

Gabinete de Comunicación

Madrid, 28 de julio de 2010

NOTA DE PRENSA

El Consejo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su sesión de ayer martes, trató entre otros estos temas y tomó los siguientes acuerdos:

1.- En el seno del Expediente informativo abierto por la CNE sobre los alquileres que están cobrando las empresas distribuidoras cuando instalan equipos de medida electrónicos:

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía en su sesión del día 23 de junio de 2010 acordó la apertura de un expediente informativo al haber tenido conocimiento de que, en determinados casos, se está procediendo al cobro del “servicio de reloj” cuando en suministros acogidos a tarifas de acceso con discriminación horaria se instala un contador electrónico, que ya lleva internalizado dicho reloj. A tales efectos se ha aprobado, en el Consejo de Administración de ayer martes, solicitar a las empresas distribuidoras información sobre las prácticas que están llevando a cabo en estos casos.

2.- Aprobar un Informe sobre el cobro de derechos de enganche en la sustitución de contadores electromecánicos por electrónicos.

A resultas de una reclamación formulada ante la Comisión Nacional de Energía, se ha acordado remitir a las Comunidades Autónomas y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un informe en el que se viene a concluir que, de acuerdo con la normativa vigente, no cabe que por parte de las empresas distribuidoras se cobren a los consumidores “derechos de enganche” con motivo de la sustitución masiva de los equipos de medida electromecánicos por los nuevos equipos de medida electrónicos, dado que ni la decisión ni la responsabilidad del cambio del equipo de medida recae en el consumidor. A este respecto, si bien la competencia para aprobar los Planes de sustitución de los equipos de medida recae en las Comunidades Autónomas, la no procedencia del cobro de derechos de enganche, a juicio de la CNE, aplicaría a todo el territorio nacional.

3.- Aprobar un Informe sobre los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre.

El Consejo de Administración en su sesión del 22 de diciembre de 2009, acordó la apertura de dos expedientes informativos, para analizar, las incidencias en el traspaso de clientes a los comercializadores de último recurso (CUR), y las dificultades para contratar el suministro de electricidad con comercializadores libres por parte de los consumidores que no tienen derecho a acogerse a la tarifa de último recurso (TUR).

Según la información recabada, a junio de 2010 existían 205.506 puntos de suministro sin derecho a TUR que a esa fecha aún no habían contratado con un comercializador en mercado libre y que estaban siendo suministrados al precio disuasorio. En febrero de 2010, este colectivo ascendía a 354.636 puntos.

Del análisis del expediente informativo se pueden extraer las siguientes propuestas:

- a) Existe la necesidad de efectuar una reestructuración y actualización de toda la normativa vigente, que actualmente se encuentra dispersa. Es importante incorporar en ella las medidas de protección del consumidor contenidas en las nuevas Directivas europeas de gas y electricidad, así como la Propuesta de procedimientos de cambio de suministrador efectuada en 2008 a los respectivos Gobiernos por parte del Consejo de Reguladores del MIBEL.
- b) Propuesta de simplificación de los pliegos de los concursos de las Administraciones Públicas, por la rigidez de sus procesos de contratación. A este respecto, se han indicado una serie de consideraciones a tener en cuenta en la elaboración de los pliegos técnicos y administrativos de este informe que pudieran facilitar y mejorar el resultado de los concursos del suministro de electricidad y que pudieran ser remitidas a la Federación Española de Municipios y Provincias (FEMP) para su consideración.
- c) Solicitud de avales en el mercado libre a clientes de alto riesgo comercial por morosidad. No obstante, en el caso de la Administración, las normas reguladoras de la contratación en el sector público ofrecen suficientes garantías de cobro para los contratistas de la Administración.
- d) Mayor información y transparencia en relación con los clientes sin derecho a TUR suministrados por un CUR. Se trata de consumidores que no están suficientemente informados o que simplemente no han mostrado interés para el cambio, a pesar del precio disuasorio. En este sentido, por una parte se propone remitirles escritos por parte de los CUR con información clara y sencilla sobre la situación en que se encuentran y de forma paralela, se propone que la OCSUM mantenga un listado actualizado con la información de estos consumidores con el fin de facilitar su acceso a otros

comercializadores. Se propone en este documento la redacción de la disposición correspondiente para que pudiera ser incorporada en la próxima publicación de alguna normativa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

4.- Examinar el informe de supervisión del mercado minorista de electricidad en el periodo octubre 2008-septiembre 2009.

