



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 39/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN
MINISTERIAL POR LA QUE SE
REVISAN LAS TARIFAS DE ACCESO
ELÉCTRICAS A PARTIR DEL DÍA 1
DE ENERO DE 2011**

16 de diciembre de 2010

INFORME 39/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS DE ACCESO ELÉCTRICAS A PARTIR DEL DÍA 1 DE ENERO DE 2011

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 16 de diciembre de 2010, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Se resumen las principales consideraciones del informe preceptivo de esta Comisión y se incluye una breve justificación de las mismas.

Primera. Insuficiencia tarifaria en la propuesta de Orden.

Aunque la propuesta tarifaria a un año vista es un ejercicio de previsión sujeto a incertidumbres, frente a los costes de acceso previstos para 2011, la aplicación de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden arrojaría un déficit anual del sistema eléctrico de 5.048 M€, esto es, 3.048 M€ superior que el límite legal permitido en la normativa vigente. Teniendo en cuenta el incremento de los pagos por capacidad de la propuesta de Orden y si los ingresos resultantes no fueran necesarios para hacer frente a los pagos que establece el RD 134/2010, el déficit en la liquidación de las actividades reguladas previsto para 2011 podría alcanzar los 1.972 M€ por encima del límite permitido. En consecuencia, las tarifas de acceso de la propuesta de Orden son claramente insuficientes para cubrir los costes de acceso previstos y cumplir con el límite permitido del déficit del sistema para el año 2011.

De acuerdo con el RDL 6/2010, el déficit del sistema eléctrico para 2011 no debería ser superior a los 2.000 M€. El paso al nivel de déficit establecido desde 3.000 M€ en 2010 a 2.000 M€ en 2011 es una condición fijada en la normativa vigente a efectos de converger hacia la senda de ajuste del déficit ex ante del sistema eléctrico. Cabe señalar que el ajuste mínimo requerido al sistema para reducir el déficit ex ante en 1.000 M€ en 2011 respecto al de 2010 supone un incremento mínimo del 8% de las tarifas de acceso en términos anuales, simplemente por cumplir con la senda establecida de déficit en la normativa vigente.

Los costes de acceso previstos para 2011 en la propuesta de Orden superan a los ingresos por tarifas de acceso en 5.048 M€, cifra 2,5 veces superior al máximo permitido. En particular, la propuesta de Orden establece un nivel de costes de acceso que ascienden a 17.757 M€ en 2011. El aumento estimado de los costes de las actividades reguladas respecto a los costes establecidos en la Orden ITC/3519/2009 y Orden ITC/1732/2010 para el ejercicio 2010 asciende a 1.890 M€ (11,9% en términos anuales). Cabe señalar que en la previsión de costes de acceso de la propuesta de Orden no se ha incluido ni la partida estimada del desajuste temporal de 2010, ni una estimación de los costes de financiación y colocación de los bonos del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) al no haberse producido hasta el momento ninguna emisión. Asimismo, se han actualizado los costes de las actividades reguladas de acuerdo con la normativa

vigente, por lo que ni se elimina ni se revisa ninguna partida retributiva a lo que fija la norma actual. Las principales partidas que contribuyen principalmente a explicar este escenario de los costes de acceso con respecto a 2010 son:

- Una reducción respecto a 2010 de la compensación extrapeninsular con cargo a la tarifa de acceso de acuerdo con la aplicación del RDL 6/2009 (317 M€) y la eliminación de la partida del Plan de Viabilidad de ELCOGAS (67 M€).
- Un aumento de los costes de transporte y distribución en 135 M€ y 177 M€ respecto a 2010, respectivamente.
- Un aumento respecto a 2010 de los costes por la incorporación del desajuste de 2009, 2007 y 2006 que se estima en 1.011 M€ y de la prima equivalente del régimen especial en 871 M€ respecto a su previsión inicial en 2010.
- La actualización de las anualidades de los déficit tarifarios acumulados en años anteriores y la incorporación de la anualidad correspondiente al déficit ex ante establecido en el RDL 6/2010 para 2011, importe que asciende a 1.783 M€. Dicha partida supone el 10% del total o de los costes de acceso de 2011.

Según la propuesta de Orden, considerando un aumento del consumo del 2,1% respecto a 2010 y manteniendo los valores de las tarifas de acceso vigentes, se obtendrían unos ingresos de 12.709 M€ anuales, (incluyendo los ingresos por reactiva y excesos de potencia).

Segunda. Es necesario un ajuste progresivo en las tarifas de acceso que se aplique desde el 1 de enero de 2011, con el objetivo de mitigar el impacto del ajuste al consumidor, reducir la insuficiencia en las tarifas de acceso, y disponer de un escenario sostenible a medio plazo.

La deuda acumulada del sistema estimada a 31 de diciembre de 2010 asciende a 17.761 M€, de la cual el 77% (13.694 M€) ha sido financiada por las empresas eléctricas y está pendiente su cesión al Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) y el 23% (4.067 M€) está cedida a terceros. La situación vigente en los mercados financieros y, en particular, en el mercado de deuda privada y pública española ha justificado que no se haya realizado la primera emisión ni, en consecuencia, ninguna cesión de los derechos de cobro de las empresas eléctricas al FADE, desde que el folleto del fondo fuera registrado en la CNMV el 23 de noviembre de 2010. Dicha deuda deberá ser colocada en los mercados, en un año desde su compromiso de cesión (julio de 2010) a no ser que se produzcan supuestos excepcionales en los mercados que impidan la emisión, que deberán ser declarados en Resolución motivada de la Comisión Interministerial. Cabe señalar que el coste financiero de emisión y los costes de colocación de dicha deuda, así como los de gestión por parte de la gestora del Fondo, son costes a incluir en las revisiones de las tarifas de acceso que pagan los consumidores, a partir de que se realicen las emisiones del FADE, tal y como establece el RD 437/2010. En caso contrario, se registrará un mayor déficit del sistema. El desajuste de ingresos sobre el límite legal permitido, de acuerdo con el RDL 6/2010, deberá ser financiado temporalmente por las empresas eléctricas y su pago más los intereses que correspondan deberá ser reconocido como un coste a pagar por los consumidores en la siguiente revisión de tarifas de acceso. El RD 1202/2010 establece la posibilidad de realizar una revisión trimestral de las tarifas de acceso en tanto, se registren una serie de condiciones.

Debido a su impacto en el coste de los consumidores y teniendo en cuenta la normativa vigente se considera necesario ajustar de forma progresiva las tarifas de acceso desde el 1 de enero de 2011. Asimismo, se considera que dicho ajuste en las tarifas de acceso debería realizarse entre todos los consumidores, en función de una metodología asignativa de costes.

Todo ello a efectos de obtener los ingresos suficientes para cumplir con el déficit máximo establecido, y evitar la acumulación de un déficit por encima del mismo y el pago de intereses por la financiación de dichos desajustes temporales, que recaen en última instancia sobre el consumidor. Se considera que es preferible para el consumidor un ajuste progresivo en las tarifas

de acceso desde el 1 de enero 2011, con revisiones trimestrales, a que se aplique un único incremento medio anual desde el 1 de enero o a que se apliquen incrementos en las tarifas de acceso a partir del segundo trimestre de 2011, dado que a efectos de cumplir con el límite establecido para el déficit, los incrementos necesarios en las tarifas de acceso serían más elevados que si se aplicara el ajuste desde el 1 de enero. Adicionalmente, si se retrasara el ajuste necesario en las tarifas de acceso al segundo trimestre de 2011 y siguientes, el nivel medio de ingreso (por MWh demandado) a finales de 2011 podría exceder al coste medio de acceso a medio plazo.

Cabe señalar que si la subida en las tarifas de acceso de la propuesta de Orden de junio de 2010 se hubiera aplicado a partir del 1 de julio de 2010 (si bien finalmente la Orden ITC/1732/2010 introdujo un mantenimiento de todas las tarifas de acceso y la reducción del 3,0% y 5,6% en las tarifas de acceso 2.0 A y 2.0 DHA, respectivamente, para los consumidores de baja tensión cuya potencia es inferior a 10 kW, lo que redujo el ingreso medio de acceso, por MWh demandado, un 1,6%), las tarifas de acceso resultantes, superiores a las vigentes, permitirían obtener unos ingresos adicionales a los previstos en 2011 en torno a 1.080 M€, lo que hubiera contribuido a minorar el déficit previsto para 2011, siendo necesario un incremento inferior a aplicar para que las tarifas de acceso en 2011 fueran suficientes. Adicionalmente, si dicho incremento en las tarifas de acceso se hubiera aplicado desde el 1 de julio de 2010 se hubiera cubierto parcialmente la partida del desajuste temporal de 2009, eliminando o reduciendo dicha partida transitoria de coste a recuperar en el ejercicio 2011 con intereses. En definitiva si dicho incremento se hubiera realizado en junio, se dispondrían en torno a 1.080 M€ más de ingresos en 2011 y las tarifas de acceso vigentes estarían en un nivel más próximo de la senda de convergencia establecida en la normativa vigente, siendo menor, por tanto, el esfuerzo necesario de ajuste de las tarifas de acceso en 2011, con un mínimo coste de financiación del desajuste temporal de 2009.

Tercera. Incremento de los pagos por capacidad no justificados en la propuesta de Orden

La propuesta de Orden introduce un incremento en los precios de los pagos de capacidad que debe abonar el consumidor del 72% respecto a los valores vigentes, lo que supone unos ingresos adicionales en 2011 de 726 M€¹. En la memoria que acompaña la propuesta de Orden se indica que *“se incrementan los pagos para la financiación de los pagos por capacidad un 72% con objeto de mantener los saldos teniendo en cuenta la previsión de los costes del servicio de restricciones por garantía de suministro regulado en el RD 134/2010”*. No obstante, no se aporta una estimación de los mismos.

Cabe señalar que en tanto no entre en vigor dicho RD, y de aplicarse los pagos vigentes -no los incrementados en la propuesta de Orden-, se estima por el Operador del Sistema para 2011 que el saldo resultante es de un superávit de 388 M€, que supondría, de no aumentar la partida que financia los correspondientes pagos, un menor déficit de actividades reguladas del ejercicio corriente.

El impacto de los pagos de capacidad de la propuesta de Orden sobre los precios finales del consumidor, supuesto un precio del mercado diario de 46,81€/MWh, oscila entre el 3,5% para el consumidor de baja tensión sin discriminación horaria, hasta el 1,9% para el consumidor conectado a redes de tensión superior a 36 kV.

Resulta paradójico el incremento del 72% de los pagos de capacidad de la propuesta de Orden frente al nulo incremento de las tarifas de acceso, si bien el impacto en los consumidores es similar al ser, en ambos casos, pagos regulados. Se considera necesario aplicar exclusivamente

¹ 688 M€ excluyendo la demanda extrapeninsular.

la subida que sea precisa en los pagos por capacidad para equilibrar los costes vigentes que cubren dichos pagos (pagos por inversión y los que en su caso se deriven del RD 134/2010) e incrementar de forma progresiva las tarifas de acceso de todos los consumidores a efectos de obtener una sostenibilidad de las mismas en el medio plazo.

Cuarta. Problemática de la facturación de ingresos por el decalaje de las medidas.

Tal y como se ha indicado en sucesivos informes de esta Comisión se observa un elevado decalaje en la demanda y un impacto en los ingresos del sistema, debido a que la normativa permite un desfase de 10 meses en las medidas definitivas que deben aportar los distribuidores. Más aún dicho desfase influye en la facturación y, en particular, en el cierre de la liquidación 14 de cada año, que es relevante porque sirve para calcular el desajuste de ingresos respecto al máximo legal permitido, que se repercute en las tarifas de acceso de los consumidores. Asimismo, el decalaje en la demanda es uno de los factores que dificulta la realización de una previsión del cierre del ejercicio 2010 y, consecuentemente, una previsión adecuada de su desajuste a aplicar en las tarifas de acceso de 1 de enero de 2011.

Quinta. Desajustes de años anteriores

Se propone recoger en un artículo independiente los desajustes de ejercicios anteriores, detallando el importe de cada uno de los conceptos que lo integran, aspecto necesario para liquidar a cada uno de los titulares que contribuyó a la financiación de dicho desajuste y el tipo de interés utilizado en su actualización, según se establece en el Real Decreto-Ley 6/2010.

Al respecto se señala que no procede incorporar los desajustes correspondientes a las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2006 y 2007 en 2011, por haber sido incorporados en las liquidaciones provisionales 7/2010 y 10/2010, respectivamente.

Aunque existen elementos de incertidumbre respecto a la facturación de la demanda y evolución de costes, que permitan realizar una previsión cierta de dicha cuantía, se considera necesario incluir una estimación en el escenario de costes para 2011 la mejor estimación del desajuste correspondiente al ejercicio 2010, que deberá ser revisada en siguientes actualizaciones de las tarifas de acceso.

A efectos de determinar el saldo del déficit 2010 efectivamente financiado por las empresas, a 31 de diciembre de 2010, se propone descontar, del déficit resultante de la liquidación 10/2010, las cantidades que pueden ser cedidas por las empresas al Fondo de Titulización (3.000 millones €), así como la anualidad para recuperar el déficit 2010 reconocida en la *Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial*, y que asciende a 211.812.000,00 euros. En consecuencia, de adoptarse este criterio, esta anualidad no sería descontada para calcular el importe pendiente de cobro del déficit 2010 al término del ejercicio, sino que sería descontada para calcular el importe del desajuste temporal que debe incorporarse en las liquidaciones del siguiente periodo.

Se considera que esta misma metodología aplicaría a los desajustes temporales que pudieran surgir respecto de los déficit reconocidos ex ante del ejercicio 2011 y del ejercicio 2012, que no pueden superar en 2.000 y 1.000 millones de euros, respectivamente, según lo establecido en el RD-L 6/2010.

El RD 437/2010 no establece la actualización del precio de cesión de los Derechos de Cobro Déficit 2010, Déficit 2011 y Déficit 2012, para incorporar los intereses reconocidos por el RD-L 6/2010 a estos derechos de cobro, seguramente porque estaba previsto que dichos derechos de

cobro, al reconocerse ex ante, fueran cedidos durante el ejercicio en el que se generen. Por lo tanto, sería necesario que la Orden de tarifas de acceso establezca el tipo de interés de actualización, así como la fórmula de actualización del importe que pueda ser cedido al Fondo de Titulización. En caso contrario, sería necesario incluir en el escandallo de costes de acceso para 2011 una cuantía, que recoja los intereses que se generan a partir del 1 de enero de 2011 para el déficit ex ante de 2010.

Sexta. Sobre la situación de los consumidores sin derecho a tarifa de último recurso que en la actualidad están siendo suministrados por un comercializador de último recurso.

Esta Comisión ha analizado la problemática a la que se están enfrentando los consumidores sin derecho a TUR para contratar con un comercializador libre en el “*Expediente informativo para analizar las causas que están provocando los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre*”, aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión de 27 de julio de 2010. En este marco se ha podido comprobar que, si bien se está reduciendo, existe en septiembre de 2010, un número de suministros sin derecho a TUR, todavía suministrados por un CUR a precio disuasorio.

Con respecto a esta problemática, en el citado informe de 27 de julio de 2010, esta Comisión realizó, entre otras, las siguientes propuestas:

- Propuesta de simplificación de los pliegos de los concursos de las Administraciones Públicas.
- Solicitud de avales en el mercado libre
- Mayor información y transparencia en relación con los clientes sin derecho a TUR suministrados por un CUR

En relación con este último colectivo de clientes, la CNE en su “*Informe 25/2010 solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema*”, propuso la inclusión de una disposición adicional, explícitamente dirigida a mejorar la capacidad de elección de los clientes sin derecho a TUR y a facilitar la presentación de ofertas por parte de grupos empresariales ajenos a los titulares de los CUR, manteniendo, por otra parte, la “amenaza” de suspensión del suministro prevista por la normativa en caso de no realizarse la contratación a precio libremente negociado en el mercado.

Teniendo en cuenta que no se ha implementado ninguna de las medidas propuestas por esta Comisión y que en la Propuesta de Orden objeto de análisis no realiza ninguna prórroga adicional del periodo transitorio establecido en la Disposición transitoria tercera de la Orden ITC/3519/2009, que expira el 31 de diciembre del 2010, esta Comisión considera necesario alertar sobre el riesgo de suspensión del suministro al que se enfrentan los consumidores sin derecho a TUR, que siguen siendo suministrados a precio disuasorio por los CUR, a partir del 1 de enero de 2011.

Esta Comisión entiende que la prórroga del periodo transitorio se presenta como una solución *in extremis* para evitar la suspensión del suministro de consumidores que, por razones diversas, a 31 de diciembre de 2010 todavía no han contratado su suministro en el mercado libre. Si, por parte del MITC, se optara por dicha prórroga, se considera necesario, intensificar las medidas para buscar soluciones más definitivas, que aumenten la capacidad de elección/contratación de los consumidores. En particular, el tiempo de prórroga debería aprovecharse para implementar las referidas medidas de mayor información y transparencia, así como la simplificación de los pliegos de los concursos de las Administraciones Públicas, que la CNE ya propuso en ocasiones anteriores.

Séptima. Necesidad de contribuir al ajuste necesario del sistema a través de medidas regulatorias. Propuestas regulatorias introducidas en diferentes informes de la CNE.

