

Gabinete de Comunicación

Madrid, 19 de noviembre de 2009

NOTA DE PRENSA

El Consejo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su sesión de hoy jueves, ha alcanzado el siguiente acuerdo:

1. Remitir al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la ***Propuesta de Resolución sobre perfiles de carga para los consumidores sin medida horaria en 2010.***

Dicho informe propone aprobar los perfiles de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores que no dispongan de registro horario de consumo y pertenezcan al tipo 5, al tipo 4, o que desde la entrada en vigor del Real Decreto 1110/2007 hayan cambiado su clasificación de tipo de medida, pasando de ser puntos de medida tipo 4 a ser puntos de medida tipo 3. La determinación de los perfiles de carga de los consumidores es un trámite necesario para la fijación de la tarifa de último recurso (TUR).

2. Aprobar sendos informes solicitados por la Secretaría de Estado de Energía, referentes a los proyectos de Real Decreto que tratan el libre acceso a las actividades

de servicio en el sector eléctrico y determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos.

El primero de ellos, hace referencia a la propuesta de Real Decreto por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la nueva legislación sobre el **libre acceso a las actividades de servicio** y su ejercicio, en el que se contemplan las siguientes consideraciones:

- Conforme a lo establecido en el informe 7/2009, de la CNE, se considera que debería mantenerse el régimen de autorizaciones vigente, tanto respecto a la actividad de comercialización como en la relación con los consumidores directos en mercado.
- A las empresas radicadas en otros países cuyas actuaciones en mercado se limiten a la exportación e importación de electricidad por las interconexiones, sin incluir el suministro directo a los consumidores finales, no se les debería exigir de forma estricta la separación de actividades y cuentas establecida en los artículos 14 y 20 de la Ley 54/1997.
- A los efectos de la aplicación del nuevo sistema de liquidaciones de las primas equivalentes, incentivos y complementos a las instalaciones de régimen especial, se propone una modificación del de definición del precio que deben percibir las instalaciones durante su funcionamiento en pruebas, debiendo ser dicho precio “el precio horario del mercado junto a los servicios de ajuste que correspondan”.

El segundo de los informes aprobados se refiere al **proyecto de Real Decreto por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos.**

Por otra parte, se valora positivamente el proyecto de Real Decreto, en la medida que se incorpora el principio de simplificación de los procedimientos administrativos que

establece la Directiva de Servicios, pero manteniendo las obligaciones de cumplimiento de los requisitos básicos más relevantes para ejercer cada actividad (transporte, distribución o comercialización de gas o de GLP), con lo que se mantiene el nivel de garantías del usuario, al mismo tiempo que se facilita el ejercicio de las actividades citadas.

La CNE considera que en sectores como los energéticos, cuyos servicios tienen la consideración legal de servicios esenciales de interés general, tanto el control administrativo de carácter reglado como los demás requisitos señalados se hallan justificados por una razón de interés general, y resultan proporcionados y no discriminatorios.

En particular, se subraya la importancia de los actuales registros administrativos para la debida garantía de la transparencia y seguridad jurídica de consumidores y usuarios, que, a juicio de la CNE, no quedaría igualmente satisfecha por la publicación de unos meros listados de sujetos en la página web del ente regulador.

En el caso de los hidrocarburos líquidos, y atendiendo a la antigüedad de los dos reglamentos que se están modificando, de 1992 y 1994, esta Comisión consideraría más oportuno derogar los reglamentos vigentes y aprobar unos nuevos adaptados a toda la nueva normativa que facilite la comprensión de la regulación aplicable. Esto permitiría clarificar los requisitos que deben cumplir los operadores y el régimen sancionador aplicable, y evitar contradicciones entre los artículos que no se hayan derogado explícitamente; en definitiva, cumplir con los objetivos de buena regulación que marca la Directiva de Servicios.

Finalmente, en el caso de la comercialización de gas natural, se destaca la necesidad de que el Real Decreto regule, de manera clara y precisa, el importe de las garantías económicas a constituir por los comercializadores, así como las causas que pueden motivar su ejecución.

En relación con ambos informes, el Consejo ha señalado como consideración previa que el Proyecto de Real Decreto que se informa debe respetar el principio de legalidad, debiendo adaptarse a las prescripciones que establezca la Ley que actualmente se tramita en las Cortes. Por tanto, la eventual introducción de enmiendas

en el Proyecto de Ley en tramitación, podría implicar la necesidad de cambios generales en la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, la necesidad de que la nueva propuesta deba ser informada por la CNE.