El número de consumidores suministrados a través de comercializador libre ha ido aumentando gradualmente. En septiembre de 2009 el número de consumidores con comercializador libre correspondía al 11,5% del total, mientras que en términos de energía suponía el 63%. En el sector doméstico estos porcentajes suponen el 10% y el 16%, respectivamente. En el sector de las pymes, los porcentajes alcanzan el 52% y 70% respectivamente, mientras que en la industria se elevan al 97% y 99,5%.

En septiembre de 2009 las comercializadoras vinculadas a las cinco empresas eléctricas tradicionales ostentaron una cuota en energía del mercado a través de comercializador libre próxima al 85%, siendo el 15% restante comercializado por comercializadores terceros.

La mayor parte de los comercializadores pertenecientes a grupos que realizan actividades de distribución han desarrollado su actividad de comercialización principalmente en las áreas de distribución de su propio grupo, si bien se percibe una tendencia a diversificar las zonas de su actividad.

Se observa una evolución hacia un menor grado de fidelización del suministro de comercializador libre en la red de cada unos de los principales grupos empresariales de distribución, en términos de energía. En términos de número de suministros, se incrementa el grado de fidelización.

El ratio de solicitudes rechazadas por los distribuidores sobre las solicitudes tramitadas en el cambio de suministro desde el CUR a comercializador libre se sitúa alrededor del 10%, excepto en un distribuidor concreto que arroja un ratio excepcionalmente mayor.

5.- Aprobar el reparto del saldo disponible del fondo de pagos compensatorios del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes entre los sujetos obligados que cuentan con exceso de certificados en relación con sus respectivas obligaciones de venta de biocarburantes correspondientes al ejercicio 2009. Se repartirá, en esta primera liquidación, **la cantidad de 2.226.725€** entre un total de 39 sujetos obligados, en función del número de certificados en exceso de que dispone cada uno de ellos, según el procedimiento previsto en la Circular 1/2010, de 25 de marzo, de la CNE.

6.- Examinar el Boletín Semanal de Futuros y OTC eléctricos, correspondiente a la semana del 19 al 23 de julio de 2010

- Durante el periodo del 19 de julio al 23 de julio, se han negociado 749,03 GWh en el mercado de derivados del MIBEL gestionado por OMIP, lo que representa un 164,6% más que la semana anterior. El 100% de la energía negociada durante estos días correspondió a negociación en continuo de futuros carga base con subyacente el precio SPEL.
- Las cotizaciones en OMIP con subyacente precio SPEL (a fecha 23/07/10) fueron inferiores a las registradas en OMIP con subyacente PTEL, EEX y Powernext, excepto para el contrato mensual de agosto de 2010 (Powernext y EEX). El precio medio semanal spot en España también se situó en niveles inferiores a los de dichos mercados, en concreto 3,58 €/MWh por debajo del precio alemán (EEX) y 3,01 €/MWh por debajo del precio francés (Powernext).
- Respecto a la semana previa (a fecha 16/07/10), la cotización del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2010 ha disminuido en todos los mercados analizados, en concreto: 1,38 €/MWh (OMIP con subyacente SPEL);

0,33 €/MWh (OMIP con subyacente PTEL); 1,14 €/MWh (EEX); y 2,64 €/MWh(Powernext).