Esta Comisión ha introducido en distintos informes de tarifas, propuestas regulatorias dirigidas a moderar los costes de las actividades reguladas y, en consecuencia, a mitigar el déficit tarifario y su impacto en las tarifas de acceso que pagan los consumidores. Se considera necesaria una revisión en profundidad de los costes para contribuir a la sostenibilidad tarifaria a medio plazo. Para ello se deberían realizar las modificaciones regulatorias precisas a efectos de que el consumidor pague sólo por los costes realmente incurridos en su suministro. Se resumen las siguientes medidas:

- Revisar la normativa de la metodología retributiva de las instalaciones de transporte anteriores a 2008, con el objeto de eliminar en la retribución los activos ya amortizados.
- Establecer una penalización por la falta de facturación de las tarifas de acceso por el retraso en la declaración de las medidas.
- Eliminar la financiación de determinadas partidas de costes con cargo a las tarifas de acceso tales como el Plan de Viabilidad de ELCOGAS y el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.
- Considerar en la liquidación de actividades reguladas de 2010 los ingresos resultantes de la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, de 28 de enero de 2009 y de 8 de abril de 2010, relativas a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética correspondientes a los ejercicios 2006, 2007 y 2009.
- Ajustar los costes e ingresos regulados a efectos de su determinación correcta, como por ejemplo, las restricciones técnicas en los términos de la propuesta realizada por esta Comisión, y la aplicación de tarifas de acceso al bombeo y a los consumos propios de las centrales, entre otras medidas.
- Integrar el sistema balear en el mercado ibérico, replanteándose el esquema retributivo de las instalaciones de generación de dicho territorio.
- Realizar el desarrollo de una disposición reglamentaria prevista en la disposición adicional primera del Real Decreto-Ley 6/2009 para la determinación del mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones extrapeninsulares a través de los PGE.
- Introducir la propuesta alternativa de la CNE en su informe 31/2010 sobre el *“Real Decreto por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso”*. Esta propuesta alternativa completa y acentúa las ventajas que presenta la propuesta de Real Decreto informada por esta Comisión, en particular:
 - Traslada al consumidor la totalidad – y no sólo una parte- del diferencial de los precios CESUR-OMEL correspondiente a la cantidad de energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR.
 - Elimina completamente – y no sólo parcialmente- el riesgo al que se refiere la propuesta de RD de que el CUR quede descubierto en determinadas horas.
 - Permite desde la coherencia del propio RD propuesto, la eliminación de la prima de riesgo incluida en la TUR y de las garantías que tendrían que aportar los CUR en la contratación de la energía de las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del RD 661/2007.
 - Desincentiva con mayor fuerza determinados comportamientos estratégicos de los grupos integrados.
 - Presenta una mayor sencillez respecto al mecanismo de la propuesta de RD y, en consecuencia, simplifica la aplicación y gestión de la norma.
- Introducir una disposición normativa que modifique el RD 485/2009 con objeto de que no se permita a los CUR suministrar a los consumidores en el mercado libre. La demanda de los CUR por su cartera de clientes a quienes realicen ofertas a un precio libre no debería ser objeto de cobertura por parte del sistema o a través del mecanismo de la propuesta de RD.

- Si bien se considera necesario disponer de mercados a plazo (organizados y no organizados) eficientes que sirvan como mecanismos para la cobertura de riesgo de los agentes, el desarrollo regulatorio aplicado en la actualidad para las subastas CESUR se considera que es inadecuado. En particular, la falta de revisión de la operativa de dichas subastas está contribuyendo a que el consumidor acogido a la TUR y aquellos otros cuyos precios estén vinculados a la TUR, paguen un coste de energía no ajustado al de mercado. A efectos de mejorar la operativa y el diseño de las subastas CESUR se considera necesario, tal y como esta Comisión ha indicado en sucesivos informes:
 - o Que exista una efectiva supervisión del OTC financiero por la autoridad competente, en la medida en que dichas cotizaciones son la referencia líquida en la formación del precio CESUR y una coordinación entre el regulador energético y el financiero con el objeto de realizar una supervisión completa de las posiciones de los agentes y de la formación del precio de la electricidad, en los términos que establece la Directiva 2009/72/CE.
 - o Que se aumente el número de subastas CESUR para productos con un determinado periodo de entrega y que se establezca un calendario adecuado para la realización de las mismas.
 - o Que la entidad gestora de la subasta proponga una revisión y mejoras de los mecanismos vigentes de protección de la subasta CESUR.
 - En relación con la fórmula del coste estimado de la energía establecida en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, y a la vista de su impacto en los precios finales del consumidor, se considera conveniente revisar la metodología utilizada, en el sentido de eliminar la aplicación de coeficientes con base en información registrada, tal y como sucede con la aplicación del factor de apuntamiento de la fórmula de la Orden. Subsidiariamente, se considera la conveniencia de modificar el artículo 10.2 de la Orden ITC/1659/2009, en la redacción dada por la Orden ITC/1601/2010, con objeto de establecer que el coeficiente de apuntamiento desde el 1 de enero de 2011, y siempre de aplicación por todo el año completo, se calcule como el promedio de los factores de apuntamiento registrados en los cuatro años anteriores, periodo temporal en el que se consolida la introducción de la generación del régimen especial en el mix tecnológico de producción, en lugar de respecto al año anterior como señala la normativa vigente, a efectos de no trasladar al consumidor un comportamiento atípico de precios de mercado registrado en el primer trimestre de 2010.
- Si bien el RDL 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético suprimió los CTCs como coste permanente del sistema, se considera que es necesario que se produzca formalmente, de conformidad con el Ordenamiento jurídico, un pronunciamiento sobre su liquidación.

Octava. Otras consideraciones

- En relación con la retribución de la distribución de empresas con más de 100.000 esta Comisión se remite a los importes contenidos en el informe "*Propuesta de retribución definitiva para el año 2010 y de retribución provisional para los años 2011 y 2012 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009*", aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 16 de diciembre de 2010.
- Se considera, en aras de una mayor transparencia, que se deberían publicar los parámetros empleados en la actualización trimestral de precios aplicables a partir del 1 de enero de 2011 para las cogeneraciones e instalaciones de la DT 2ª del RD 661/2007.
- Se indica que, de acuerdo con lo establecido en el punto 10 del artículo 1 del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, "*se suprimen*

los valores de tarifas reguladas para las instalaciones del grupo b.1.1 a partir del vigesimosexto año”, por lo que deberían eliminarse las tarifas reguladas correspondientes en la tabla del punto 3 del Anexo III de la propuesta de orden.

- La recaudación que resulta de aplicar las cuotas a los ingresos previstos en la propuesta de Orden resulta superior a las retribuciones consideradas en el escandallo de costes previsto para 2011.
- Se considera necesaria la actualización de las anualidades que hay que incorporar en el ejercicio 2011 para la financiación de los déficit de actividades reguladas correspondientes. Se incluye propuesta de revisión.

Adicionalmente, se proponen las siguientes mejoras:

- i) Publicar las anualidades de los déficit susceptibles de ser titulizados en euros con dos decimales, en coherencia con la disposición adicional primera del Real Decreto 437/2010.
- ii) Publicar una anualidad para cada uno de los Derechos de cobro Extrapeninsular 2006, 2007 y 2008, atendiendo a que el artículo 2 del Real Decreto 437/2010 considera distintas categorías para los déficit, y que según la regla de la prorrata del artículo 6 del mismo Real Decreto, pueden ser cedidos en distinto momento al Fondo de Titulización.
- iii) Publicar una única anualidad para los adjudicatarios de la 2ª subasta, a efectos de facilitar el seguimiento del derecho de cobro. Además, se considera necesario hacer constar expresamente en la Orden de tarifas de acceso que la anualidad a satisfacer a los adjudicatarios de la segunda subasta de déficit ex ante tiene carácter provisional, y que las diferencias entre la anualidad provisional y la definitiva tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema del ejercicio en curso.

1 ANTECEDENTES

La Ley 17/2007, de 4 de julio, que modificó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, adapta dicha Ley a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

El artículo 17.1 de la citada Ley 54/1997 establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

El artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para la determinación de las tarifas de último recurso, fijando su estructura de forma coherente con la de las tarifas de acceso.

El Real Decreto 1202/2010, de 24 de diciembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica determina que las tarifas de acceso se revisarán anualmente. Adicionalmente, el citado Real Decreto establece la posibilidad de revisar las tarifas de acceso trimestralmente cuando existan eventuales desfases temporales, cuando se produzcan cambios regulatorios que afecten a los costes y, excepcionalmente, cuando se produzcan circunstancias especiales que afecten a los costes o parámetros empleados en su cálculo.

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, determinan la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

El Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica determina la forma de cálculo y revisión de la retribución de esta actividad.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, establecen el mecanismo de actualización de las tarifas y primas.

El Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector eléctrico y se aprueba el bono social, establece, en la disposición adicional segunda, que las compensaciones por los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares serán financiadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Durante el año 2009 se compensará a través de los Presupuestos Generales del Estado el 17% del total, en el año 2010, el 34%, en el año 2011, el 51%, en el año 2012, el 75% en 2013 y el 100% a partir de los ejercicios siguientes.

La disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, determinó para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, que el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 2.000 millones de euros y 1.000 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, en la citada disposición se estableció que hasta el 1 de enero de 2013 las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso deberán reconocer de forma expresa los déficit que se estime puedan producirse en las liquidaciones de actividades reguladas. En caso de que el déficit de las liquidaciones superase el previsto en la correspondiente disposición, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen las tarifas de acceso. Las cantidades financiadas serán devueltas reconociéndose a las empresas financiadoras de dicho exceso un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que será fijado en la correspondiente orden por la que se aprueben los peajes.

El día 3 de diciembre de 2010 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2011 junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

En el epígrafe 7 se incluye un resumen de las alegaciones del Consejo Consultivo y en el Anexo II del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2 CONSIDERACIONES PREVIAS

La Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010, determinó para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, que el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico no será superior a 3.500 M€, 3.000 M€, 2.000 M€ y 1.000 M€, respectivamente.

El Real Decreto 1202/2010 establece que, con carácter general, las tarifas de acceso se revisarán anualmente. Adicionalmente, el citado Real Decreto establece la posibilidad de revisar las tarifas de acceso trimestralmente cuando se produzcan las siguientes circunstancias: a) existan eventuales desfases temporales, b) cuando se produzcan cambios regulatorios que afecten a los costes y c) excepcionalmente, cuando se produzcan circunstancias especiales que afecten a los costes o parámetros empleados en su cálculo.

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe actualiza los costes de acceso considerados en la Orden ITC/3519/2009 y en la Orden ITC/1732/2010 para 2010 y mantiene los precios vigentes de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso. De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los costes previstos para 2011 ascienden a 17.757 M€, mientras que los ingresos previstos para 2011 son 12.709 M€. Teniendo en cuenta que el Real Decreto-Ley 6/2010 estableció un límite para el déficit de actividades reguladas de 2.000 M€ para 2011, el desajuste en las liquidaciones de las actividades reguladas según la información de la propuesta de Orden podría superar los 3.000 M€ sobre el límite legal permitido. En caso de que el incremento de pagos por capacidad de la propuesta de Orden supusiera integramente un ingreso para el sistema (caso de la no entrada en vigor del RD 134/2010 durante 2011), el desajuste de actividades reguladas ascendería a 2.207 M€ por encima del límite legal permitido.

En este sentido, Iberdrola, Endesa, ACIE han señalado en sus alegaciones que el mantenimiento de las tarifas de acceso podría estar vulnerando la Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/2010, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010. Además estaría acentuando el problema deficitario del sistema. Consideran necesario que el MITC revise sus cálculos para disponer de una propuesta de tarifas de acceso equilibrada.

Adicionalmente, de acuerdo con la Liquidación de la CNE 10/2010, el déficit de la liquidación de actividades reguladas asciende a 3.684 M€, cifra que supera en 684 M€ el límite establecido en el Real Decreto-Ley 6/2010 para 2010 (3.000 M€). Esta cifra, es parcial y no tiene en cuenta que las primas del régimen especial se liquidan en doce mensualidades mientras que los ingresos y el resto de costes de actividades reguladas se liquidan en 14 liquidaciones. No obstante, con la información disponible se estima un déficit para el ejercicio 2010 superior a 3.000 M€, que debería tenerse en cuenta a efectos de disponer de la mejor previsión de cierre en la Orden que establezca las tarifas de acceso para 2011, en los términos que determina el Real Decreto-Ley 6/2010.

Independientemente de que pudiera estar prevista la revisión de la cuantía y el mecanismo de financiación de algunas partidas de costes consideradas en el ejercicio tarifario 2011, aunque no está explícito en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden, se considera necesario establecer una revisión al alza de las tarifas de acceso a aplicar desde el 1 de enero de 2011 con el objeto de cumplir de forma progresiva la senda de reducción del déficit establecida en el Real Decreto-Ley 6/2010.

Dicha revisión progresiva de las tarifas de acceso en beneficio del consumidor, es coherente con lo indicado en el Real Decreto 1202/2010 que permite un posible la revisión trimestral de tarifas de acceso durante 2011. En consecuencia, en tanto no se registre una disminución de los costes de actividades reguladas en 2011, el mantenimiento de las tarifas de acceso vigentes en el primer

trimestre de 2011 implicará que se apliquen aumentos superiores en las sucesivas revisiones trimestrales que se realicen en 2011 a efectos del cumplimiento de la senda de déficit prevista, y en la medida en que se reduce el horizonte temporal en el que se aplicarán dichas subidas para obtener el nivel de ingresos necesarios.

Como se analizará en el epígrafe 4.5 los ajustes necesarios para cumplir con el déficit permitido en la normativa para 2011 si no se aplican desde el 1 de enero de 2011 y se demoran para trimestres sucesivos, exigirán incrementos en las tarifas de acceso en trimestres sucesivos superiores a los que serían necesarios si se aplicara un ajuste desde el 1 de enero de 2011, y podrían alcanzar un nivel medio de ingresos (por MWh demandado) superior al exigido a medio plazo. En consecuencia, se considera que debería aplicarse una progresividad en los incrementos necesarios de las tarifas de acceso desde el 1 de enero de 2011, así como que dichos incrementos se repartan entre todos los consumidores a partir de una metodología asignativa de costes.

Se considera que las variaciones de las tarifas de acceso que se introduzcan a partir del 1 de enero de 2011 deberían buscar los siguientes objetivos:

- Asegurar la sostenibilidad del sistema de acuerdo con la senda establecida en la normativa vigente. Para ello y de acuerdo con la mejor estimación de los costes e ingresos, se deberían incrementar, de forma progresiva, las tarifas de acceso desde el 1 de enero de 2011, a efectos de converger hacia la senda de suficiencia tarifaria establecida en el medio plazo (año 2013). En coherencia con el RD 1202/2010, se considera necesario aplicar incrementos sucesivos en las tarifas de acceso con carácter trimestral. El incremento de las tarifas de acceso debería ser repartido entre todos los consumidores de acuerdo con una metodología asignativa de costes.
- Minimizar los costes que deben pagar los consumidores asegurando la sostenibilidad del sistema y promoviendo la adecuación de los precios a los costes de las actividades reguladas. Se considera que el incremento progresivo de tarifas de acceso debe ir acompañado de una revisión de los costes de actividades reguladas y de la implementación de las medidas regulatorias propuestas por esta Comisión, que se resumen en el epígrafe 3.1 del presente informe.
- Incentivar la aplicación de medidas de eficiencia en costes y de vías para la recaudación de los ingresos necesarios que eviten el decalaje del consumo y su impacto en la facturación.
- Reflejar las mejores previsiones de las partidas de costes (régimen especial y desajuste de ingresos de años anteriores) en los términos establecidos por la legislación en vigor, a efectos de realizar un escenario tarifario creíble y sostenible.

3 CONSIDERACIONES GENERALES

3.1 Sobre la necesidad de establecer medidas regulatorias

Esta Comisión ha puesto de manifiesto en sucesivos informes² diversas medidas que hubieran contribuido al cumplimiento de la senda del déficit de actividades reguladas establecido en la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, entre las que cabe destacar las siguientes:

Metodología asignativa de costes para establecer las tarifas de acceso

La suficiencia tarifaria y el cumplimiento de la senda de reducción del déficit, pasa necesariamente por desarrollar una metodología asignativa de costes para el establecimiento de tarifas que incluya tanto los costes que se deben considerar en el cálculo de dichas tarifas, como los principios generales y los criterios de asignación de cada uno de estos costes para establecer tarifas de acceso y tarifas de último recurso de forma global para los consumidores.

El establecimiento de la citada metodología tarifaria debería estar acompañada, necesariamente, por una revisión en profundidad de las distintas partidas de retribución de los costes de actividades reguladas del sector eléctrico, con el objetivo de que el consumidor pague únicamente por los costes realmente incurridos y que los agentes reciban por su actividad una retribución ajustada a sus costes. Esta revisión en profundidad de los costes se considera esencial y urgente para contribuir a la sostenibilidad tarifaria a medio plazo, para ello se deberían realizar las modificaciones regulatorias necesarias para que el consumidor pague sólo por los costes realmente incurridos en su suministro.

Entre otras, cabe señalar las siguientes medidas indicadas en diversos informes aprobados por esta Comisión y remitidos al MITC:

- Revisar la normativa de la metodología retributiva de las instalaciones de transporte anteriores al 1 de enero de 2008, con el objeto eliminar de la retribución los activos ya amortizados.
- Establecer un incentivo/penalización a la gestión de las pérdidas de energía y una penalización por las medidas no debidamente declaradas por el responsable de la lectura por su impacto sobre la facturación de las tarifas de acceso, respectivamente.
- Eliminar la financiación de determinadas partidas de costes con cargo a las tarifas de acceso, tales como el Plan de Viabilidad de ELCOGÁS y el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.
- Considerar en la liquidación de actividades reguladas de 2010 los ingresos resultantes de la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, de 28 de enero de 2009 y de 8 de abril de 2010, relativas a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética correspondientes a los ejercicios 2006, 2007 y 2009.

² Entre los más recientes cabe señalar los siguientes: Informes 33/2009, 13/2010 y 29/2010 sobre las propuestas de Órdenes por las que se revisan las tarifas de acceso a partir de 1 de enero 2010 y a partir de 1 de julio de 2010 y a partir del 1 de octubre, respectivamente, Informe 13/2009 sobre la propuesta de Orden que desarrolla el Real Decreto 485/2009 en lo referente al mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso y al mecanismo de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso, Informe 11/2010 de la CNE sobre la Propuesta de Orden por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso e Informe 31/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que la propuesta de Real Decreto por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso.