Dado que el Proyecto de Ley sobre el Libre Acceso a las Actividades de Servicios y su Ejercicio se encuentra actualmente en tramitación parlamentaria (y, por lo tanto, no ha sido aún aprobada la ley en cuyo desarrollo se remiten las propuestas de Reales Decretos), el Consejo de Administración de la CNE ha acordado remitir los informes al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter provisional, en aras al principio de colaboración entre administraciones públicas, reservándose el derecho a emitir un nuevo informe en caso de que las propuestas de Reales Decretos sean modificadas.

3. Aprobar el informe sobre el proyecto de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el **Plan de Actuación Invernal del Sistema Gasista**. En este plan invernal, que se aplicará entre noviembre y marzo, se marca la obligación de mantener un nivel de existencias mínimas, por parte de los comercializadores, en los tanques de las plantas de regasificación, así como la necesidad de que se mantenga un flujo mínimo de importación por la conexión internacional de Larrau (Francia).

Asimismo, se establece que los comercializadores que suministran a los clientes del grupo 3, doméstico-comercial, tengan capacidad suficiente para hacer frente a las puntas de demanda en situaciones de frío.

4. Examinar el **Informe de supervisión del mercado mayorista de electricidad** correspondiente al **trimestre de abril a junio** de 2009.

En dicho período, la demanda interanual continuó su ciclo descendente, pasando de un descenso interanual del 2,7% en abril a un descenso interanual del 3,4% en junio

de 2009. En este segundo trimestre del año 2009, el consumo eléctrico fue un 7,1% menor que el del mismo periodo de 2008. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso de la demanda en este trimestre fue del 6,53%.

En abril de 2009 el ciclo combinado de Escatrón fase II de Global 3 energía, de 95 MW, obtuvo el acta de puesta en marcha, y en mayo lo hizo el ciclo combinado de Málaga I, de 433 MW, perteneciente a Gas Natural SDG.

La potencia instalada en régimen especial registró un crecimiento moderado con respecto al trimestre anterior, destacando especialmente los 16.143 MW eólicos y los 3.459 MW fotovoltaicos instalados a 30 de junio de 2009.

Durante el segundo trimestre de 2009 destacó la elevada producción de régimen especial, que supuso un 31% de la demanda eléctrica peninsular, frente al 24,5% registrado en el segundo trimestre de 2008. Las energías renovables alcanzaron una participación del 27% sobre la demanda eléctrica peninsular, situándose en niveles similares a los del mismo periodo del año anterior.

En cuanto a las centrales de ciclo combinado, vieron reducido su nivel de participación del 32,6% al 30,2%, y las centrales nucleares pasaron del 19,4% al 17,7%, al haberse llevado a cabo programas de mantenimiento habituales en periodos de moderada demanda.

Los análisis realizados en este informe permiten concluir que la formación de precios en el mercado español en el segundo trimestre de 2009 resulta, en general, explicada por los costes marginales de producción estimados. El precio medio aritmético diario de Omel en zona española se sitúa en línea con el resto de mercados (exceptuando el italiano), si bien estos presentan medias algo inferiores en los tres meses de estudio.

Durante el segundo trimestre de 2009 se registró un descenso del número de horas de acoplamiento en el mercado MIBEL, pasando de un 86% en marzo a un 50% en junio. Este mayor acoplamiento coincidió con una reducción de la producción hidráulica en Portugal, que pasó de representar un 33% sobre la producción total en el primer trimestre de 2009 a un 18% en el segundo.

En mayo se incrementó la capacidad de exportación con Marruecos de 700 MW a 900

MW.

Por otra parte, la participación de la comercialización se mantiene en el entorno del 50% sobre las compras totales de electricidad en España. Destaca especialmente la reducción en junio del peso de la adquisición de energía en negociación bilateral frente a un aumento de las compras de comercializadoras en mercado diario, como consecuencia de la entrada en vigor de la Disposición final primera del RD 485/2009.

Finalmente, se mantuvo la programación de unidades de carbón en el proceso de resolución de restricciones técnicas a precios elevados, coincidiendo con situaciones en las que resultan programadas a petición del distribuidor del mismo grupo empresarial. Se repiten elevados precios en las centrales de fuel. El sobrecoste registrado en este periodo por este segmento sobre el precio del mercado diario es de 1,21 €/MWh, valor algo inferior al del trimestre anterior.

De forma global, se considera que con la información disponible y los análisis realizados, durante el segundo trimestre de 2009, ha existido una formación de precios en el mercado eléctrico competitiva.

5. Examinar el **Análisis comparativo de las ofertas de suministro de gas y electricidad**, para los consumidores domésticos en el mercado liberalizado, correspondiente al periodo del **1 al 15 de noviembre** de 2009.