- Los precios futuros del MIBEL disminuyeron con respecto a la semana anterior (en el caso de los contratos con subyacente SPEL carga base, el mayor descenso, del 3%, se produjo en los contratos mensuales y trimestrales con entrega en 2010), en contraposición al aumento del precio spot. En EEX y Powernext los precios a plazo y spot disminuyeron con respecto a la semana anterior, siendo más acusado el descenso en los precios spot (4,7% en EEX y 8,3% en Powernext).
- Durante el periodo del 19/07/10 al 23/07/10, las cotizaciones medias semanales del Brent se han mantenido relativamente estables. Las cotizaciones a plazo del gas y del carbón presentaron descensos superiores al 6,9% y al 1,5% respectivamente. El descenso en los precios del gas en el mercado británico se debe, entre otros factores, a una menor demanda y a mayores suministros de gas desde Noruega y GNL desde Qatar. Las cotizaciones a plazo de los derechos de emisión presentaron disminuciones en torno al 1,2% de media.
- Para el periodo del 19 al 25 de julio, los precios spot de España y los de Portugal fueron superiores en el 29,2% y 32,7% de las horas, respectivamente, al precio medio del contrato mensual FTB M Jul-10 ponderado por el volumen negociado en OMIP (46,78 €/MWh). El precio spot en la zona española ha sido inferior al precio spot en la zona portuguesa en 12 de las 168 horas de la semana de análisis, resultando coincidentes en las 156 horas restantes. El precio medio semanal en España ha aumentado un 0,9% durante la semana de análisis (3,6% en el periodo lunes-viernes), a pesar de la disminución en un 1,9% de la demanda eléctrica durante ese mismo periodo (-1,3% de lunes a viernes).

7.- Examinar el informe de supervisión semanal del mercado de hidrocarburos correspondiente a la semana del 19 de julio al 23 de julio de 2010

En ellos se efectúa el seguimiento de las principales variables del sector (cotizaciones de crudos y de productos, márgenes de refino y comercialización, actividad logística, mercados de fletes y variables económicas), así como los acontecimientos más relevantes del periodo. Cabe destacar en el boletín correspondiente a la semana del 19 de julio al 23 de julio el aumento del precio del crudo (+1,19%) ante la proximidad del comienzo de la temporada de huracanes en el Golfo de México y los sólidos datos macroeconómicos de Europa. Según los datos publicados por la EIA (Energy Information Administration, Departamento de Energía de EE.UU.), los stocks de crudo aumentaron en contra de lo previsto (+0,4 MBbl vs. -1,4 MBbl de consenso).

8.- Examinar el Informe de supervisión macro sobre evolución de los precios de los carburantes en España y la UE, correspondiente al mes de junio de 2010.

Durante el mes analizado, el precio antes de impuestos (PAI) medio mensual de la gasolina de 95 y del gasóleo A disminuye, tanto en España como en la UE-14 y UE-6.

Para la gasolina 95, los diferenciales de precios de España frente a las medias europeas continúan siendo positivos por trigésimo primer mes consecutivo. De igual forma, en el caso del gasóleo A, los diferenciales España-UE14 y España-UE6 son positivos, por decimoctavo y trigésimo primer mes consecutivo, respectivamente.

Por su parte, el precio de venta al público (PVP) medio mensual de la gasolina 95 disminuye, tanto en España como en las medias europeas. En el caso del gasóleo A, disminuye en España y en la UE-27, mientras que aumenta en la UE-14.

Finalmente, el margen bruto medio mensual de ambos productos disminuye, tras dos meses de ascensos, tanto en España como en la UE-14, situándose en 13,62

y 11,80 c€/lt, respectivamente, para la gasolina 95 y en 13,53 y 11,87 c€/lt para el gasóleo A.

9.- Aprobar la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector del gas correspondiente al ejercicio 2008.

El déficit total de la liquidación definitiva del año 2008, ha sido de 123,50 Millones de euros. El déficit de la liquidación provisional 14 del año 2008 fue de 123,55 Millones de euros. Este déficit ya fue reconocido a las empresas en la liquidación provisional 3 de 2009, de acuerdo con lo previsto en la Orden ECO/2692/2002. La diferencia, por importe de 50.180 euros, se produce como consecuencia de los ajustes practicados por la inspección, de las refacturaciones declaradas por las empresas y de las modificaciones de los costes de acuerdo con la normativa publicada con posterioridad a la fecha de aprobación de la liquidación 14. Esta diferencia será exigida a las empresas gasistas del sistema de liquidaciones en la [próxima](#) liquidación provisional del año 2010.

10.- Aprobar la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al ejercicio 2006.

El déficit total de la liquidación definitiva, una vez descontados los derechos de emisión, ha sido de 2.259,0 Millones de euros. El déficit reconocido en el R.D. 485/1999, fue calculado tomando como base la liquidación 14, por un importe de 2.279,9 Millones de euros. Los 20,9 Millones de diferencia se producen como consecuencia de los ajustes practicados por la inspección, de las refacturaciones declaradas por las empresas y de las modificaciones de los costes de acuerdo con la normativa publicada con posterioridad a la fecha de aprobación de la liquidación 14. Esta diferencia será exigida a las empresas eléctricas del sistema de liquidaciones en la próxima liquidación provisional del año 2010.