- Ajustar los costes e ingresos regulados a efectos de su determinación correcta, como por ejemplo, las restricciones técnicas en los términos de la propuesta realizada por esta Comisión, el bombeo y los consumos propios de las centrales en relación con las tarifas de acceso, etc.
- Integración del sistema balear en el mercado ibérico. Teniendo en cuenta la llegada del gas natural a la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares mediante el gasoducto, cuya puesta en servicio se produjo el 20 de agosto de 2009, y la previsible interconexión con el mercado eléctrico peninsular, se considera necesario replantearse el esquema retributivo de las instalaciones de generación de dicho territorio.

Financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado

Se considera necesario el desarrollo una disposición reglamentaria prevista en la disposición adicional primera del Real Decreto-Ley 6/2009 para la determinación del mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas, aspecto señalado por Endesa e Iberdrola en sus alegaciones. En cualquier caso, las retribuciones que en exceso se reconocen deberían ser integradas al sistema con la naturaleza de ingresos liquidables. Por el momento no se ha realizado el desarrollo de dicha disposición.

Cobertura del riesgo del CUR por el Sistema

Por el momento no se ha publicado el *“Real Decreto por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso”*. Cabe destacar la importancia de que el citado Real Decreto se publicara antes de la celebración de la decimotercera subasta CESUR, prevista para el 14 de diciembre de 2010, al objeto de evitar una situación de inseguridad jurídica para los CUR.

Esta CNE propuso en su Informe³ 31/2010 que el sistema realizara, por la diferencia entre los precios CESUR y spot, la cobertura financiera a la totalidad de la energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR. Esta propuesta alternativa completa y acentúa las ventajas que presenta la propuesta de Real Decreto informada por esta Comisión, en particular:

- Traslada al consumidor la totalidad – y no sólo una parte- del diferencial de los precios CESUR-OMEL correspondiente a la cantidad de energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR.
- Elimina completamente – y no sólo parcialmente- el riesgo al que se refiere la propuesta de RD de que el CUR quede descubierto en determinadas horas.
- Permite desde la coherencia del propio RD propuesto, la eliminación de la prima de riesgo incluida en la TUR y de las garantías que tendrían que aportar los CUR en la contratación de la energía de las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del RD 661/2007.
- Desincentiva con mayor fuerza determinados comportamientos estratégicos de los grupos integrados.
- Presenta una mayor sencillez respecto al mecanismo de la propuesta de RD y, en consecuencia, simplifica la aplicación y gestión de la norma.

Adicionalmente en el informe 31/2010 se señalaba la importancia de introducir una disposición que modifique el RD 485/2009 con objeto de que no se permita a los CUR suministrar a los

³ Informe 31/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que la propuesta de Real Decreto por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso.

consumidores a mercado libre. La demanda de los CUR por su cartera de clientes a quienes realicen ofertas a un precio libre no debería ser objeto de cobertura por parte del sistema o a través del mecanismo de la propuesta de RD.

Mejoras a la operativa y diseño de la subasta CESUR

Se considera necesario el desarrollo de los mercados a plazo (organizados y no organizados) como mecanismos para la cobertura de riesgo de los agentes. No obstante, el desarrollo regulatorio aplicado hasta ahora en las subastas CESUR se considera que ha sido inadecuado. En particular, la falta de revisión de la operativa de dichas subastas está contribuyendo a que el consumidor acogido a la TUR y aquellos otros cuyos precios estén vinculados a la TUR, paguen un coste de energía no ajustado al de mercado. A efectos de mejorar la operativa y el diseño de las subastas CESUR, se insiste en las mejoras propuestas por esta Comisión en su Informe 11/2010 y en sucesivos informes preceptivos sobre las subastas CESUR:

- Que exista una efectiva supervisión del OTC financiero por la autoridad competente, en la medida en que dichas cotizaciones son la referencia líquida en la formación de precio CESUR. Se hace necesaria una coordinación entre el regulador energético y el financiero con el objeto de realizar una supervisión completa de las posiciones de los agentes y de la formación del precio de la electricidad.
- Aumentar el número de subastas CESUR para productos con un determinado periodo de entrega. A efectos de:
 - Disponer de más referencias de precios de cada periodo trimestral que se incluya en la TUR, con objeto de diversificar el resultado de una única subasta, y ajustar las expectativas de precios con las que los agentes acuden a pujar.
 - Mitigar los errores de previsión de la demanda para el suministro de último recurso, y permitiría eliminar la prima de riesgo por cantidad a incluir en el cálculo de la TUR, si se fijaran los criterios que garantizaran la cobertura financiera total de los CUR tal y como se señalaba en el informe CNE 31/2010.
 - Garantizar una suficiente presión competitiva por el menor volumen subastado.
 - Permitir la cobertura a los CUR de toda su demanda prevista.

En relación con dicha propuesta de aumentar el número de subastas, se deberían establecer los factores de ponderación de cada subasta k en la fórmula de la TUR del artículo 10 de la Orden ITC/1659/2009, según la nueva redacción introducida en la disposición final primera de la Orden ITC/1601/2010.

- Establecer un calendario adecuado para la realización de las mismas.
- Que la entidad gestora de la subasta proponga una revisión y mejoras de los mecanismos vigentes de protección de la subasta CESUR.

Metodología del coste estimado de la energía de la TUR

A la fecha de elaboración del presente informe, durante 2010 únicamente se han implantado las siguientes medidas señaladas en distintos informes tarifarios y de mejoras de la subasta CESUR de esta Comisión, a través de la Orden ITC/1601/2010, con el objeto de ajustar el coste estimado de la energía que paga el consumidor acogido a la TUR:

- Aplicación de la prima de riesgo únicamente al coste estimado de la energía en el mercado diario sin incluir los sobrecostes de los servicios de ajuste del sistema.
- Realización de subastas con horizonte temporal más próximo al vencimiento, lo que implica una reducción de la prima de riesgo a aplicar en la fórmula de la TUR debido a que existe un menor desfase entre el momento de compra del producto y el momento de entrega.
- Disminución de los valores de la prima de riesgo para entregas de producto inferiores al trimestre.

- Aplicación de la prima de riesgo únicamente al coste estimado del mercado diario de la última subasta que se realice.
- Medidas para mejorar la competencia de la subastas CESUR, indicadas en sucesivos informes de esta Comisión:
 - Restringir la participación en la subasta de empresas del mismo grupo y participación a través de la figura del representante.
 - Centralizar las liquidaciones y garantías, lo que además de favorecer la gestión de garantías evita que los CUR conozcan previamente la identidad y las ofertas indicativas de la subasta, lo que se considera adecuado teniendo en cuenta que dichas sociedades pertenecen a grupos integrados.

No obstante, esta Comisión tal y como ha señalado en el informe 29/2010 considera que transcurrido más de un año desde la introducción del suministro de último recurso, cabría plantearse una revisión de los parámetros y del procedimiento de cálculo del coste estimado de la energía a incorporar en la TUR, de acuerdo con la Orden ITC/1659/2009 e incluso de la metodología utilizada y analizar su impacto para el consumidor.

Con el objeto de poner en conocimiento el impacto del escenario excepcional de precios de mercado registrado durante el primer trimestre de 2010 sobre las tarifas de último recurso de 2011 y, en su caso, el Consejo de Administración acordó en su sesión de 1 de diciembre de 2010, remitir al MITC informe sobre el impacto de los coeficientes de apuntamiento en el coste estimado de la energía de las tarifas de último recurso del primer trimestre de 2011.

En dicho informe, en relación con la fórmula del coste estimado de la energía establecida en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, y a la vista de su impacto en los precios finales del consumidor, se consideró la conveniencia de revisar la metodología utilizada, en el sentido de eliminar la aplicación de coeficientes con base en información registrada, tal y como sucede con la aplicación del factor de apuntamiento de la fórmula de la Orden.

Subsidiariamente, se señaló la conveniencia de revisar determinados parámetros de la fórmula de la Orden ITC/1659/2009. En particular, se analizó el impacto en el coste estimado de la energía de la TUR para el primer trimestre de 2011, a través del factor de apuntamiento que establece la Orden ITC/1659/2009, del escenario excepcional de precios de mercado registrado durante el primer trimestre de 2010. Se considera que los coeficientes de apuntamiento que se aplican en cada revisión del coste de energía de la TUR deben reflejar la diferenciación de precios de mercado calculados con una base histórica de datos, a efectos de que en el cálculo del coste estimado del mercado diario de la TUR no se traslade un factor de apuntamiento de precios que pudiera ser valorado de forma atípica, tal y como se registró en el primer trimestre de 2010, como consecuencia del elevado número de horas con precio cero registrado durante el primer trimestre de 2010, debido, a su vez, a la elevada hidraulicidad y generación eólica registrada en dicho periodo respecto a años anteriores. En consecuencia, se señaló la conveniencia de modificar el artículo 10.2 de la Orden ITC/1659/2009, en la redacción dada por la Orden ITC/1601/2010, con objeto de establecer que el coeficiente de apuntamiento desde el 1 de enero de 2011, y siempre de aplicación por todo el año completo, se calcule como el promedio de los factores de apuntamiento registrados en los cuatro años anteriores, periodo temporal en el que se consolida la introducción de la generación del régimen especial en el mix tecnológico de producción, en lugar de respecto al año anterior como señala la normativa vigente, a efectos de no trasladar al consumidor un comportamiento atípico de precios de mercado registrado en el primer trimestre de 2010. Cabe señalar que esta medida proporcionaría al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un mayor margen para el ajuste progresivo de las tarifas de acceso a las redes que debería aplicarse desde el 1 de enero de 2011, a efectos del cumplimiento de la senda de eliminación del déficit tarifario establecido en el Real Decreto-Ley 6/2010.

Liquidación del saldo pendiente de CTC's

Si bien el RDL 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético suprimió los CTCs como coste permanente del sistema, se considera que es necesario que se produzca formalmente, de conformidad con el Ordenamiento jurídico, un pronunciamiento sobre su liquidación

3.2 Revisión de las tarifas de acceso en 2010

La Orden ITC/3519/2009 estableció las tarifas de acceso a partir del 1 de enero de 2010. Las tarifas de acceso aumentaron un 14,5% en términos medios, respecto a las vigentes en julio de 2009.

El día 8 de junio de 2010 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas de acceso a partir del 1 de julio de 2010 junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. La propuesta de Orden establecía un incremento del 10% en todos los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de baja tensión, y un incremento del 5% de las tarifas aplicables a los consumidores de media tensión (3.1 A y 6.1), manteniendo los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de alta tensión (6.2, 6.3 y 6.4) de la Orden ITC/3519/2009. Dichas variaciones suponían aumentar el ingreso medio por tarifas de acceso un 8,5%.

Esta Comisión consideró que la propuesta de Orden de junio contribuía a realizar un ajuste progresivo en las tarifas de acceso a efectos del cumplimiento de la normativa vigente. Por una parte, se conocía el desajuste de 2009 (según la liquidación 14/2009) por encima del límite legal permitido, si bien éste debía ser minorado por la detracción de los derechos de CO₂ del primer semestre de 2009, ya que en ese momento no se había publicado la Resolución correspondiente. Por otra parte, a pesar de la revisión al alza de la previsión de la demanda, se estimaba un desvío de 899 M€ en el cálculo del coste del régimen especial.

No obstante, finalmente la Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2010, mantuvo los términos de potencia y energía establecidos en la Orden ITC/3519/2009 con la excepción de los aplicables a las a las tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA, en las que se redujo el término de energía. Los precios de los términos de potencia y energía de la Orden ITC/1732/2010 suponen una reducción, en términos anuales, de los ingresos estimados para 2010 de 200 M€ respecto de los que resultarían de aplicar las tarifas de acceso de la Orden ITC/3519/2009 e inferior en 1.265 M€ a los resultantes de aplicar las tarifas de la propuesta de Orden.

De haberse mantenido los precios de la propuesta informada por esta Comisión en julio de 2010, los ingresos previstos para 2011 ascenderían a 13.971 M€, cifra que superaría en 1.265 M€ la previsión de ingresos para 2011 a los precios vigentes. En consecuencia, sería necesario un ajuste inferior al que necesariamente deberá aplicarse a las tarifas de acceso durante 2011 para cumplir con la senda de déficit establecida en el Real Decreto-Ley 6/2010. Es decir, hubiera sido necesario un aumento medio anual del 12% en lugar del 24%, según los datos de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Análogamente, este incremento necesario en las tarifas de acceso de 2011 habría sido aún inferior si se hubiera establecido un ajuste adicional en las tarifas de acceso a partir del 1 de octubre de 2010, si bien finalmente tal ajuste tampoco se produjo.

4 CONSIDERACIONES SOBRE LAS PREVISIONES DE DEMANDA, COSTES E INGRESOS IMPLÍCITOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

El escenario de ingresos y costes que determina las variaciones tarifarias en 2011 respecto a 2010 son:

- Por una parte, existen factores que inciden en un incremento del nivel tarifario, tales como la incorporación de una nueva partida de costes (el desajuste de años anteriores a 2011), así como la aplicación del límite legal permitido en la normativa vigente para 2011 que se reduce en 1.000 M€ respecto a 2010.
- Por otra parte, se cuenta con factores que inciden positivamente tales como la reducción de la compensación extrapeninsular que de acuerdo con el RDL 6/2009 se reduce la participación de su financiación con cargo a las tarifas de acceso, y la previsión de una evolución estable del coste de la prima equivalente del régimen especial respecto al cierre previsto de dicha partida de coste en el año en curso (no así con respecto al nivel previsto inicialmente en 2010), siendo ésta la partida que en el pasado ha contribuido en mayor medida al aumento de los costes de acceso. Asimismo el crecimiento esperado de la demanda incide positivamente en la evolución de los ingresos del sistema.

Otro factor que incide en el saldo de los ingresos y costes liquidados por el sistema y en los precios finales que pagan los consumidores es el incremento de los pagos por capacidad incluido en la propuesta de Orden y su coherencia con el coste que introduce la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010.

En cuanto al coste de energía de la TUR, el impacto del apuntamiento en el coste estimado de la energía en el primer trimestre de 2011 y la realización de única subasta realizada en diciembre en un momento de clara tendencia alcista de precios de la electricidad, y fuerte volatilidad (incremento del 16,8% en el precio de referencia de OMIP entre el 26 de noviembre y el 10 de diciembre), son factores que inciden en el crecimiento de la TUR del primer trimestre del año.

4.1 Elementos de incertidumbre que afectan al ejercicio tarifario 2011

La propuesta de tarifas de acceso se basa en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que finalmente se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes de los costes y de los ingresos regulados.

Las previsiones para 2011 presentan un elevado grado de incertidumbre, derivado de diversos factores, lo que dificulta la estimación del ejercicio tarifario de 2011.

Evolución de la actividad económica

Existe incertidumbre sobre el crecimiento esperado de la demanda eléctrica relacionada con el incremento de la actividad económica. Respecto a la evolución de la actividad económica por su relación directa con la demanda eléctrica, las previsiones sobre la variación del PIB para 2011 respecto de 2010 oscilan desde el 1,3% en los Presupuestos Generales del Estado para 2011, el 0,7% por Fondo Monetario Internacional⁴ y el 0,6% por la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS)⁵. La demanda en barras de central prevista por el Operador del Sistema para el año 2011 en su escenario central, se corresponde con un crecimiento del PIB del 0,8%.

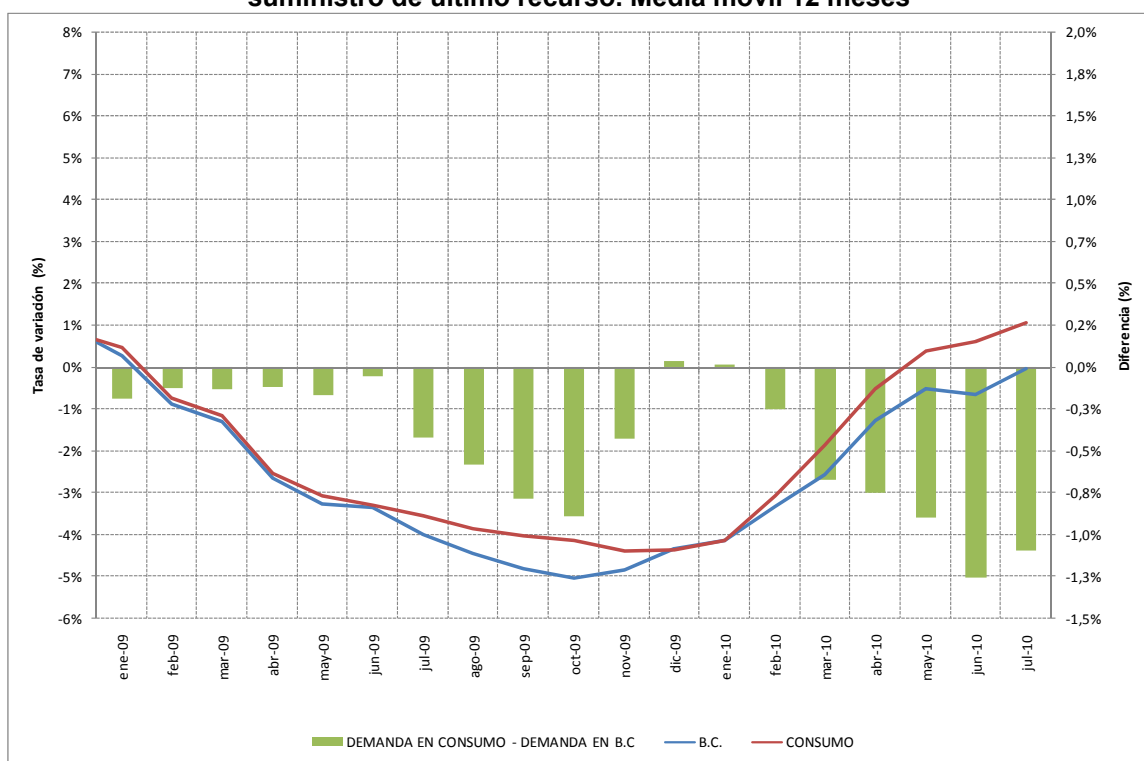
⁴ Véase World Economic Outlook correspondiente a Octubre de 2010, disponible en: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/02/index.htm>

⁵ De acuerdo con el panel de previsiones de la economía española elaborado por la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS) (disponible en: <http://www.funcas.es/descargarArchivo.asp?id=4>) se estima que el PIB se incrementará en un 0,6%, (0,1 punto porcentuales inferior a la previsión del FMI de octubre de 2010 y 0,7

Evolución de la demanda en barras de central y la demanda en consumo

Esta Comisión ya indicó en su Informe 29/2010 que desde la introducción del suministro de último recurso y debido al retardo en la declaración de las medidas definitivas, se observa una mayor divergencia entre la evolución de la demanda en barras de central (b.c.) y la demanda en consumo, tanto en términos de media móvil como de tasa acumulada anual. A modo de ejemplo, entre enero y julio de 2010, último mes que a fecha actual, tradicionalmente se consideraba cerrado con información de las liquidaciones eléctricas, la tasa de variación acumulada de la demanda en consumo, sobre el mismo periodo del año anterior, fue el 1,57%, mientras que la de la demanda en barras de central fue el 3,84% (véanse Gráfico 1 y Gráfico 2).

