta bien de abuso de posición de dominio, individual o colectiva, bien de una conducta conscientemente paralela. La estrategia de pasar de generar en el diario a generar en RRTT requiere que las empresas completen su programa en restricciones técnicas con su participación en el mercado intradiario.
- En ciertos momentos de elevada generación de energía en restricciones técnicas podrían estar también participando de la conducta las empresas comercializadoras, al desplazar su demanda del mercado diario al intradiario. Es una posible interpretación de la coincidencia en el tiempo de un alto nivel de energía generada para restricciones técnicas con un incremento en la demanda del mercado intradiario. El cambio de

estrategias de las empresas de pasar del diario a restricciones técnicas más intradiario (RRTT+ID) requiere que el tamaño del mercado intradiario sea suficientemente amplio como para que el precio de éste no se hunda ante un incremento importante y repentino de la oferta. Esto es, la demanda en el intradiario debe también aumentar ante aumentos de la oferta, para mantener el precio.

- Persisten indicios de que la misma conducta se está realizando en los últimos años. El cambio regulatorio introducido en 2005 para realizar ofertas dobles al pool no parece haber solucionado el elevado nivel de restricciones que aun se producen, incluso parece ir en aumento.
- La práctica anteriormente sancionada por el TDC/CNC en momentos puntales y sobre centrales concreta podría resultar ser una práctica común, continuada y resistente a los cambios regulatorios, a juzgar por el alto nivel de restricciones técnicas que siguen generándose en el sistema eléctrico español, a pesar del importante esfuerzo realizado en la inversión de nueva generación y mejora de las redes de transporte.
- La segmentación temporal y empresarial que se ha realizado en el pasado a la hora de incoar los diversos expedientes, junto con la limitación temporal del análisis del que actualmente disponen las autoridades de competencia, que alcanza sólo hasta el 2004, no permiten el uso de distintos tests que contrasten el comportamiento que en otros períodos han tenido las mismas centrales, ni la contrastación con el comportamiento que otras centrales tecnológicamente equivalentes hayan podido realizar. Todo ello limita los elementos básicos del análisis para apreciar si en ciertos casos se ha podido producir un abuso individual o incluso colectivo, o si se hubiera podido incurrir en una práctica de acuerdo o conscientemente paralela, por lo que sería de enorme utilidad abordar el análisis en los siguientes términos:
 - a. Comparar los precios de oferta (PMP) de todas las centrales tecnológicamente equivalentes, que se agruparían en al menos tres categorías: ciclos combinados de gas natural, fuel y carbón (podría ser necesario distinguir entre hullas y lignitos en función de su rendimiento y precio de la materia prima). Ello permitiría detectar cuáles son los niveles de precios de ofertas de cada una de ellas, y en cada uno de los mercados geográficos relevantes. Nos permitiría detectar si existe algún tipo de correlación entre el nivel de precios

ofertados y las características del mercado relevante en el que operan.

- b. Comparar esos PMP con los precios del mercado diario (PMD) en todo el horizonte temporal, lo que permite detectar qué centrales cambian de estrategia ante el cambio de precios del mercado relevante. De ahí se pueden extraer conclusiones sobre qué centrales siguen la estrategia de “ofertar al diario” y qué centrales siguen la estrategia de “ofertar a restricciones”.
- c. El análisis así realizado nos permitiría estimar los CVR de cada central durante un horizonte temporal largo que permitiría contrastarlo con la evolución de los precios internacionales de las materias primas, y con los CVR de otras centrales. Lo que permite robustecer las conclusiones y tests que vayan a basarse en esta variable.
- d. La disponibilidad de los PMP de todas las centrales permite tanto la comparación de costes con precios, como la de precios con precios. En este último caso se puede abordar tanto la comparación de precios de la misma central consigo misma en el pasado, como la comparación con centrales de misma tecnología, antigüedad y capacidad de generación.
- e. Analizar la evolución del mercado intradiario y la participación que cada comercializadora ha protagonizado en el mismo, con el objeto de identificar posibles estrategias comunes, bien entre grupos empresariales, bien entre generadores comercializadores del mismo grupo.
- f. Valorar el impacto y efectos que supuso para todo el sistema la retirada de la demanda de energía eléctrica del mercado diario de IBERDROLA durante el segundo semestre del año 2006.

En opinión del Consejo el uso de todos estos test permitiría robustecer las evidencias de comportamientos en uno u otro sentido, contribuyendo a acreditar la existencia de prácticas sancionables desde la óptica de la competencia. Además se considera que la apertura de un procedimiento sancionador para la investigación de las distintas conductas anteriormente evidenciadas es el marco de actuación mas adecuado, marco en el que las empresas afectadas pueden acceder a la información y resultados de la

investigación, y alegar cuanto estimen oportuno, lo que no sucedería en el caso de analizar estas conductas en el seno de otras funciones distintas de las sancionadoras, que la LDC le otorga a la CNC.

Por todo lo cual, vistos los preceptos legales y los de general aplicación, el Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia

HA RESUELTO

PRIMERO.- No proceder al archivo de las actuaciones abiertas como consecuencia de los Informes remitidos por la CNE y que han dado lugar a los expedientes 2600/05 CNE/EMPRESAS SECTOR, 2771/07 ENDESA, 2772/07 ACECA y 2773/07 IBERDROLA.

SEGUNDO.- Instar a la Dirección de Investigación la incoación de un expediente en base al Art. 49.1 de la Ley 15/2007, de 3 de Julio, de Defensa de la Competencia, para investigar tanto la existencia de las conductas anticompetitivas que los datos agregados recogidos en los Fundamentos de Derecho de la presente Resolución, parecen evidenciar como la identificación de las empresas responsables de dichas conductas.

Comuníquese esta Resolución a la Dirección de Investigación de la Comisión Nacional de la Competencia, sobre la que no cabe recurso alguno al tratarse de un mero acto de trámite, sin perjuicio del recurso contencioso-administrativo que en su día pueda interponerse contra la resolución que ponga fin al expediente.