11.- Aprobar el informe sobre la Propuesta de Resolución recibida de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica y actualiza, para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2010 y el 30 de septiembre de 2011, la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.

El mantenimiento de un valor global de 150 GWh/día como capacidad interrumpible por parte del Gestor Técnico del Sistema, para el periodo invernal 2010-2011, situaría al sistema gasista en un nivel de protección similar al previsto en años precedentes, si se tiene en cuenta la ralentización del crecimiento de la demanda de gas natural en los últimos años.

12.- Examinar el Informe de Supervisión del Mercado Mayorista de Gas. Mayo 2010.

El informe recoge información sobre el mercado de GNL internacional y el mercado de gas en España, realizando un seguimiento de la demanda, las existencias, el tránsito internacional, el mercado secundario y los precios de gas.

Los datos más relevantes del informe son:

- En los cinco primeros meses del año, la demanda del mercado gasista nacional presenta un aumento del 3,5% respecto al mismo período del pasado año, principalmente motivado por el crecimiento del 10,6% de la demanda convencional.
- El 1 de mayo las nuevas comercializadoras Madrileña Suministro de Gas 2010 y Madrileña Suministro de Gas SUR 2010 comienzan a operar como GALP Energía, con más de 400.000 clientes procedentes de la venta de activos de Gas Natural Fenosa.

- En el mes de mayo, Osaka Gas ha llegado a un acuerdo con ENDESA para comprar el 20% de la planta de Regasificación de SAGGAS en Sagunto por un total de 43 millones de euros
- El 25 de mayo se realizó la cuarta subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011. La subasta fue organizada por el operador del mercado eléctrico OMEL y supervisada por la CNE. La subasta se cerró en siete rondas, a un precio de 19,37 €/MWh, resultando adjudicatarias las siguientes empresas: E.ON Generación, S.L., Galp Energía España, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A. e Iberdrola Generación, S.A.U.

13.- Aprobar el informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establecen los plazos de revisión de las tarifas o peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

La propuesta prevé la revisión obligatoria de los peajes de acceso al menos una vez al año, y la posibilidad de efectuar revisiones con carácter potestativo cuando circunstancias especiales lo aconsejen, señalándose entre las mismas los desajustes temporales en las liquidaciones de actividades reguladas, los cambios regulatorios que afecten a los costes regulados y, hasta el 1 de enero de 2013, las revisiones semestrales coincidiendo con la revisión de la tarifa de último recurso.

La CNE valora la propuesta, señalando la conveniencia de que la revisión anual de las tarifas de acceso coincida con la revisión de los componentes de los costes de acceso, y proponiendo que las posibles revisiones excepcionales se hagan, como máximo, con periodicidad trimestral, limitándose las circunstancias que puedan dar lugar a dichas revisiones excepcionales. Se propone que se

establezca expresamente que la revisión de las tarifas de acceso dará lugar a la revisión de las tarifas de último recurso, a fin de asegurar la necesaria aditividad de estas últimas.

14.- Examinar el informe sobre la relación de los precios del mercado spot y el de los mercados a plazos.

Las subastas CESUR son las referencias de precios a plazo en el cálculo de la tarifa de último recurso (TUR), que afecta a más de 23 millones de consumidores de electricidad, en su mayor parte domésticos. El precio spot es el valor subyacente respecto al que se liquidan los contratos CESUR y futuros de OMIP.

Desde la introducción del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009, los precios a plazo de la electricidad, en particular los precios resultantes de las subastas CESUR, se han situado por encima de los precios del mercado spot, en un contexto de fuerte caída de la demanda, vinculada a la disminución de la actividad económica, y de exceso de capacidad de tecnologías térmicas ante una mayor participación de las tecnologías eólica e hidráulica. Debido a este hecho y a la importancia de la formación del precio a plazo en la configuración de la TUR, el Consejo de Administración ha analizado la relación de los precios del mercado spot y el de los mercados a plazo, a través del análisis de la evolución de ambas variables y la revisión de los factores explicativos que pueden influir en la formación de los precios, tanto a plazo como spot.