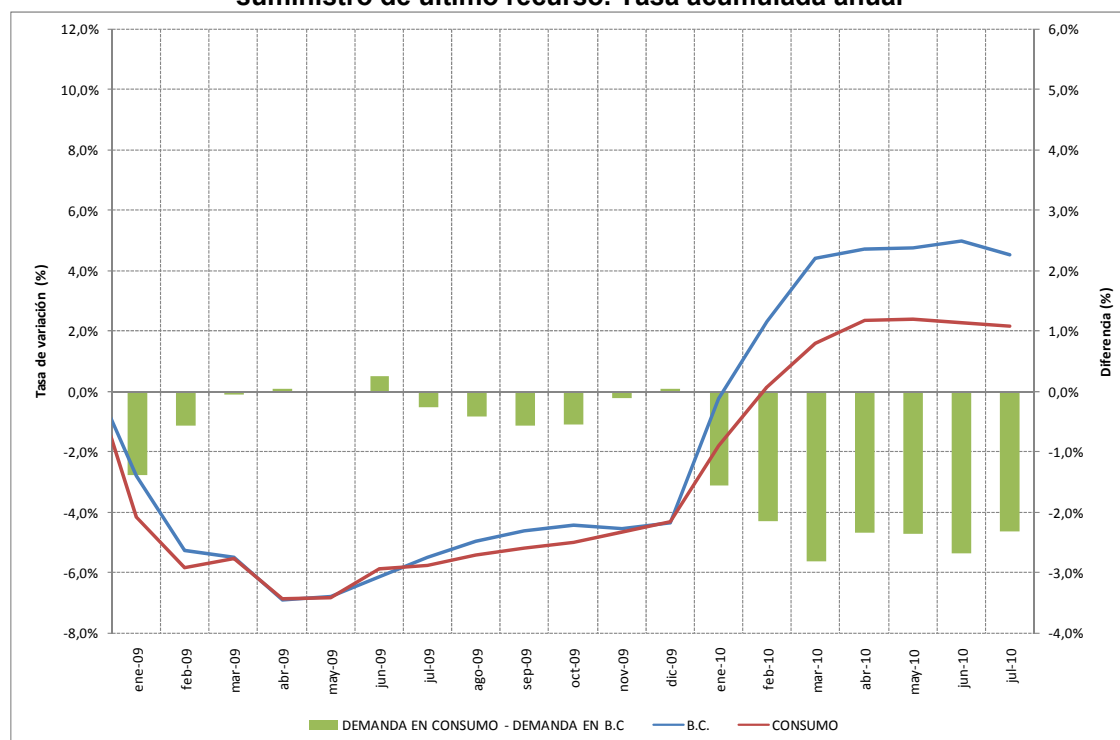
Gráfico 1. Evolución de la demanda en b.c. y la demanda en consumo desde la introducción del suministro de último recurso. Media móvil 12 meses



Fuente: REE y CNE

puntos porcentuales inferior a la previsión considerada en los Presupuestos Generales del Estado), caracterizado por una aportación al crecimiento de la demanda nacional del -0,3% y una aportación del sector exterior de 0,9%.

Gráfico 2. Evolución de la demanda en b.c. y la demanda en consumo desde la introducción del suministro de último recurso. Tasa acumulada anual



Fuente: REE y CNE

Este efecto impacta, tanto en la previsión de la demanda en consumo y su composición por grupo tarifario, como en la previsión de ingresos por tarifas de acceso. Asimismo, el efecto del decalaje de los consumos afecta a la liquidación de las actividades reguladas y, por tanto, al cierre de la liquidación 14 de cada año, que es la liquidación considerada a efectos del cálculo del desajuste de dicho año como un coste de acceso a pagar por los consumidores.

En relación con lo anterior, cabe señalar que el desajuste temporal que resulte de la liquidación 14 del año que corresponda tiene un impacto sobre las tarifas de acceso del ejercicio siguiente, debido a que se debe incorporar en su cálculo el valor del desajuste, y sobre los consumidores, en la medida en que deberán pagar a través de sus tarifas de acceso a los titulares de los derechos de cobro de dicho desajuste, los intereses que se reconozcan por la financiación de un desajuste que, en parte, es debido a la falta de medidas definitivas en un plazo inferior a 10 meses.

Financiación del déficit de tarifa

En desarrollo de la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, en su redacción dada por el RD-Ley 6/2010, el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. El citado Real Decreto establece el valor de cada categoría de derechos de cobro, para cada uno de los titulares iniciales y el procedimiento para la cesión efectiva de los derechos de cobro por los titulares iniciales al Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), para el cálculo del precio de cesión y de los flujos de pago generados por los derechos de cobro cedidos al Fondo.

A la fecha de elaboración del presente informe, se ha registrado el 23 de noviembre de 2010, el Folleto base del programa de emisión de bonos del FADE en la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y está pendiente la realización de la primera emisión de bonos del Fondo.

En consecuencia, las anualidades de déficit de actividades reguladas estimadas en la propuesta de Orden para 2011 serán susceptibles de actualización en sucesivas revisiones de tarifas de

acceso o en caso contrario se contribuirá a un mayor desajuste de ingresos en 2011, en la medida en que se realicen emisiones del Fondo y se incorporen los gastos de gestión, colocación y costes financieros, en los términos establecidos por el RD 437/2010. En este sentido, será necesario tener en cuenta que en las revisiones progresivas de las tarifas de acceso se deberán actualizar las anualidades de déficit de actividades reguladas, de acuerdo con la normativa vigente, aspecto señalado por Endesa en sus alegaciones.

Mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro

A la fecha de elaboración del presente informe, está suspendida provisionalmente la aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, en la redacción dada por el Real Decreto 1221/2010, como consecuencia, por una parte, de la decisión de la Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional de suspender la obligación de las centrales previstas en el Anexo II del citado Real Decreto de presentar en el plazo de tres días las cartas de compromiso de adquisición de carbón autóctono, y, por otra parte, del Auto dictado por el Presidente del Tribunal General de la Unión Europea por el que se acuerda “suspender la ejecución de la Decisión C (2010) 4499 de la Comisión, de 29 de septiembre de 2010, por el que se autorizan las ayudas previstas, en forma de compensación por servicio público, a favor de la industria minera española y de los productores de electricidad a partir de carbón de origen nacional, hasta que se adopte el auto que ponga fin al procedimiento de medidas provisionales”⁶.

Compensación extrapeninsular de 2010 con cargo a los PGE

El Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, establece en la disposición adicional segunda que las compensaciones por los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares serán financiadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. En particular, durante el año 2009 se compensará a través de los Presupuestos Generales del Estado el 17% del total, en el año 2010, el 34%, en el año 2011, el 51%, en el año 2012, el 75% en 2013 y el 100% a partir de los ejercicios siguientes.

En relación con lo anterior, el proyecto de Ley de los Presupuestos Generales del Estado correspondiente al ejercicio 2011 mantiene el importe de la Compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio anterior (256,4 M€), en lugar del 34% previsto en la Orden ITC/3519/2009 (462,2 M€), acorde con lo establecido en el RD-Ley 6/2009 para 2010, lo que implica un mayor déficit en la liquidación de las actividades reguladas de 205,8 M€, tal y como señala Endesa en sus alegaciones.

Finalmente, en línea con las consideraciones de Endesa e Iberdrola, se señala que sigue pendiente de desarrollo reglamentario la disposición adicional primera del RD-L 6/2009 para la determinación del mecanismo de cesión de los fondos y liquidación de las compensaciones extrapeninsulares.

Aportación al Plan de Viabilidad de ELCOGÁS

En la actualidad sigue pendiente de aprobación por parte de la Comisión Europea el proyecto de ayuda al Plan de Viabilidad de Elcogás, S.A., por lo que en caso de que finalmente éste no fuera aprobado, el déficit de actividades reguladas correspondiente a 2010 podría ser minorado en la cantidad equivalente a la anualidad provisional prevista (67 M€), en contra de la opinión de Endesa.

⁶ El informe 29/2009 de esta Comisión sobre dicha propuesta de RD está disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne136_09.pdf

Adicionalmente, se considera necesario señalar que la supresión del Plan de Viabilidad de Elcogás debiera recogerse en una disposición de rango normativo suficiente, dado lo establecido al respecto por la Disposición Adicional Vigésima apartado 1 de la Ley 54/1997.

4.2 Previsiones de demanda en barras de central y en consumo

Teniendo en cuenta las incertidumbres señaladas anteriormente, a continuación se analizan las previsiones incluidas en la propuesta de Orden.

En el Cuadro 1 se resumen las previsiones de demanda en b.c. para el cierre del ejercicio 2010 y 2011 y en el Cuadro 2 se presenta la estructura de la demanda en consumo prevista para 2011, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. En la Memoria no se aporta información sobre la demanda en consumo prevista para 2010. La demanda en b.c. para el cierre de 2010 y 2011 y la demanda en consumo prevista para el 2011, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, se corresponden con el escenario central previsto por el Operador del Sistema para ambos ejercicios y son similares a las previsiones elaboradas por la CNE⁷ y remitidas a Subdirección General de Energía Eléctrica, el pasado 4 de noviembre, en respuesta a su solicitud información sobre diversos aspectos para la elaboración de la tarifa eléctrica correspondiente al ejercicio 2011.

Cuadro 1. Demanda en barras de central 2009, previsiones para el cierre de 2010 y 2011 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Sistema	GWh	Año 2010		Año 2011	
	2009	GWh	% variación 2010 sobre 2009	GWh	% variación 2011 sobre 2010
<i>Peninsular</i>	251.418	257.900	2,6%	263.316	2,1%
<i>Extrapeeninsular</i>	15.385	15.273	-0,7%	15.639	2,4%
Nacional	266.802	273.173	2,4%	278.955	2,1%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

⁷ En el informe "Solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2011" se estimaba en 273.390 GWh y 278.191 GWh la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2010 y 2011, respectivamente. Análogamente, la demanda en consumo prevista para 2011 asciende a 254.960 GWh, cifra inferior en 115 GWh a la considerada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cuadro 2. Previsión de demanda en consumo para 2011 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Peaje	Previsión 2011	
	Nº clientes	Consumo (GWh)
BAJA TENSIÓN	28.798.052	129.790
Pc ≤ 15 kW SIN DH	27.115.790	80.215
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	26.085.750	72.225
2.1 A (10 kW < Pc ≤ 15 kW)	1.030.040	7.990
Pc ≤ 15 kW CON DH	922.760	10.778
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	719.158	7.239
2.1 DHA (10 kW < Pc ≤ 15 kW)	203.601	3.539
3.0 A (Pc > 15 kW)	759.503	38.797
ALTA TENSIÓN	107.006	125.285
NT 1	104.786	76.793
3.1 A (1 kV a 36 kV)	86.133	18.503
6.1 (1 kV a 36 kV)	18.652	58.290
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.492	17.407
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	357	8.769
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	372	22.316
TOTAL DEMANDA EN CONSUMO	28.905.058	255.075

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

4.3 Previsión de los costes de acceso para 2011

En el Cuadro 3 se comparan los costes de acceso previstos en la Orden ITC/3519/2009 y Orden ITC/1732/2010 para 2010 y los costes previstos por en la propuesta de Orden para 2011. Los costes previstos en la propuesta de Orden para 2011 ascienden a 17.757 M€, cifra que supera en 1.894 M€ a los costes previstos para el ejercicio 2010.

Las partidas de coste que experimentan mayores aumentos en 2011 respecto al escenario de previsión inicial de 2010 (no revisado durante 2010) son las primas del régimen especial (14,8%) y la retribución del transporte (9,6%). Las partidas que contribuyen en mayor medida al crecimiento de los costes son las primas del régimen especial (4,5%), la retribución a la distribución (3,5%), las anualidades para la financiación del déficit de tarifas (1,2%) y la retribución de la actividad del transporte (1,0%).

Cabe señalar que, el escandallo propuesto para el ejercicio 2011 incluye una partida de 1.011 M€ para hacer frente a los desajustes de ejercicios anteriores, que contribuye en un 0,7% al incremento de los costes.

Cuadro 3. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC en la Orden ITC/3519/2009 y Orden ITC/1732/2010 para 2010 y en la propuesta de Orden para 2011

Coste de acceso (Miles €)	Previsión 2010 Orden ITC/3519/2009 y Orden ITC/1732/2010 (A)	Previsión 2011 Propuesta de OM (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Transporte	1.397.104	1.531.791	134.687	9,6%
Empresas Peninsulares	1.265.875	1.388.164	122.289	9,7%
REE	1.180.832	1.297.308	116.476	9,9%
Resto peninsulares	85.043	90.856	5.813	6,8%
Extrapeeninsulares	131.229	143.627	12.398	9,4%
Distribución	4.974.955	5.152.175	177.220	3,6%
Retribución a la Distribución	4.305.513	4.512.855	207.342	4,8%
Distribuidores D.T 11 ^a	350.542	359.320	8.778	2,5%
Eficiencia energética	308.900	270.000	- 38.900	-12,6%
Limpieza de márgenes	10.000	10.000	-	0,0%
Gestión Comercial	226.591	226.591	-	0,0%
Seguridad de suministro	450.000	445.000	- 5.000	-1,1%
Sistema de interrumpibilidad en mercado	450.000	445.000	- 5.000	-1,1%
Costes de diversificación y seguridad de	100.352	50.946	- 49.406	-49,2%
Moratoria Nuclear	100.228	50.822	- 49.406	-49,3%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	124	124	0	0,2%
Prima del Régimen Especial	5.888.099	6.759.145	871.046	14,8%
Costes permanentes	1.025.318	847.222	- 178.095	-17,4%
Compensación extrapeeninsulares	897.240	785.322	- 111.918	-12,5%
Operador del Sistema	38.267	39.032	765	2,0%
CNE	22.892	22.868	- 24	-0,1%
ELCOGÁS	66.919	-	- 66.919	-100,0%
Déficit de actividades reguladas	1.843.928	1.782.692	- 61.236	-3,3%
Titulizados antes RDL 6/2010	610.410	404.952	- 205.458	-33,7%
Déficit peninsular años 2000, 2001, 2002	201.235	-	- 201.235	-100,0%
Déficit de ingresos año 2005	310.379	310.379	- 0	0,0%
Adjudicatarios 2ª subasta déficit ex ante	98.796	94.573	- 4.223	-4,3%
Déficit pendiente de titular	1.233.518	1.377.740	144.223	11,7%
Déficit de ingresos año 2006	171.210	171.210	- 0	0,0%
Déficit de ingresos año 2008	322.738	326.961	4.223	1,3%
Déficit de ingresos año 2009	247.114	247.114	- 0	0,0%
Déficit de ingresos año 2010	211.812	211.812	- 0	0,0%
Déficit de ingresos año 2011	-	140.000	140.000	
Déficit extrapeeninsular 2001 - 2002	128.326	128.326	-	0,0%
Déficit extrapeeninsular 2003 - 2005	37.483	37.483	-	242,4%
Déficit extrapeeninsular 2006-2008	114.834	114.834	0	0,0%
Exceso de déficit de años anteriores	-	1.010.709	1.010.709	
Otros	- 43.100	- 48.900	- 5.800	13,5%
Ingresos por exportaciones	- 43.100	- 48.900	- 5.800	13,5%
Diferencias pérdidas	-	-	-	
Total Costes de acceso (A)	15.863.247	17.757.372	1.894.125	11,9%

Fuente: Orden ITC 3519/2009, Orden ITC/1732/2010, propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

En el epígrafe 5 del presente informe se presentan las principales consideración respecto de los costes previstos en la propuesta de Orden para 2011 y sus variaciones respecto a 2010.

4.4 Previsión de ingresos regulados para 2011

Los ingresos previstos por la aplicación de las tarifas de acceso para 2011 ascienden a 12.361 M€, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (véase Cuadro 4). Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y los excesos de potencia, estimados en 348 M€. Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2011, resultado de considerar la facturación por tarifas de acceso, por energía reactiva y excesos de potencia ascienden a 12.709 M€.

Cuadro 4. Previsión de ingresos por tarifas de acceso para 2011 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Ingresos de acceso (miles €)	Precio medio de acceso (c€/kWh)
BAJA TENSIÓN	129.790	9.053.502	6,98
Pc ≤ 15 kW SIN DH	80.215	6.106.028	7,61
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	72.225	5.763.455	7,98
2.1 A (10 kW < Pc ≤ 15 kW)	7.990	342.574	4,29
Pc ≤ 15 kW CON DH	10.778	837.188	7,77
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	7.239	653.701	9,03
2.1 DHA (10 kW < Pc ≤ 15 kW)	3.539	183.487	5,18
3.0 A (Pc > 15 kW)	38.797	2.110.286	5,44
ALTA TENSIÓN	125.285	3.307.531	2,64
NT 1	76.793	2.806.637	3,65
3.1 A (1 kV a 36 kV)	18.503	924.793	5,00
6.1 (1 kV a 36 kV)	58.290	1.881.845	3,23
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	17.407	239.292	1,37
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	8.769	98.286	1,12
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	22.316	163.316	0,73
TOTAL	255.075	12.361.033	4,85

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña y CNE

Los ingresos por tarifas de acceso previstos en la Memoria son insuficientes para cubrir los costes estimados en la propia Memoria en 5.048 M€, cifra que supera en 3.048 M€ el límite máximo de déficit permitido para 2011, por lo que no se justifica que se mantengan los precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso vigentes. Este aspecto ha sido recogido por Endesa, Iberdrola, ACIE y CIDE en sus alegaciones.