La CNE, en el ámbito de las actividades de supervisión del mercado minorista, ha considerado oportuno la realización de un análisis de las ofertas de suministro de electricidad y de gas natural que las empresas comercializadoras en el mercado liberalizado están ofreciendo en la actualidad a los consumidores españoles del segmento domestico residencial.

Dicho estudio se analiza el conjunto de las ofertas de suministro de gas y electricidad en el mercado liberalizado dirigidas a los consumidores domésticos, vigentes en España durante el periodo del 1 al 15 de noviembre de 2009.

A efectos de poder efectuar una comparación entre las distintas ofertas, se ha

realizado un cálculo con el coste anual estimado del suministro de gas/electricidad para varios tipos de consumidores domésticos. Para elaborar el análisis se ha utilizado, fundamentalmente, la información disponible en la páginas web de las comercializadoras que operan en el mercado liberalizado en el periodo del 1 al 15 de noviembre de 2009, así como el servicio ofrecido por los centros de atención telefónica o departamentos comerciales de dichas empresas en ese mismo periodo.

La comparativa de ofertas muestra que un **consumidor de gas** de 8.000 kWh/año, correspondiente a viviendas con calefacción a gas, **puede ahorrar hasta 16 euros en su factura anual de gas natural** en el mercado libre en comparación con la Tarifa de último recurso (con un importe anual estimado de 455 €/año).

En el caso de la electricidad, para un **consumidor de electricidad** de 8.000 kWh/año, generalmente correspondiente a una vivienda con consumo de alumbrado, fuerza, cocina eléctrica, aire acondicionado/bomba de calor, supone **un ahorro estimado sobre la TUR en el entorno de 22 € anuales**.

6. Examinar el ***Boletín semanal del mercado de la electricidad*** correspondiente al período **del 7 al 13 de noviembre**.

De dicha semana cabe destacar que el domingo 8 de noviembre se alcanzó un nuevo máximo histórico de producción eólica en el sistema eléctrico peninsular español. Por otra parte, en la hora 9 del día 8 de Noviembre y en las horas 4 y 5 del día 9 de noviembre se registraron precios de 1€/MWh en la zona española del mercado diario. En dichas horas la cobertura de la demanda con eólica alcanzó valores del entorno del 50%.

La demanda de energía eléctrica peninsular en el mes de octubre fue un 2,7% menor respecto al mismo mes del año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y de la temperatura de octubre la demanda bajó un 1,2%. En los diez primeros meses del 2009, la demanda fue un 4,6% menor que en el mismo periodo del 2008. Corregidas la laboralidad y la temperatura, el descenso de la demanda en este periodo es del 4,9%.

7. Examinar el **Boletín de futuros y OTC eléctricos** correspondiente a la semana del **9 al 13 de noviembre**.

El 47,38% de la energía negociada durante este período correspondió a la negociación en continuo en el mercado de derivados del MIBEL con subyacente precio SPEL, mientras que el 52,62% restante correspondió a negociación en las subastas con subyacente precio SPEL. El 45,75% de estas últimas subastas correspondió a las adquisiciones obligatorias del CUR portugués y el 54,25% restante, a las adquisiciones voluntarias.

Las cotizaciones en OMIP con subyacente precio SPEL fueron inferiores en todos los plazos a las registradas en EEX, Powernext y OMIP con subyacente precio PTEL, y superiores a las cotizaciones registradas en Nordpool. Respecto a la semana previa (a fecha de seis de noviembre), la cotización en OMIP del contrato trimestral FTB Q1-10 aumentó 1,15 €/MWh. Por el contrario, las cotizaciones en EEX y en Powernext del contrato equivalente descendieron 1,77 €/MWh y 4,88 €/MWh, respectivamente.

Durante la semana de análisis, las cotizaciones de todos los contratos a plazo del gas, de los derechos de emisión y del Brent disminuyeron respecto a la semana anterior (con bajadas superiores al 4,0% para los dos primeros casos y caídas del 0,4% en el caso del Brent). El descenso en los precios del gas se debió a la debilidad de la demanda y al buen tiempo existente. Por otro lado, las cotizaciones de todos los contratos a plazo del carbón subieron respecto a la semana previa (con ascensos superiores al 1,6%).

8. Examinar el **Informe de supervisión de los abastecimientos de gas y la diversificación de suministro** correspondiente a **septiembre** de 2009.

En lo que va de año, el mercado español se abasteció de un conjunto de doce países. El principal país aprovisionador fue Argelia, con un porcentaje del 32,7%. Egipto (13,1%), Trinidad y Tobago (12,4%), Qatar (12,0%), Nigeria (11,4%) y Noruega (10,5%), completaron el grupo de países más importantes en la estructura de

abastecimiento.