El hecho de que la electricidad no sea un bien almacenable hace que la evolución de las cotizaciones de los contratos a plazo no siga estrechamente la evolución del precio spot, aunque sí su tendencia. Por tanto, las cotizaciones a plazo de la electricidad, en especial para los plazos de entrega más alejados en el tiempo, siguen en mayor medida la evolución de variables explicativas tales como las cotizaciones a plazo de combustibles (gas natural, carbón, Brent) y derechos de

emisión de CO₂, mientras que la del precio spot está condicionada principalmente por la evolución de los costes de las tecnologías marginales, si bien en el corto plazo, se pueden ver afectados por la evolución de la demanda y por una mayor penetración de las energías renovables. Se observa que los precios a plazo de la electricidad han sido superiores al coste estimado de las centrales de CCGT y de carbón (tecnologías marginales) en 2009, y en 2010 han sido superiores a los de las centrales de CCGT.

Algunos factores que pueden explicar parcialmente la prima de riesgo asignada en los contratos a plazo y su resistencia a un ajuste significativo, similar al que se ha registrado en el mercado spot, son, entre otros:

- La elevada incertidumbre en los mercados financieros y las restricciones en el crédito, que introducirían una componente de riesgo adicional, y el aumento del coste de combustibles ante las expectativas de recuperación de la demanda eléctrica, vinculada a la mejora de la actividad económica.
- El elevado volumen subastado en una única sesión de CESUR, frente a otros mecanismos de contratación a plazo, que podría contribuir a un incremento del precio de equilibrio la subasta debido a la prima por volumen que internalizan los agentes (dada una oferta en la subasta, a menor volumen demandado, mayor presión competitiva).
- La falta de reacción de la demanda en la subasta (el CUR es precio-aceptante en las subastas CESUR).
- La cantidad subastada en CESUR, inferior a la demanda de los CUR desde la entrada en vigor de la TUR, podría estar influyendo en las estrategias de los agentes, debido a que el precio de CESUR sirve de referencia para el establecimiento de contratos bilaterales por la parte de la demanda del CUR no cubierta en dicha subasta, y en las ofertas realizadas por los comercializadores.

- Los distribuidores y posteriormente los CUR han tenido posiciones netas compradoras en estos mercados a plazo, cuyo coste se traslada a los consumidores a través del pago de la TUR.
- Se echa en falta la participación de agentes para la cobertura, desde la oferta, de la demanda total de CUR. Para ello se debería incrementar la promoción entre diversos colectivos de agentes susceptibles de cubrirse frente a oscilaciones de precio de contado o agentes financieros, debido a que la novena, décima y undécima subastas CESUR han sido financieras y no se exige como requisito el ser agente de mercado, con objeto de atraer a nuevos participantes para fomentar la competencia en la subasta.

El diferencial de la liquidación entre CESUR y el subyacente (precio spot) asciende a 653.141 Miles de € desde 2007 hasta junio de 2010, por encima del valor del subyacente (precio spot). Asimismo, se estima que la diferencia del coste estimado de la energía de la TUR según la Orden ITC/1659/2009 y el precio medio final del CUR por la energía de sus consumidores con derecho a TUR asciende a 88.254 Miles € para la TUR con discriminación horaria y a 724.837 Miles de € para la TUR sin discriminación horaria, desde julio de 2009 hasta marzo de 2010.

Con el fin de reducir el diferencial entre los precios a plazo y el precio spot y que, en su caso, redunde en beneficios para el Sistema, la CNE ha propuesto, en sucesivos informes preceptivos enviados al MITC, mejoras en las subastas CESUR encaminadas a disminuir la prima de riesgo implícita en el precio de dichas subastas, de forma que se refleje más adecuadamente el coste de la energía a incluir en la TUR. Asimismo, se podría considerar que el Sistema realice la cobertura de la demanda del CUR que no haya sido adquirida a través de las subastas, valorada al mismo precio de la subasta CESUR, que sería liquidado contra el precio spot. Adicionalmente, debido a que el mercado OTC es la referencia más líquida que está influyendo en la formación de precios en las subastas CESUR, se considera necesaria una supervisión efectiva y coordinada con el supervisor financiero de dicha referencia a plazo, en los términos indicados

en la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes del mercado interior de electricidad, de 13 de julio de 2009.