Por el contrario, los ingresos previstos para 2011 por la aplicación de los precios para la financiación de los pagos por capacidad aumentan en 726 M€⁸ como consecuencia de un incremento lineal del 72% en los precios, sin que ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que la acompaña se justifique este aumento de precios por un incremento en los costes.

⁸ 688 M€ excluyendo la demanda extrapeninsular.

Al respecto, cabe señalar que, de acuerdo con la información proporcionada por el Operador del Sistema, el coste derivado del incentivo a la inversión asciende a 538 M€, por lo que el superávit de los pagos por capacidad en este caso podría superar los 1.076 M€ en caso de que no entrara en vigor el mecanismo de restricciones técnicas por garantía de suministro previsto en el Real Decreto 134/2010 o 540 M€⁹ en caso de que entrara en vigor el RD 134/2010 el 1 de enero de 2011 (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Previsión del desajuste sobre el límite legal permitido en 2011 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Miles de €

	<i>Sin entrada en vigor RD 134/2010</i>	<i>Con entrada en vigor RD 134/2010</i>
Ingresos regulados (A)	14.323.465	14.323.465
Tarifas de acceso	12.709.033	12.709.033
Pagos por capacidad	1.614.431	1.614.431
Costes regulados (B)	18.295.371	18.831.371
Costes de acceso	17.757.371	17.757.371
Costes pagos por capacidad (1)	538.000	538.000
Coste de RTGS (2)		536.000
Déficit de actividades reguladas (C) = (A) - (B)	- 3.971.907	- 4.507.907
Déficit (-)/Superávit (+) acceso	- 5.048.338	- 5.048.338
Déficit (-)/Superávit (+) pagos por capacidad	1.076.431	540.431
Límite permitido RDL 6/2010 (D)	2.000.000	2.000.000
Desajuste ejercicio 2011 (C) + (D)	-1.971.907	-2.507.907

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña, OS y CNE

4.5 Senda de déficit tarifario. Alternativas de ajuste en las tarifas de acceso para 2011

A continuación se plantean diferentes escenarios de evolución de las tarifas de acceso de 2011, teniendo en cuenta, por una parte, la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010, que determinó que el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico para 2011 no debe superar 2.000 M €, y, por otra parte, el Real Decreto 1202/2010 que permite la posibilidad de realizar revisiones trimestrales en las tarifas de acceso bajo determinadas circunstancias.

⁹ Suponiendo la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro a una producción anual correspondiente al volumen máximo programable previsto en la Resolución de 22 de octubre de 2010, de la SEE, y un precio de mercado diario de 46,81 €/MWh, resultaría un coste estimado por este servicio de 536 M€ en 2011.

A efectos de analizar el impacto de las distintas alternativas sobre las tarifas de acceso de 2011 se han proyectado la demanda, costes e ingresos hasta el año 2013, fecha en la que las tarifas de acceso deberán ser suficientes, a efectos de señalar cuál es el coste medio de acceso que deberán cubrir las tarifas de acceso a medio plazo y que con la información disponible asciende a 71 €/MWh.

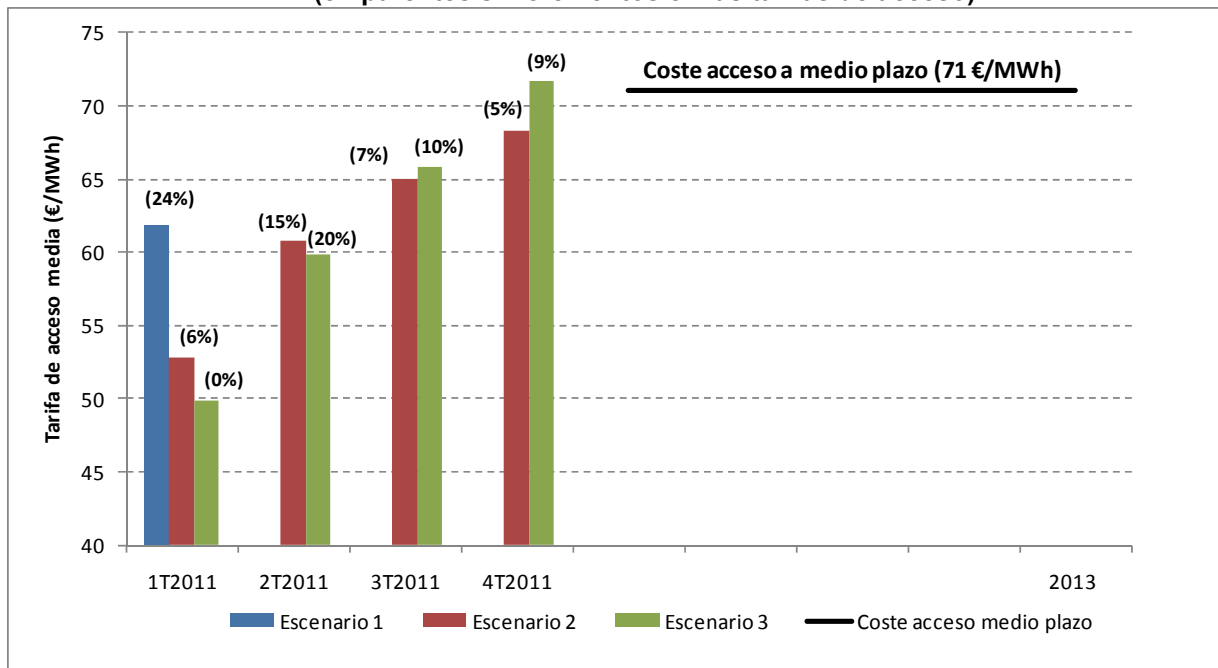
- 1) Escenario 1. Incremento anual de las tarifas de acceso a partir del 1 de enero de 2011 por la cuantía necesaria para no exceder el límite legal permitido para el déficit de 2011. Dicha alternativa tiene el inconveniente para los consumidores de que se aplicaría un incremento muy elevado en las tarifas de acceso el 1 de enero de 2011.
- 2) Escenario 2. Laminación del incremento necesario de las tarifas de acceso en las sucesivas revisiones trimestrales, iniciando dicho ajuste el 1 de enero de 2011. Esta alternativa permite trasladar de forma progresiva el ajuste necesario en las tarifas de acceso de los consumidores, para converger hacia la senda de déficit establecida de forma más suave que en el escenario 1. En la medida en que se introduce un aumento de las tarifas de acceso desde el 1 de enero, sería necesario aplicar incrementos trimestrales menores que si se empiezan a introducir dichos ajustes a partir del segundo trimestre de 2011 (Escenario 3).
- 3) Escenario 3. Laminación del incremento necesario de las tarifas de acceso a partir del segundo trimestre de 2011. Es decir, se realizan incrementos progresivos en las tarifas de acceso pero sin incluir el primer trimestre 2011. Cabe señalar, por una parte, que la aplicación de incrementos en las tarifas de acceso a partir del segundo trimestre de 2011 requerirá incrementos superiores en los trimestres restantes que en el escenario 2 y, por otra, por la aplicación de dichos incrementos, el nivel de las tarifas de acceso a finales de 2011 podría ser superior al necesario para alcanzar el coste medio de acceso a medio plazo, debido a que a efectos de cumplir con el límite legal de déficit establecido para 2011, se le habría aplicado al consumidor incrementos en sus tarifas de acceso para obtener ingresos por una menor demanda afectada a si dichos aumentos se hubieran aplicado desde el 1 de enero.

En definitiva, en beneficio del consumidor y teniendo en cuenta la normativa vigente, se considera que se deberían introducir ajustes progresivos en las tarifas de acceso desde el 1 de enero de 2011, con el objetivo de mitigar tanto el impacto de un incremento único anual sobre los consumidores, como el inconveniente, en el caso de no aplicar ninguna subida en el primer trimestre de 2011, de que los incrementos de las tarifas de acceso en los sucesivos trimestres den lugar a ingresos medios muy superiores que los que correspondería de acuerdo con el coste medio de acceso a medio plazo.

La propuesta de Orden mantiene los precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso vigentes, por lo que cabe esperar que las tarifas de acceso sean revisadas en los sucesivos trimestres del ejercicio 2011 para cumplir con lo establecido en el Real Decreto-Ley, lo que podría corresponderse con un escenario similar al denominado Escenario 3.

En el Gráfico 3 se muestra la senda de aumentos necesarios en las tarifas de acceso para cumplir con los límites establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2010. Para los escenarios 2 y 3 se realizan las principales subidas de tarifas de acceso en el segundo trimestre de 2011, en coherencia con el menor impacto en el coste de la energía de los consumidores acogidos a la TUR simplemente por el efecto estacional de los coeficientes de apuntamiento de la fórmula de la Orden ITC/1659/2009, lo que permitiría aplicar para un mismo nivel de precios finales de los consumidores acogidos a la TUR, mayores incrementos trimestrales en las tarifas de acceso para cumplir con la senda de déficit en los sucesivos trimestres.

Gráfico 3. Escenarios de evolución de las tarifas de acceso en 2011 para cumplir con la senda de reducción del déficit establecida en el RD-Ley 6/2010. Nivel medio de Ingresos por tarifas de acceso y Coste medio de acceso a medio plazo = 71 €/MWh (en paréntesis incrementos en las tarifas de acceso)



Fuente: propuesta de Orden y CNE

En caso de laminar los aumentos necesarios de las tarifas de acceso para cumplir con la senda de reducción del déficit tarifario durante 2011 (Escenarios 2 y 3), a finales de 2011 las tarifas de acceso podrían resultar superiores a las que habría que considerar en el año 2012, en caso de considerar el déficit permitido para dicho ejercicio (1.000 M€), según el escenario de previsión actual. Ello se debe a que al retrasar temporalmente los aumentos necesarios para cumplir con el límite establecido en el RD-Ley 6/2010, estos incrementos trimestrales deben ser mayores.

Cabe señalar que, por una parte, de haberse mantenido los precios de la propuesta de Orden por la que se actualizan los precios a partir del 1 julio de 2010, el aumento de las tarifas de acceso necesario para 2011 hubiera sido menor (aproximadamente 12%, en términos anuales, compatible con un 5% trimestral, en lugar del 24% que resulta de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden) debido a que se partiría de un nivel de tarifas de acceso superiores a las vigentes. Por otra parte, los costes previstos para ejercicios futuros serían inferiores en la medida en que el desajuste registrado en la liquidación de actividades reguladas en 2010 sería inferior, debido a que se habrían obtenido más ingresos de actividades reguladas por la citada subida en el segundo semestre de 2010.

5 COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

5.1 Transporte

En la propuesta de Orden de Tarifas para 2011 que se informa, la previsión de los costes de transporte para 2011 asciende a 1.531.791 miles de €, de los cuales 1.388.164 miles de € corresponden al sistema peninsular, y 143.627 miles de € corresponden a los sistemas insulares y extrapeninsulares. Es preciso señalar que las cantidades que figuran en dicha propuesta de Orden se corresponden con las contenidas en el "Informe de solicitud de datos por parte de la

Subdirección General de Energía Eléctrica, para la elaboración de la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de enero de 2011” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 4 de noviembre de 2010.

En dicho informe y de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 325/2008, se han utilizado, de manera provisional, los valores unitarios de referencia tanto para los costes de inversión como para los costes de operación y mantenimiento establecidos en el Real Decreto 2819/1998, debidamente actualizados.

Para las instalaciones anteriores al 1 de enero de 2008 se utilizan los parámetros macroeconómicos establecidos en el Real Decreto 2819/1998, mientras que para las instalaciones puestas en servicio después del 1 de enero de 2008 se utilizan los establecidos en el Real Decreto 325/2008.

Cabe destacar que, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, en los cálculos realizados en el citado informe se han tenido en cuenta los costes de operación y mantenimiento desde la fecha de puesta en servicio de las instalaciones de 2010, dado que a la fecha de realización del presente Informe se conoce, con carácter cierto para la mayoría de las instalaciones y con carácter aproximado para el resto, dichas fechas de puesta en servicio. Sin embargo, no se han considerado estos costes para la retribución de las instalaciones que está previsto poner en servicio en el propio ejercicio tarifario de 2011, dado que, como esta Comisión ya ha manifestado en anteriores Informes de la misma naturaleza, es preciso instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la información declarada por las empresas transportistas.

No obstante lo anterior, el referido informe de la CNE de 4 de noviembre de 2010 fue elaborado con los valores macroeconómicos disponibles en dicha fecha, por lo que es preciso actualizar los importes reflejados en dicho informe dado que en la actualidad ya se dispone de los valores macroeconómicos de octubre de 2010, que son los que hay que considerar de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008. En definitiva, los importes a reconocer por la actividad de transporte son los reflejados en la siguiente tabla:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
<i>Red Eléctrica de España, S.A.</i>	1.299.545
<i>Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.</i>	22
<i>Gas Natural Fenosa, S.A.</i>	51.198
<i>Endesa, S.A. (peninsular)</i>	32.353
<i>Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.</i>	7.432
TOTAL PENINSULAR	1.390.550
<i>Endesa, S.A. (extrapeninsular)</i>	143.876
TOTAL EXTRAPENINSULAR	143.876
TOTAL	1.534.426

Por otra parte, el Real Decreto 325/2008 establece en su disposición adicional cuarta que se aplicará una bonificación o penalización en concepto de incentivo global a la disponibilidad que será definido por Orden Ministerial. A la fecha de elaboración del presente Informe, no se ha aprobado la citada Orden, por lo que el incentivo por disponibilidad ha sido calculado de acuerdo con la formulación establecida en el Real Decreto 2819/1998, tal y como se realizó en ejercicios años anteriores. Adicionalmente, se ha aplicado, de acuerdo con lo establecido en la referida

disposición adicional cuarta, la limitación del incentivo al ± 2 por ciento de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión.

Asimismo, es preciso señalar que la información relativa a la disponibilidad de las instalaciones utilizada para el cálculo de dicho incentivo ha sido la remitida por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, y abarca únicamente el periodo de enero a julio de 2010, por lo que, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales. Su cálculo definitivo no podrá ser realizado hasta en tanto no se disponga de la información debidamente auditada correspondiente a todo el ejercicio 2010.

5.2 Distribución

En la propuesta de Orden de Tarifas para 2011 que se informa, los costes previstos para 2011 correspondientes a las empresas distribuidoras sin incluir a las de menos de 100.000 clientes, según se señala en la Memoria adjunta a la propuesta, se obtienen por la actualización hasta 2011 de los costes provisionales para 2009, teniendo en cuenta el incentivo a la mejora de la calidad, mediante la aplicación de la Disposición Transitoria Cuarta del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Al respecto, esta Comisión se remite a los importes contenidos en el informe “*Propuesta de retribución definitiva para el año 2010 y de retribución provisional para los años 2011 y 2012 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009*”, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 16 de diciembre de 2010. En este sentido, Endesa, Iberdrola, Iberdrola distribución eléctrica, HC energía y la Asociación de Fabricantes de Bienes de Equipo Eléctrico señalan que la retribución a la distribución debe tener en cuenta la validación del Modelo de Red de Referencia por parte de la CNE.

En el citado informe se propone la retribución definitiva para el ejercicio 2010, en el que la variación de la retribución asociada al aumento de la actividad observada en el año 2009 respecto al año 2008, Y_{2009} , se ha calculado por aplicación de lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, que establece que “*Para el cálculo del aumento de los costes de inversión y operación y mantenimiento se utilizará el Modelo de Red de Referencia incremental a que hace referencia el artículo 6*”. Los importes resultantes para el año 2010 son los mostrados en la siguiente tabla:

Empresa o grupo empresarial	R₂₀₁₀ (Miles de euros)
<i>Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.</i>	1.593.123
<i>Unión Fenosa Distribución, S.A.</i>	753.030
<i>Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.</i>	151.939
<i>E.ON Distribución, S.L. (*)</i>	145.472
<i>Endesa (peninsular)</i>	1.734.739
<i>Endesa (extrapeninsular)</i>	308.528
<i>FEVASA</i>	324
<i>SOLANAR</i>	338
Total	4.687.493

(*) Como consecuencia de la integración de las empresas distribuidoras Electra del Nansa, S.L., y Electra Camijanes, S.L., en E.ON Distribución, S.L., la retribución de tales empresas correspondiente a 2010, que asciende a 92.548 euros, se añade a la retribución correspondiente a E.ON Distribución S.L. para el año 2010.

Asimismo, en el citado Informe de la CNE de 16 de diciembre de 2010 se propone la retribución provisional para el ejercicio 2011, en el que igualmente la retribución asociada al aumento de la actividad observada en el año 2010 respecto al año 2009, Y_{2010} , se ha calculado mediante la utilización del Modelo de Red de Referencia incremental. Los importes resultantes para el año 2011 son los mostrados en la siguiente tabla:

Empresa o grupo empresarial	R_{2011} (Miles de euros)
<i>Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.</i>	1.667.503
<i>Unión Fenosa Distribución, S.A.</i>	806.755
<i>Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.</i>	158.522
<i>E.ON Distribución, S.L.</i>	151.762
<i>Endesa (peninsular)</i>	1.766.292
<i>Endesa (extrapeninsular)</i>	309.700
<i>FEVASA</i>	363
<i>SOLANAR</i>	340
Total	4.861.238

En relación con la propuesta de Orden que se informa, esta Comisión entiende preciso señalar que en la retribución correspondiente a la empresa E.ON Distribución, S.L. debería indicarse expresamente, al igual que en ejercicios anteriores, si en la misma está incluida la retribución de las empresas distribuidoras Electra del Nansa, S.L., y Electra Camijanes, S.L, actualmente integradas en E.ON Distribución, S.L.