El aprovisionamiento de gas desde enero hasta septiembre de 2009 muestra una caída de 37.090 GWh (10,8%) respecto al mismo periodo de 2008. Los aprovisionamientos mediante gas natural licuado (GNL) se redujeron un 6,7%, y por gasoducto internacional, un 20,6% con respecto a 2008.

En el mes de septiembre se puso en servicio el gasoducto submarino Denia – Ibiza-Baleares, que permite llevar el gas natural a esta Comunidad Autónoma. El gasoducto, de 269 km y una presión de diseño de 225 bar. consta de dos tramos: el primer tramo, hasta Ibiza, tiene una longitud de 123 km y alcanza una profundidad máxima de 995 metros; el segundo tramo, que conecta Ibiza con Mallorca, tiene una longitud de 146 km y alcanza una profundidad máxima de 720 metros.

La llegada del gas marca el comienzo de las labores de sustitución del gas propanado, con el que actualmente se suministran unos 90.000 clientes en Mallorca, por gas natural.

9. Examinar el ***Informe mensual de Supervisión del mercado mayorista de gas*** correspondiente a **agosto** de 2009.

En el informe se destaca que el precio del gas natural en el mercado *spot* de Estados Unidos (Henry Hub) marcó en agosto el nivel más bajo de los últimos 7 años. El 21 de agosto el precio bajó de los 3 \$/MMBtu, llegando a alcanzar mínimos de 2,42 \$/MMBtu a final de mes (equivalentes a 5,75 €/MWh). En promedio, los precios del Henry Hub descendieron un 20% en agosto. Esta caída de precios contrastó con la firmeza del precio del petróleo, que se mantuvo en valores de 72,84 dólares por barril (equivalentes a 12,46 \$/MMBtu).

El bajo precio del gas es atribuible al incremento de la producción de gas interna en los Estados Unidos. El precio del gas en el Reino Unido también disminuyó, acercándose a los niveles del Henry Hub.

El coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española, que hasta el mes

de julio había descendido un 52 % desde los máximos de diciembre de 2008 (29,4 €/MWh), presenta un punto de inflexión marcado por una subida del coste de aprovisionamiento en agosto de 2009. Respecto al valor de julio de 2009 (14,03 €/MWh), el coste del aprovisionamiento fue un 3% superior para el mes de agosto de 2009 (14,43 €/MWh), de acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNE. Estos valores contrastan con los precios del gas en los mercados internacionales del Henry Hub y NBP, que en agosto estuvieron por debajo de 10 €/MWh.

10. Examinar el ***Informe de supervisión macro sobre evolución de los precios de los carburantes en España y la UE***, correspondiente al mes de **octubre** de 2009.

Durante el mes analizado, tanto en España como en la UE-14 y UE-6 el precio antes de impuestos (PAI) medio mensual de la gasolina de 95 disminuyó, por segundo mes consecutivo, mientras que el del gasóleo A aumentó, tras haber disminuido el mes anterior.

Para la gasolina 95, los diferenciales de precios de España frente a las medias europeas siguieron siendo positivos por vigesimotercer mes consecutivo. De igual forma, en el caso del gasóleo A, los diferenciales España-UE14 y España-UE6 fueron positivos, por décimo y vigesimotercer mes consecutivo, respectivamente. Para ambos carburantes, el diferencial España-UE6 alcanzó en octubre su máximo histórico.

Al igual que ocurre con el PAI, el precio de venta al público (PVP) medio mensual de la gasolina 95 disminuyó, tanto en España como en las medias europeas. Por el contrario, el PVP medio mensual del gasóleo A en España aumenta.

Por su parte, el margen bruto medio mensual de ambos productos disminuyó, tanto en España como en la UE-14, situándose en 11,99 y 9,50 c€/lt, respectivamente, para la gasolina 95 y en 11,89 y 10,19 c€/lt para el gasóleo A.

11. Examinar el ***Informe de supervisión semanal del mercado de hidrocarburos*** correspondiente a la semana del **9 de noviembre al 16 de noviembre** de 2009.

En él 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 de los acontecimientos más relevantes del periodo.

Del último boletín cabe destacar la ligera disminución del precio del crudo (-0,49%) ante al incremento de los niveles de inventarios de crudo en EE.UU. Según los datos publicados por la EIA (*Energy Information Administration*, Departamento de Energía de EE.UU.), los *stocks* de crudo aumentaron por encima de lo previsto (en 1,8 MBbl, frente a los 0,6 MBbl de consenso).