Por su parte, los costes previstos para 2011 correspondientes a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes que figura en la propuesta de Orden de Tarifas para 2011 que se informa, se corresponden con los importes contenidos en el *“Informe y Propuesta de retribución de la actividad de distribución para 2011. Distribuidores con menos de 100.000 clientes”* aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 9 de diciembre de 2010.

Asimismo, es preciso destacar que en la disposición adicional tercera de la Orden que se informa, sobre *“Revisiones de retribución para los años 2009 y 2010 de varias empresas distribuidoras de energía eléctrica de menos de 100.000 clientes”*, se incluyen las revisiones de las retribuciones propuestas por esta Comisión en diversos Informes emitidos al efecto a solicitud de la DGPEM.

En relación con los costes reconocidos a partir de 1 de enero de 2011 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, en el apartado 5 del artículo 2 de la propuesta de Orden que se informa, los mismos se fijan en 226.591 miles de euros, que coinciden exactamente con la cantidad aprobada mediante la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010. Al respecto, esta Comisión considera conveniente el mantenimiento del citado valor. Asimismo, esta Comisión entiende oportuno indicar que los valores que aparecen en la Memoria que se adjunta a la propuesta de Orden, no coinciden con los que aparecen en la citada propuesta.

5.3 Coste del servicio de interrumpibilidad

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, el coste del servicio de interrumpibilidad de la demanda se estima en 445 M€, cifra que coincide con la prevista por el Operador del Sistema para 2011.

El coste del servicio de interrumpibilidad previsto para el cierre de 2011 estimado por la CNE asciende a 522 M€, cifra superior en 77 M€ a la considerada en la propuesta de Orden. El coste del servicio se ha estimado a partir de la información individualizada de las variables de facturación proporcionada por el Operador del Sistema, supuesto un precio de mercado para 2011 de 46,81 €/MWh, acorde con el precio medio del mercado diario previsto por la CNE para el escenario medio en el informe remitido a la Subdirección General de Energía el pasado 4 de noviembre.

5.4 Compensación extrapeninsular

En el Anexo de la memoria sobre la propuesta de Orden figura una partida de coste de 2011 denominada “extracoste insular y extrapeninsular” de 785 millones de euros. En el citado “Informe de solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica, para la elaboración de la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de enero de 2011”, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 9 de diciembre de 2010, figuraba un importe de 713 millones de euros como extracoste imputable al sector eléctrico en 2011, considerando lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 6/2009, cifra inferior a la considerada por Endesa en sus alegaciones (842 M€). Asimismo, en dicho informe se señalaba un déficit provisional en 2010 de 300 millones de euros.

5.5 Costes del Régimen Especial

La propuesta de Orden recoge el coste de la prima equivalente del régimen especial del mencionado “Informe de solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica, para la elaboración de la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de enero de 2011” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 4 de noviembre de 2010. Dicha previsión asciende para 2011 a 6.759 M€. Asimismo, se señala que la previsión de cierre de 2010 se estima en 6.834 M€.

Por otra parte, según la información que se acompaña a la propuesta de Orden, en virtud de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a la actualización anual o trimestral, según corresponda, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

En el caso de la cogeneración, las actualizaciones se refieren tanto al cuarto trimestre de 2010 como al primer trimestre de 2011. Por su parte, las actualizaciones anuales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007 o por la aplicación de la variación del índice de referencia, según se recoge en el propio Real Decreto citado, según corresponda.

Igualmente se procede a la revisión del valor del complemento por energía reactiva regulado en el artículo 29.1 del Real Decreto 661/2007, y del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión, tomando en ambos casos como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos.

Finalmente, de acuerdo con el artículo 12 del RD 1578/2008, se actualizan los valores de las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el registro de pre asignación de retribución en las convocatorias correspondientes al año 2009, de la misma forma que las instalaciones del subgrupo b11 del RD 661/2007

Los valores actualizados de las tarifas, primas y complementos sujetos a estas variaciones se han incluido en los anexos II¹⁰ (cuarto trimestre de 2010) y III¹¹ (año 2011) de la propuesta de Orden. La CNE ha comprobado que estos valores resultan coherentes con las variaciones de los parámetros que afectan a las actualizaciones indicadas en la propuesta de Orden.

Asimismo, siguiendo la misma metodología, se propone en el anexo II¹² la actualización trimestral de precios aplicables a partir del 1 de enero de 2011 para las cogeneraciones e instalaciones de la DT 2ª del RD 661/2007. A estos efectos se ha de señalar que los parámetros utilizados para la referida actualización no han sido aún publicados, lo que debería hacerse en aras de una mayor transparencia.

Por último, con respecto a las instalaciones fotovoltaicas, cabe señalar que de acuerdo con lo establecido en el punto 10 del artículo 1 del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, *“se suprimen los valores de tarifas reguladas para las instalaciones del grupo b.1.1 a partir del vigesimosexto año”*, por lo que deberían eliminarse las tarifas reguladas correspondientes en la tabla del punto 3 del anexo III de la propuesta de Orden que se informa.

5.6 Operador del Sistema

La propuesta de Orden asigna una retribución al Operador del Sistema de 39.032 miles de euros, lo que supone un incremento del 2% respecto de la retribución en 2010.

Esta Comisión reitera la necesidad de realizar un análisis detallado de costes de la actividad de operación del sistema que permita calcular adecuadamente el importe que debe ser financiado por los consumidores eléctricos y realizar una propuesta fundamentada para calcular su retribución de forma automática en cada periodo tarifario, aspecto recogido en las alegaciones presentadas por el Operador del Sistema.

En el Anexo I del presente informe se presenta un análisis detallado sobre la retribución del Operador del Sistema para 2011.

5.7 Operador del Mercado

La propuesta establece la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. correspondiente al año 2011 en 13.625 miles de euros y que esta cantidad se financiará de los precios que cobre a los sujetos generadores del mercado. En concreto, se establece una cantidad mensual fija de 16,21 €/MW de potencia disponible, superior un 6% a la anteriormente establecida de 15,30 €/MW en la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 16,21 €/MW a todas las instalaciones de régimen ordinario y especial que actúan en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, con potencia

¹⁰ Incremento de 147,1 puntos del IPC a partir del 1 de octubre e incremento del 6,579% en el precio del GN, e incremento del GLP de un 10.350

¹¹ Incremento del IPC de 233,2 puntos básicos, e incremento de los precios del carbón del 26,29%

¹² Decremento de 12.8 puntos básicos del IPC a partir de 1 de enero, decremento del 0.525% sobre el precio del GN anterior, y decremento del 2.068% sobre el precio del Fuel

neta o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW, previstas para 2011, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 13.035 miles de euros. Esta cantidad estimada resulta inferior a la establecida en la propuesta de 590 miles de euros, por lo que podría resultar una diferencia negativa que tendría la consideración de coste liquidable a incluir en las liquidaciones de la CNE, y que incrementaría el déficit de actividades reguladas (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Retribución estimada del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2011

TIPO INSTALACION	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	RETRIBUCIÓN OMEL (€)
<i>ESPAÑA - Régimen Ordinario</i>	58.558	9.500.182
<i>ESPAÑA - Régimen Especial</i>	30.756	1.575.295
<i>PORTUGAL - Régimen Ordinario</i>	12.222	1.963.298
<i>PORTUGAL - Régimen Especial</i>	6.096	95.898
TOTAL	107.632	13.134.673

Fuentes:

- Potencia en régimen ordinario en zona española: Previsión de REE realizada en el estudio de cobertura 2011
- Potencia en régimen especial en zona española: Previsión CNE (instalaciones con potencia instalada >1kW en península)
- Potencia en régimen ordinario y especial en zona portuguesa: "Plan Anual de Inversiones" de REN

Nota: En la retribución del régimen especial de Portugal no se ha considerado las energías renovables, dado que hasta la fecha no han financiado la cuota de retribución de OMEL. En caso de que se sí la aportasen, habría que añadir a la cantidad total del cuadro anterior 191.867 €, lo que supondría un total de 13.326.540€.

5.8 Costes con cargo a cuota

En el Cuadro 7 se comparan los costes que se recuperan con cargo a cuotas y el resultado de aplicar los porcentajes establecidos en la propuesta de Orden a la previsión de ingresos por tarifas de acceso para 2011 de la Memoria que la acompaña. Se observa que, la recaudación por cuotas es superior a las retribuciones consideradas en el escandallo de costes previsto para 2011.

Cuadro 7. Comparación de los costes con cargo a cuotas según la Memoria que acompaña a la propuesta de OM y resultado de aplicar las cuotas de la propuesta de Orden a la previsión de ingresos del ejercicio 2011

Ingresos por tarifas de acceso		12.709.033		
Concepto de coste	Propuesta OM (%)	Importe cuotas (A) (miles €)	Propuesta OM (B) (miles €)	Diferencia (A) - (B) (miles €)
CNE	0,185	23.512	22.868	644
Compensación extrapeninsular	6,353	807.405	785.322	22.083
Operador del Sistema	0,316	40.161	39.032	1.128
Moratoria Nuclear	0,411	52.234	50.822	1.412
2ª parte de combustible nuclear	0,001	127	124	3
Déficit 2005	2,511	319.124	310.379	8.745

Fuente: propuesta de OM y Memoria que la acompaña

Cabe señalar que la revisión de las cuotas debe incluir las destinadas a la retribución del Operador del Sistema, a pesar de que en la propuesta de Orden se establezca que se incluirá en la liquidación 14/2011 las diferencias entre la retribución prevista y los ingresos resultantes de aplicar las cuotas consideradas, con objeto de adecuar los pagos a la retribución prevista y evitar que, transitoriamente, el sistema de liquidaciones financie a dicha empresa.

Finalmente, se señala que en caso de que no se revisen las cuotas el déficit en la liquidación de actividades reguladas aumentaría en 34 M€.

5.9 Anualidades para la financiación del déficit de ejercicios anteriores

La propuesta de Orden mantienen las anualidades para la financiación del déficit de ejercicios anteriores de la Orden ITC/3559/2009, por lo que esta Comisión ha estimado dichas partidas, diferenciando entre los distintos tipos de déficit.

Derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010 susceptibles de ser cedidos al Fondo de Titulización

Se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2010 a partir del importe pendiente de cobro publicado en la Resolución de 26 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2009, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos al fondo de titulización y se ha calculado la anualidad prevista para cada uno de los derechos de cobro considerando el Euribor a tres meses de noviembre de 2010 (1,057%), conforme a lo establecido en el Real Decreto 437/2010.

Cuadro 8. Anualidades provisionales para 2011 por los derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2009 (€)	Tipo de interés (i)	Intereses 2010 (€)	Anualidad 2010 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2010 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	443.553.470,38	0,726%	3.220.198,19	37.483.000,00	409.290.668,57
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2006	777.632.174,18	0,726%	5.645.609,58	54.904.000,00	728.373.783,76
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2007	361.514.261,40	0,726%	2.624.593,54	25.524.000,00	338.614.854,94
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2008	487.304.787,16	0,726%	3.537.832,75	34.406.000,00	456.436.619,91
Derechos de Cobro peninsular 2006	1.960.765.114,89	0,726%	14.235.154,73	171.210.000,00	1.803.790.269,62
Derechos de Cobro peninsular 2008	3.966.352.799,18	0,726%	28.795.721,32	322.737.759,86	3.672.410.760,64
Derechos de Cobro Déficit 2009	3.500.000.000,00	0,926%	32.410.000,00	247.114.000,00	3.285.296.000,00
Derechos de Cobro Déficit 2010	3.000.000.000,00	0,000%	-	211.812.000,00	3.000.000.000,00

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2010 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (n)	Anualidad 2011 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	409.290.668,57	1,057%	9	47.913.876,42
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2006	728.373.783,76	1,057%	14	56.245.041,60
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2007	338.614.854,94	1,057%	14	26.147.847,48
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2008	456.436.619,91	1,057%	14	35.246.047,08
Derechos de Cobro peninsular 2006	1.803.790.269,62	1,057%	11	174.562.809,51
Derechos de Cobro peninsular 2008	3.672.410.760,64	1,057%	12	327.465.515,68
Derechos de Cobro Déficit 2009	3.285.296.000,00	1,257%	14	257.385.405,17
Derechos de Cobro Déficit 2010	3.000.000.000,00	1,057%	14	231.660.074,23
Derechos de Cobro Déficit 2011	2.000.000.000,00	1,057%	15	144.884.496,41

Fuente: CNE y Resolución de 10 de julio de 2010 de la DGPEYM

En coherencia con la disposición adicional primera del Real Decreto 437/2010, que establece que los cálculos previstos en el citado Real Decreto se han de realizar en euros con dos decimales, se señala que sería deseable que las anualidades que se han de publicar en la Orden fueran publicadas en € con dos decimales.

Por otra parte, atendiendo a que el artículo 2 del Real Decreto 437/2010 considera distintas categorías para los Derechos de cobro Extrapeninsular 2006, 2007 y 2008, y que según la regla de la prorrata del artículo 6 del mismo Real Decreto, pueden ser cedidos en distinto momento al Fondo de Titulización, se considera necesario a efectos de calcular el precio de cesión al Fondo de Titulización, que se publiquen de forma desagregada las anualidades de los derechos de cobro extrapeninsulares 2006 a 2008.

Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

El 12 de junio de 2008 se celebró la segunda subasta del déficit reconocido ex ante, por un importe máximo de 2.700 M€. Finalmente se adjudicó un importe total de 1.300 M€, a un diferencial de 65 puntos básicos.

La anualidad a imputar en 2011 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, asciende a 100.922,88 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses de noviembre de 2010 (1,057%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, lo que resulta en un tipo de interés de 1,707% (véase Cuadro 9).

Cuadro 9. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit ex ante 2007

Adjudicatarios 2ª subasta del déficit ex ante (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-09</i>	1.206.376,56
<i>Actualización del importe pendiente</i>	1.222.976,30
Euribor 3M nov 2009 + diferencial	1,376%
<i>Anualidad año 2010</i>	98.796,24
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-10</i>	1.124.180,06
Euribor 3M nov 2010 + diferencial	1,707%
<i>Anualidad provisional año 2010</i>	100.922,88

Fuente: CNE y Resolución de 23 de marzo de 2010 de la DGPEYM

Se propone incluir en la Orden de tarifas de acceso una única anualidad para los adjudicatarios de la 2ª subasta, a efectos de facilitar el seguimiento del derecho de cobro. Cabe destacar que el R.D. 437/2010, al definir la categoría de "Derechos de cobro peninsular 2008", se refiere únicamente a la porción de la que son titulares las empresas eléctricas, descontando, por lo tanto, la porción adjudicada en la subasta de déficit ex ante de 12 de junio de 2008.

También en la disposición adicional segunda del R.D. 437/2010, se establece que el contenido y características de los derechos de cobro adjudicados en la subasta para la financiación de los déficit ex ante correspondientes al año 2008, se seguirán rigiendo por los actos de adjudicación del mismo y por lo establecido en la Orden ITC/694/2008.

Por otra parte, se considera necesario hacer constar expresamente en la Orden de tarifas de acceso que la anualidad a satisfacer a los adjudicatarios de la segunda subasta de déficit ex ante tiene carácter provisional, y que las diferencias entre la anualidad provisional y la definitiva tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema del ejercicio en curso.

Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2011 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, a efectos de su consideración en la determinación de la tarifa, asciende a 311.661,4 miles de euros. En el Cuadro 10 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones correspondiente a 2005 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2011.

Cuadro 10. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005

Anualidad déficit anterior a 2005 (euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-2009</i>	3.229.764,87
<i>Actualización del importe pendiente</i>	3.253.212,96
<i>: euribor medio 3M noviembre 2009, Act 365</i>	0,726%
<i>Anualidad año 2009</i>	310.379
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-2010</i>	2.942.833,96
<i>Euribor medio 3M 2009 (promedio nov 2009)</i>	1,057%
Anualidad provisional año 2010	311.661,34

Fuente: CNE y Resolución de 19 de mayo de 2010 de la DGPEYM

5.10 Exceso de déficit de ejercicios anteriores

La propuesta de Orden establece, en su artículo 3, que el importe que se debe recuperar por el resultado de las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2006 y 2007 y el desajuste correspondiente a 2009, junto con los intereses correspondientes asciende a 1.011 M€, sin que ni en la propia Orden ni en la Memoria que lo acompaña se detalle este importe por concepto.

Tal y como señalan varios miembros del Consejo Consultivo, se considera que los desajustes de ejercicios anteriores deberían recogerse en artículo aparte detallando el importe de cada uno de los conceptos que lo integran, aspecto necesario para liquidar a cada uno de los titulares que contribuyó a la financiación de dicho desajuste y el tipo de interés utilizado en su actualización, según se establece en el Real Decreto-Ley 6/2010.

Desajuste del ejercicio 2006

La liquidación definitiva del ejercicio 2006, aprobada por el Consejo de Administración el pasado 27 de julio de 2010, supuso un déficit en la liquidación de las actividades reguladas de 2.259.004 miles de €. El importe reconocido en el Real Decreto 485/2009 a 31 de diciembre de 2006 asciende a 2.279.940 miles de €, de lo que resulta un superávit de 20.936 miles de euros (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Desajuste de ingresos del ejercicio 2006 (miles €)

Desajuste ejercicio 2006	20.936
Déficit reconocido RD 485/2009	-2.279.940
Déficit Liquidación definitiva 2006	-2.259.004

Fuente: CNE

El Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, establece en su artículo 2 como importe definitivo a efectos de cesión el correspondiente a la liquidación 14/2006, actualizado a 31 de diciembre de

2008. Adicionalmente, establece que cualquier diferencia que pueda surgir entre el importe reconocido y el que pudiera resultar de las liquidaciones definitivas correspondiente se considerará ingreso liquidable del ejercicio en curso.

En consecuencia, el desajuste de ingresos del ejercicio 2006 fue incorporado en la Liquidación provisional 7/2010 aprobada por el Consejo de Administración de 9 de septiembre de 2010, por lo que no procede considerar el desajuste de ingresos del ejercicio 2006 en el escandallo de costes de acceso de 2011.

Desajuste del ejercicio 2007

La liquidación definitiva del ejercicio 2007, aprobada por el Consejo de Administración el pasado 9 de diciembre de 2010, supone un déficit en la liquidación de las actividades reguladas 1.425.958 miles de €, superior en 202.369 miles de € al que resultó de la Liquidación provisional 14/2007 (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Desajuste en las liquidaciones del ejercicio 2007 (miles €)

Desajuste ejercicio 2007	202.369
Déficit Liquidación 14/2007	-1.223.589
Déficit Liquidación definitiva 2007	-1.425.958

Fuente: CNE

Análogamente, el desajuste de ingresos del ejercicio 2007 ha sido incorporado en la Liquidación provisional 10/2010 aprobada por el Consejo de Administración de 9 de diciembre de 2010, por lo que no procede considerar el desajuste de ingresos del ejercicio 2007 en el escandallo de costes de acceso de 2011.

Desajuste del ejercicio 2009

El 13 de abril de 2010 el Consejo de Administración aprobó la *Liquidación provisional 14/2009 de las actividades reguladas del sector eléctrico*. De acuerdo con la citada liquidación provisional el déficit en las liquidaciones de actividades reguladas asciende a 4.615,9 M€, cifra que supera en 1.116 M€ a la prevista en diciembre.

El pasado 28 de septiembre de 2010 la CNE ha procedido a realizar un pago a cuenta del déficit de ingresos de las actividades reguladas de 2009 por importe de 316 M€, correspondiente a la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica derivado de la asignación gratuita de derechos correspondiente al primer semestre de 2009, de acuerdo con la Resolución¹³, de 7 de septiembre de 2010, de la Secretaria de Estado de Energía.

El exceso de déficit correspondiente al ejercicio 2009 financiado por las empresas asciende a 800 M€ (esto es, 1.116 M€ menos 316 M€), esta cifra debe ser considerada en el escandallo de costes correspondiente al ejercicio 2011 junto con los intereses que correspondan, de acuerdo con lo establecido en el RD-Ley 6/2010.

La propuesta de Orden no especifica el tipo de interés de mercado aplicado, si bien en el artículo 3 incluye la aplicación del Euribor de noviembre. Al respecto cabe señalar que, como han puesto

¹³ Resolución, de 7 de septiembre de 2010, de la Secretaria de Estado de Energía por la que se establece el procedimiento a seguir en relación con las cantidades a ingresar por las empresas generadoras en concepto de minoración por el mayor ingreso de la asignación gratuita de derechos de emisión correspondiente al primer semestre de 2009.

de manifiesto Endesa e Iberdrola en sus alegaciones, de acuerdo con el Real Decreto-Ley 6/2010, el desajuste de actividades reguladas debe ser devuelto a los financiadores del mismo, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado y que éste debe ser fijado en la Orden por la que se aprueben los peajes.

En caso de considerar el Euribor a tres meses de la media de cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de actualización, tipo de interés establecido en el artículo 2.2 del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, con carácter general, para la actualización de los importes pendientes de pago no cedidos al FADE, el exceso de déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2009 ascendería a 814.465 miles de € (véase Cuadro 13).

Cuadro 13. Desajuste en las liquidaciones del ejercicio 2009 (miles €)

Exceso sobre límite 2009	800.137
Déficit Liquidación 14/2009	4.615.909
Límite RDL 6/2010	-3.500.000
Pago a cuenta CO2	-315.772
Intereses	14.328
Intereses 2010 (Euribor 3M nov 09 - 0,726%)	5.809
Intereses 2011 (Euribor 3M nov 10 - 1,057%)	8.519

Fuente: CNE

Estimación del desajuste de 2010

En la propuesta de Orden no se incluye importe alguno en concepto de exceso déficit 2010 sobre el límite establecido en el RD-Ley 6/2010, lo que no es coherente con la normativa vigente. La Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 establece 3.000 M€ de límite al déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2010. En este sentido, Iberdrola y Endesa señalan en sus alegaciones la obligación de recoger el desajuste del ejercicio 2010 en las tarifas de acceso correspondientes a 2011. Asimismo, la citada Disposición estableció que hasta el 1 de enero de 2013 las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso deberán reconocer de forma expresa los déficit que se estime puedan producirse en las liquidaciones de actividades reguladas. En caso de que el déficit de liquidaciones supere al previsto en la correspondiente disposición, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen las tarifas de acceso junto con el tipo de interés que se reconozca.

Con objeto de estimar el posible exceso sobre el límite de déficit de actividades reguladas establecido para 2010 (3.000 M€) que, en su caso, se debe considerar en las tarifas de acceso de 2011, y dadas las incertidumbres en la estimación del desajuste de 2010, se incluye la última liquidación provisional disponible (10/2010) y se descuentan 211,8 M€ en concepto de anualidad para la financiación del déficit de actividades reguladas 2010. Esta anualidad la han percibido las empresas financiadoras del déficit al no haberse producido ninguna emisión por parte del Fondo de Titulización del Déficit, por lo que el desajuste a considerar en el ejercicio 2011 debe ser minorado por dicho importe. En consecuencia se considera que en la propuesta se debería incluir como mejor previsión del desajuste 2010, ante las incertidumbres anteriormente indicadas, 462 M€ (diferencia entre la mejor previsión de desajuste de la última liquidación disponible y la

anualidad prevista a percibir en 2010). Dicha cuantía debería revisarse en la medida que se disponga de mejor información en sucesiones revisiones tarifarias.

6 OTROS COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN

6.1 Pago por capacidad 6.5

La propuesta de Orden señala la inclusión de las exportaciones a Marruecos y a Andorra en los Pagos de Capacidad¹⁴. Se han recibido observaciones de miembros del Consejo Consultivo que se oponen a esta medida basadas en que el sistema eléctrico español no garantiza estos programas de exportación.

A este respecto, se debe señalar lo siguiente:

Si bien la regulación del anexo del RD 2351/2004, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, permite en determinadas circunstancias la modificación de las unidades de *adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español*, en la operación real esto no suele suceder salvo la existencia de sucesos excepcionales.

Las exportaciones de energía a Andorra no se reducen en la Fase I del proceso de solución de restricciones técnicas, y la explotación se realiza con un sistema de alimentación mixta muy flexible que garantiza en todo caso su suministro eléctrico, ya sea en modo “Todo Francia” o “Todo España” (conforme al apartado 4.7.1.1 del “Reglamento Técnico de Explotación de la Interconexión España-Andorra”).

En la situación actual de operación del sistema tampoco las exportaciones a Marruecos se reducen en la Fase I del proceso de solución de restricciones técnicas. No obstante, en alguna ocasión se han reducido estas exportaciones en la resolución de restricciones del mercado intradiario si bien, la demanda nacional también podría ser reducida en las mismas condiciones si aparecen restricciones, y a ésta se le aplican los Pagos por Capacidad.

Adicionalmente, se ha de señalar que en caso de reducciones en tiempo real de la capacidad de intercambio que impliquen reducciones en los programas exportadores, éstas tienen asociado un lucro cesante del 15% del precio del mercado diario.

Por tanto, se podría decir que las exportaciones de energía a Andorra y Marruecos están garantizadas, salvo en situaciones de operación extremas en que no se dispongan de otros recursos que, con el fin de disponer de un orden de prioridad, se reduciría en primer lugar la capacidad de exportación a otros sistemas externos y posteriormente se aplicaría interrumpibilidad, primero a los clientes con este tipo de contrato y después, si fuese necesario, incluso a otros clientes.

¹⁴ Las exportaciones a Francia o a Portugal no se aplican por razones de reciprocidad.

6.2 Sobre la situación de los consumidores sin derecho a tarifa de último recurso que en la actualidad están siendo suministrados por un comercializador de último recurso

La Disposición transitoria tercera de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, estableció un periodo transitorio para los consumidores sin derecho a tarifa de último recurso (TUR), conectados tanto en baja como en alta tensión:

“... los consumidores conectados en baja tensión sin derecho a tarifa de último recurso que a 30 de septiembre de 2010 estén siendo suministrados por un comercializador de último recurso y el 1 de octubre de 2010 carezcan de un contrato de suministro en el mercado libre, siempre que no estén incluidos en la excepción establecida en el artículo 3.3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, podrán seguir siendo suministrados por dicho comercializador de último recurso hasta el 31 de diciembre del 2010”.

“... los consumidores conectados en alta tensión que a 31 de diciembre de 2009 estén siendo suministrados por un comercializador de último recurso y el 1 de enero de 2010 carezcan de un contrato de suministro en el mercado libre, siempre que no estén incluidos en la excepción establecida en el artículo 3.3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, podrán seguir siendo suministrados por dicho comercializador de último recurso hasta el 31 de diciembre del 2010.”

Tanto para la alta como para la baja tensión se mantiene el precio que deberán pagar estos clientes por la electricidad consumida al comercializador de último recurso (CUR) durante este período, que es el “*correspondiente a la aplicación de la facturación de la tarifa de último recurso, TUR sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria, incrementado sus términos un 20 por ciento*” que se establece en el artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009.

El mismo precepto prevé, más adelante, que “*si el 1 de enero de 2011 los consumidores a que se refieren los párrafos anteriores no han procedido a contratar su suministro en el mercado libre se considerará rescindido el contrato entre el consumidor y el comercializador de último recurso antes de la fecha de expiración siendo de aplicación a estos efectos lo establecido en el artículo 86.2 del Real Decreto 1955/2000...*”, estableciendo, mediante esta remisión normativa, que el comercializador de último recurso pueda en estos casos exigir la suspensión del suministro mediante comunicación fehaciente dirigida a la empresa distribuidora.

Dado que la Propuesta de Orden objeto de análisis no realiza ninguna prórroga adicional del periodo transitorio mencionado, que expira el 31 de diciembre del 2010, esta Comisión considera necesario alertar sobre el riesgo de suspensión del suministro al que se enfrentan los consumidores sin derecho a TUR, que siguen siendo suministrados a precio disuasorio por los CUR, a partir del 1 de enero de 2011.

Esta Comisión ha analizado esta problemática en un expediente informativo sobre las dificultades de contratar el suministro de electricidad con comercializadores libres, por parte de los consumidores que no tienen derecho a acogerse a la TUR, así como en su más reciente informe de supervisión del mercado minorista de electricidad.¹⁵

En este marco se ha podido comprobar, sobre la base de la información proporcionada por los CUR a la CNE, que existe un número de puntos de suministro sin derecho a TUR, todavía

¹⁵ Véase el informe de la CNE “Expediente informativo para analizar las causas que están provocando los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre”, aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión de 27 de julio de 2010, y el Informe de supervisión de la CNE sobre el mercado minorista de electricidad, julio 2009-junio 2010.

suministrados por un CUR a precio disuasorio. No obstante, se señala que este número se está reduciendo en los últimos meses: así, a finales de febrero de 2010, ascendía a 354.636, en julio de 2010 a 205.506 y en noviembre de 2010 a 152.916.

En lo que concierne a la tipología de estos consumidores, según la información disponible en la CNE a noviembre de 2010, se trata de consumidores domésticos (41%), Administraciones Públicas (32%), PYMES (25%) y grandes clientes (2%), en su mayor parte conectados en baja tensión.

Con respecto a esta problemática, en el citado informe de 27 de julio de 2010, esta Comisión realizó, entre otras, las siguientes propuestas:

1. Propuesta de simplificación de los pliegos de los concursos de las Administraciones Públicas. Cabe destacar la problemática de las Administraciones Públicas para contratar el suministro con un comercializador libre, motivado fundamentalmente 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.
2. Solicitud de avales en el mercado libre. Se considera que la solicitud de avales en el mercado libre por parte del comercializador podría facilitar la contratación en mercado libre de 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, garantías que se concretan en intereses de demora, suspensión de cumplimiento del contrato, y resolución del mismo con derecho a resarcimiento de perjuicios, (artículo 200 de la ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público), por lo que resulta innecesaria la contemplación de garantías adicionales de pago a favor de la empresa suministradora de electricidad.
3. Mayor información y transparencia en relación con los clientes sin derecho a TUR suministrados por un CUR. Parte del colectivo de los consumidores sin derecho a TUR que están siendo suministrados por el CUR pudiera corresponder con consumidores que no están suficientemente informados o que simplemente no han mostrado interés para el cambio, a pesar del precio disuasorio. Se podría mejorar su capacidad de elección proporcionándoles más información y favoreciendo la posibilidad de que reciban más ofertas por parte de comercializadores ajenos a los grupos empresariales titulares de los CUR, manteniendo, por otra parte, los precios disuasorios y la “amenaza” de suspensión del suministro prevista por la normativa en caso de no realizarse la contratación a precio libremente negociado en el mercado durante el periodo transitorio previsto. En este sentido, por una parte se propone remitir escritos por parte de los CUR a sus consumidores sin derecho a 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.

En relación con este último punto, se recuerda que esta Comisión, en su “Informe 25/2010 solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema” aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión del 24 de septiembre de 2010, propuso la inclusión de una disposición adicional, explícitamente dirigida a mejorar la capacidad de elección de los clientes sin derecho a TUR y a facilitar la presentación de ofertas por parte de grupos empresariales ajenos a los titulares de los

CUR, manteniendo, por otra parte, la “amenaza” de suspensión del suministro prevista por la normativa en caso de no realizarse la contratación a precio libremente negociado en el mercado.

“Disposición adicional. *Cientes sin derecho a Tarifa de Último Recurso que estén siendo suministrados por Comercializadores de Último Recurso*

- 1. Los distribuidores proporcionarán, con periodicidad mensual, a la Oficina de Cambio de Suministrador, el listado de los puntos de suministro que corresponden a clientes sin derecho a tarifa de último recurso que estén siendo suministrados por comercializadores de último recurso, para que dicha información sea accesible a todos los comercializadores, con el fin de facilitar la realización de ofertas a dichos clientes a precio libremente negociado.*
- 2. El listado anterior deberá incluir la información correspondiente, en un apartado específico, de los puntos de suministro que hayan sido transferidos por los CUR a un comercializador libre sin confirmación expresa por parte del consumidor o estén siendo suministrados a precio libre por el propio CUR.*
- 3. Desde el momento de la entrada en vigor de la presente orden, los comercializadores de último recurso que suministren a clientes sin derecho a tarifa de último recurso deberán notificar al mismo, en todas las facturas emitidas, la siguiente información: la no-existencia de tarifas reguladas para dicho consumidor y la necesidad de realizar un contrato de suministro a precio libremente negociado con cualquiera de los comercializadores autorizados, la relación de comercializadores publicada en la página web de la Comisión Nacional de la Energía a tal efecto. Además, se indicará que, si transcurrido el periodo transitorio previsto en la Orden ITC/1659/2009 en el sector eléctrico el consumidor no hubiese suscrito dicho contrato se procederá según lo previsto en la normativa vigente en el artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009. Dicha notificación deberá acompañarse a la factura emitida en hoja aparte.”*

A este respecto se señala que, en sus alegaciones a la Propuesta de Orden, tanto ENDESA como IBERDROLA proponen la prórroga adicional del periodo transitorio que finaliza el 31 de diciembre de 2010 para los consumidores sin derecho a TUR que todavía no tienen un contrato en el mercado libre, en consideración del número importante de empresas, Administraciones Públicas y particulares que se verían afectados por la suspensión del suministro y el problema operativo de los distribuidores que deberían realizar los cortes en un periodo reducido de tiempo.¹⁶

IBERDROLA detalla su propuesta en una prórroga de 6 meses (hasta el 30 de junio de 2011), acompañada de una mayor penalización en el precio a aplicar para que el incentivo de los consumidores a regularizar su situación fuera mayor (esta penalización pasaría del 20% al 30% y seguiría teniendo la consideración de ingreso liquidable).

Por su parte, ENDESA no realiza una propuesta concreta, aunque considera que la prórroga es la solución más adecuada en la situación actual y que deberían regularse las medidas necesarias para resolver estos casos.

A la vista de todo lo anterior, esta Comisión entiende que la prórroga del periodo transitorio se presenta como una solución *in extremis* para evitar la suspensión del suministro de consumidores que, por razones diversas, a 31 de diciembre de 2010 todavía no han contratado su suministro en el mercado libre. Si, por parte del MITYC, se optara por dicha prórroga, esta Comisión recomienda que, en todo caso, se intensifiquen las medidas para buscar soluciones más definitivas, que

¹⁶ El referido informe de supervisión del mercado minorista de la CNE indica que, a finales de noviembre de 2010, ENDESA tenía el 45% del total de consumidores sin derecho a TUR suministrados por un CUR y el 57% de las Administraciones Públicas en esta situación, mientras IBERDROLA tenía el 15% de la totalidad de estos consumidores y el 27% de las Administraciones Públicas.

augmenten la capacidad de elección/contratación de los consumidores. En particular, el tiempo de prórroga debería aprovecharse para implementar las referidas medidas de mayor información y transparencia, así como la simplificación de los pliegos de los concursos de las Administraciones Públicas, que la CNE ya propuso en ocasiones anteriores.

7 CONSEJO CONSULTIVO

El día 3 de diciembre de 2010 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2011 junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Se celebró sesión del Consejo Consultivo de Electricidad el martes 14 de diciembre de 2010.

Se han recibido alegaciones por escrito de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y otros interesados:

- Endesa, S.A.
- Iberdrola, S.A.
- Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.
- HC energía
- Red Eléctrica de España, S.A.U.
- Operador del Sistema
- Operador del Mercado
- C.I.D.E., Sociedad Cooperativa
- Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE)
- Asociación de Consumidores Eléctricos (ACE)
- Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE)
- Asimismo, la Asociación de Agentes Comercializadores Externos del Sistema Eléctrico (ASAE)
- Asociación de Fabricantes de Bienes de Equipo Eléctricos (AFBEL)
- GDF Suez
- Generalitat de Catalunya
- Gobierno Vasco
- Unesa
- Gas Natural Fenosa
- Eon España
- Elcogas
- Otro interesado con carácter confidencial

A continuación, se recogen las principales consideraciones manifestadas por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, en la sesión celebrada el día 14 de diciembre y las presentadas en la Comisión hasta la misma fecha, organizadas por temas:

En el Anexo II del presente informe se recogen todas las alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad.

1) Procedimiento de urgencia

Prácticamente la totalidad de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han puesto de manifiesto que el empleo del procedimiento de urgencia en la tramitación de Órdenes por las que

se revisan las tarifas de acceso es el procedimiento habitual de tramitación empleado por el MITC para los informes sobre revisiones tarifarias, lo que impide su adecuada participación.

2) Consumidores sin derecho a TUR suministrados por un CUR

Las Comunidades Autónomas de Andalucía y Murcia, el representante de los consumidores PYMES expresan la necesidad de regular adecuadamente el tratamiento de los clientes que sin derechos a TUR, transitoriamente son suministrados por un CUR.

ENDESA e IBERDROLA proponen la prórroga adicional del periodo transitorio que finaliza el 31 de diciembre de 2010 para los consumidores sin derecho a TUR que todavía no tienen un contrato en el mercado libre, en consideración del número importante de empresas, Administraciones Públicas y particulares que se verían afectados por la suspensión del suministro y el problema operativo de los distribuidores que deberían realizar los cortes en un periodo reducido de tiempo.

IBERDROLA detalla su propuesta en una prórroga de 6 meses (hasta el 30 de junio de 2011), acompañada de una mayor penalización en el precio a aplicar para que el incentivo de los consumidores a regularizar su situación fuera mayor (esta penalización pasaría del 20% al 30% y seguiría teniendo la consideración de ingreso liquidable).

Por su parte, ENDESA no realiza una propuesta concreta, aunque considera que la prórroga es la solución más adecuada en la situación actual y que deberían regularse las medidas necesarias para resolver estos casos.

En relación con lo anterior, varios miembros del Consejo Consultivo (Asturias, Madrid, Castilla-León y el representante de consumidores domésticos) han señalado el progreso aumento del número de reclamaciones desde la introducción del nuevo modelo de suministro, el deterioro en la atención al cliente y, en consecuencia, el deterioro de la confianza de los clientes en el sector.

3) Bono Social

Con el objetivo de racionalizar la aplicación del Bono Social, Iberdrola plantea la posibilidad de que se incorpore una Disposición final en la Orden por la que a todos aquellos consumidores que no hayan cumplido con lo prescrito para instalar el ICP, y, en consecuencia, se les esté facturando una potencia de 10kW, se les considere esta potencia como la potencia contratada a efectos de la aplicación del Bono Social.

4) Estructura de tarifas de acceso

Las Comunidades Autónomas de Navarra, País Vasco, el representante de los consumidores de PYMES, el representante de los consumidores del Sector Servicios y Asociación de Consumidores Eléctricos (ACE) proponen la revisión de la estructura de las tarifas de acceso de alta tensión y los costes que incorporan .y, en particular, proponen convertir la tarifa de acceso 3.1 A. en una tarifa de seis periodos .

Adicionalmente, la C.A. del País Vasco propone los siguientes aspectos:

- Redefinir el nivel de tensión 1, actualmente comprendido entre 1 kV y 36 kV, para comprender las tensiones entre 1 kV y 24 kV.
- Creación de un nuevo periodo tarifario denominado P7 para incentivar el consumo industrial nocturno.
- Establecer la tarifa única a nivel nacional y compensaciones regiones por el coste de la energía.

5) Pagos por capacidad

Las Comunidades Autónomas de Cataluña, Galicia, Andalucía, Murcia, el representante de los consumidores del sector servicios han criticado el injustificado aumento de los pagos por

capacidad y han señalado la necesidad de explicar con mayor transparencia el elemento de coste que hace necesario un incremento del 72% de los precios destinados al pago por capacidad.

La Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE) propone que, en tanto no se eliminen los pagos por capacidad para aquellos consumidores acogidos al servicio de gestión de la demanda, en la medida en que contribuyen a la seguridad de suministro, se les mantengan los precios vigentes de pagos por capacidad. A ello se ha sumado el representante del OS.

Asimismo, la Asociación de Agentes Comercializadores Externos del Sistema Eléctrico (ASAE) propone que la exención de realizar a la financiación de los pagos por capacidad a las exportaciones, en la medida en que su suministro no está garantizado.

6) Legalidad de la propuesta de Orden

La práctica totalidad de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (Cataluña, Galicia, Murcia, Madrid, Unesa generación y Unesa Distribución) han criticado la falta de coherencia entre la propuesta de Orden y lo expresado en la normativa vigente. Iberdrola, Endesa y ACIE han señalado en sus alegaciones que el mantenimiento de las tarifas de acceso podría estar vulnerando la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/2010, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010. Además estaría acentuando el problema deficitario del sistema. Consideran necesario que el MITC revise sus cálculos para disponer de una propuesta de tarifas de acceso equilibrada.

Adicionalmente, Iberdrola, Endesa y ACIE señalan el incumplimiento de lo dispuesto en la DA 21.3 al no establecerse en la propuesta de Orden la mejor estimación del desajuste correspondiente al ejercicio 2010 junto con el correspondiente tipo de interés en condiciones equivalentes a la del mercado. ACIE estima que el saldo deficitario de 2010 en 1010 M€.

Por otra parte, HC energía e Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. señalan que no resulta ajustado a derecho calcular la retribución a la distribución según la Disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008, toda vez que la CNE ya ha validado el Modelo de Red de Referencia.

7) Insuficiencia de ingresos

Las Comunidades Autónomas de Cataluña, Galicia, Murcia, Madrid, Unesa generación, Unesa distribución, Endesa, Iberdrola, CIDE y ACIE han manifestado expresamente en sus alegaciones que las tarifas de acceso de la propuesta de Orden son insuficientes. Endesa estima dicha diferencia en más de 5.000 M€ para cubrir los costes de acceso previstos para 2011.

Adicionalmente, el representante de los productores, Endesa e Iberdrola indican que los costes de acceso previstos para 2011, podrían resultar superiores a los previstos si se consideran los siguientes aspectos:

- Retribución a la distribución definitiva de los ejercicios 2009 y 2010
- Coste de la compensación extrapeninsular correspondiente al ejercicio 2009
- Falta de la normativa de desarrollo de la Disposición x del Real Decreto-Ley 6/2009
- Actualización de las anualidades para la financiación del déficit considerando el coste de financiación real.
- Tipo de interés de mercado para la devolución del déficit del ejercicio 2009
- Déficit previsto para el ejercicio 2010 retribuido a un tipo de interés de mercado.

8) Retribución al transporte

REE indica que la Memoria que acompaña a la Orden no especifica los parámetros que se han tenido en cuenta para la determinación de la retribución de la actividad de transporte para el ejercicio 2011. De acuerdo con sus cálculos, la retribución para la actividad del transporte para 2011 debería ser 1.300,4 M€ (sin considerar las altas en los SEIE), calculada de acuerdo con los

estándares establecidos en el Real Decreto 2819/1998, las tasa establecidas en el Real Decreto 325/2008, un IPC previsto para el cierre del año de 2,3% y un IPC previsto para 2011 del 2%.

Endesa, REE y la Generalitat de Cataluña han señalado la inconsistencia entre la retribución de la actividad del transporte reconocida a Endesa, S.A. para los territorios extrapeninsulares (143.627 miles de €) en el artículo 1 de la propuesta de Orden y la retribución total para los territorios extrapeninsulares establecida en ese mismo artículo (132.229 miles de €).

9) *Retribución a la distribución*

Las Comunidades Autónomas de País Vasco, Cataluña, Galicia, Andalucía, Asturias, Murcia, Navarra, Castilla-León y el representante de Unesa Distribución critican que la propuesta de Orden no considere la retribución de la actividad de distribución resultante de la aplicación del Modelo de Red de Referencia y señalan que mantener la retribución provisional afecta a las inversiones y, consecuentemente, incide en la calidad del servicio.

Endesa, Iberdrola y HC energía consideran necesario que la Orden que finalmente se publique establezca la retribución de la actividad de distribución definitiva para los ejercicios 2009 y 2010, de acuerdo con la validación del Modelo de Red de Referencia (MRR) por parte de la CNE en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional décima de la Orden ITC/3519/2009.

Adicionalmente, Iberdrola propone que se publique también la retribución provisional para los ejercicios 2011 y 2012 acordes con el MRR, con objeto de introducir certidumbre y estabilidad regulatoria sobre la remuneración de la inversiones que las empresas realizan.

La Comunidad Autónoma del País Vasco y la Asociación de Fabricantes de Bienes de Equipo Eléctricos (AFBEL) ha puesto de manifiesto que no reconocer una retribución adecuada a la actividad distribución afectará a sus inversiones y, consecuentemente, a la industria de fabricación de equipamiento eléctrico para la redes de transporte y distribución.

HC energía propone que la Orden de tarifas de acceso que finalmente se publique incluya una Disposición adicional en la que se recoja un cargo sobre los peajes en el Principado de Asturias para hacer frente al “Impuesto sobre el desarrollo de Determinadas Actividades que Inciden en el Medioambiente” que entrará en vigor el próximo 1 de enero de 2011, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17.4 de la Ley 54/1997.

Finalmente, las Comunidades Autónomas de Cataluña, Andalucía, Castilla-León y Operador del Sistema han señalado la necesidad de publicar los Procedimientos de Operación de distribución y el Real Decreto de acceso y conexión a las redes de distribución.

10) *Coste de la gestión comercial de distribución*

La Comunidad Autónoma de Castilla-León ha señalado el deterioro de la atención comercial de los distribuidores a los clientes.

Iberdrola y CIDE señalan el error conceptual contenido en las páginas 4 y 15 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden al identificar los costes de gestión comercial de la distribución con los costes de comercialización de los clientes de la TUR.

11) *Primas del régimen especial*

En relación con las primas del régimen especial, Endesa señala, por una parte, la necesidad de reconocer unas primas del régimen especial que tengan en cuenta la evolución de sus costes. Por otra parte, la necesidad de cambiar urgentemente el esquema de financiación de estas políticas energéticas, dado que, actualmente, todo el esfuerzo de introducción de energías renovables lo

están soportando los clientes eléctricos, mientras que estos objetivos de política energética son consecuencia del cumplimiento de objetivos globales del país, que beneficia a la sociedad en su conjunto. En relación con el mecanismo de financiación, plantea la posibilidad de financiar el sobrecoste del régimen especial mediante una tasa al cliente final de los principales sectores energéticos (eléctrico, gasista y petrolero).

Adicionalmente, señala que no tiene justificación la actualización realizada en el artículo 7 de las tarifas y primas de cogeneración y que deberían eliminarse las tarifas reguladas correspondientes en la tabla del punto 3 del Anexo III de la propuesta de Orden, de acuerdo con lo establecido en el punto 10 del artículo 1 del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Por otra parte, la Comunidad Autónoma de Baleares señala la posibilidad de dar un trato diferenciado a la primas del régimen especial en los territorios extrapeninsulares.

12) Compensación extrapeninsular

Endesa considera necesario corregir el artículo 5.4 para recoger que la compensación prevista para 2011 asciende a 1.719.000 miles de euros, modificando, en consecuencia, las cuantías que han de ser financiadas con cargo a los peajes de acceso (842.310 miles de euros) y con cargo a Presupuestos Generales del Estado (876.690 miles de euros).

En relación con el ejercicio 2010, la última previsión de cierre, puesta en conocimiento de la CNE y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con ocasión del proceso de actualización de las tarifas de acceso para 2011, señala un déficit de, aproximadamente, 335 millones de euros, respecto a la compensación total que con carácter provisional fue incluida en la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010.

En relación con la compensación correspondiente al ejercicio 2009, Endesa manifiesta que existe un déficit en la compensación definitiva de dicho ejercicio de 200 M€ y, en consecuencia, considera que le deben ser abonadas las cuotas recaudadas en 2009 y no liquidadas con cargo al ejercicio 2009, de forma que se elimine el déficit que está soportando. Asimismo, indica la necesidad de que el Ministerio adopte las acciones necesarias para que la partida correspondiente a los PGE de 2010 en relación con el extracoste de 2009 sea abonado a Endesa a la mayor brevedad posible, y antes del 31 de diciembre de 2010, indicado que los importes que en su caso pudieran resultar sobrantes en relación con el ejercicio 2009 han de ser aplicados para cubrir el déficit SEIE del ejercicio 2010.

Finalmente, señala la necesidad de eliminar la limitación de la compensación con cargo a tarifas de 2011, dada la situación de déficit y de no abono de las partidas de los PGE que inicialmente estaban previstas.

Iberdrola subraya que hasta que no se desarrolle la normativa establecida en el Real Decreto-Ley 6/2009, la diferencia entre la compensación prevista y la cantidad financiada con cargo a los PGE será imputada a la tarifa generando un mayor déficit.

13) Operación del Sistema

El Operador del Sistema señala que la cifra de ingresos de 2011 recogida en la propuesta de Orden (39,032 millones de euros) es insuficiente.

Al respecto, el OS reitera la necesidad de aprobar un modelo retributivo que permita recuperar tanto los costes de inversión como los de explotación con criterios de suficiencia rentabilidad económica para esta actividad.

14) Operador del Mercado

OMEL propone la modificación del artículo 6 para recoger que la retribución del mercado sea reconocida a OMI-Polo Español, S.A. OMEL está procediendo a una segregación de rama de actividad de gestión del mercado de electricidad y otros productos de base energética en OMIE, que se culminará a lo largo del ejercicio 2011, por lo que se prevé que la retribución tenga carácter global y comprenda igualmente a la sociedad beneficiaria (OMIE), la cual comenzará a actuar por subrogación el actividad de la sociedad segregada (OMEL) sustituyéndolas en sus derechos y obligaciones.

Iberdrola manifiesta que el aumento en las comisiones de OMEL en la propuesta de Orden no está justificada. Adicionalmente, considera que de acuerdo con la Ley 54/1997, OMEL debe financiarse con cargo a los agentes que operen en el mercado, y no únicamente a través de los generadores. Asimismo, señala que el modelo de financiación es diferente al adoptado por otros países de nuestro entorno y que no promueve la armonización a nivel de MIBEL, en la medida en que el mecanismo de financiación de OMIP es diferente. Finalmente, propone que, en caso de que se mantenga el sistema de financiación vigente, el exceso de recaudación respecto al límite previsto en la Orden debe ser devuelto a los financiadores del déficit en lugar de ser considerado como ingreso liquidable del sistema.

15) Plan de Viabilidad de Elcogás, S.A.

Endesa considera que, en cumplimiento de la Disposición adicional vigésima, punto 1, de la Ley 54/1997, y de la Resolución de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007, por el que se establece un Plan de Viabilidad para la empresa «Elcogás, Sociedad Anónima», se deben incluir 75,2 M€ en concepto del Plan de Viabilidad.

Adicionalmente, Endesa propone incluir una Disposición adicional en la Orden por la que se establezca que ELCOGÁS queda exenta de la minoración de la remuneración de las unidades de generación como consecuencia de la internalización del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad, de acuerdo con lo establecido en el punto 1 del Anexo I de la Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.

16) Financiación del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética

La Comunidad Autónoma de Madrid y la Generalitat de Cataluña proponen mantener la cifra establecida en la Orden ITC/3519/2009 (308,9 M€), con objeto de dar una señal firme y continuada del apoyo de España a un modelo energético sostenible.

En la misma línea, el Operador del Sistema expresa que no se justifica el recorte del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, cuando existe la necesidad de promover medidas de gestión de la demanda, que moderen el apuntamiento de la demanda.

Endesa señala en sus alegaciones la urgencia de establecer un mecanismo de financiación del Plan de Acción 2008-2012 alternativo a la tarifa eléctrica de la anualidad prevista para 2011 y de las cantidades financiadas con cargo a las tarifas eléctricas en 2006, 2007 y 2009 declaradas nulas por las Sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, 28 de enero de 2009 y

8 de abril de 2010, respectivamente. En particular, propone que este componente de coste sea financiado mediante una tasa al cliente final de energía.

17) Anualidades para la financiación del déficit

Endesa indica que las anualidades de la propuesta de Orden deben recalcularse considerando el coste real de financiación, esto es, el Euribor a tres meses de noviembre de 2010 más un margen.

18) Déficit de ejercicios anteriores

Iberdrola considera que tanto el déficit 2009 como la mejor previsión del déficit 2010 deben establecerse en la Orden que finalmente se publique, junto con el tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado. Al respecto, se señala la insuficiencia del EURIBOR a noviembre establecido en la propuesta de Orden, como referencia de tipo de interés de mercado.

19) Comunicación de la pertenencia a una agrupación de instalaciones de régimen especial

Iberdrola señala que la notificación a que hace referencia esta disposición, debe extenderse al Representante y al centro de control al que estén adscritos.

Por el contrario, CIDE entiende que el distribuidor no debe estar obligado a informar a estas agrupaciones, en la medida en que la obligación esta publicada en la norma. Si se entendiera que la publicación de la no es suficiente, la obligación debiera recaer en la propia administración.

Por su parte, GDF Suez, teniendo en cuenta la disposición adicional quinta de la propuesta de Orden y el Real Decreto 1565/2010, considera que los plazos establecidos son insuficientes y que es necesario aclarar de forma inmediata todos los aspectos dudosos en relación con la obligatoriedad del envío de telemidas al Operador del sistema para que se puedan llevar a cabo las inversiones que requiere el cumplimiento de la obligación.

20) Precios de las actuaciones del Operador del Sistema

El Operador del Sistema propone una actualización del 2% de los precios por actuaciones derivadas del Reglamento de Puntos de Medidas y sus ITC para 2011, con independencia de que se arbitren las medidas para recuperar las pérdidas de ejercicios anteriores.

21) Derechos de enganche

Endesa propone incluir en la Orden una disposición adicional que aclare que el Plan de Sustitución dará lugar al cobro de derechos de enganche por parte del distribuidor.

22) Operación de la capacidad de telegestión y alquiler de contadores

El representante de Unesa Distribución señala la necesidad de actualizar los pagos de alquiler de contadores. Endesa propone una actualización del alquiler de los contadores que tenga en cuenta el coste de la telegestión, teniendo en cuenta que está pendiente la publicación del precio del alquiler para los contadores trifásicos y el importe fijado como alquiler de los equipos monofásicos no cubre los costes del encargado lectura asociados por la prestación del servicio por lo que es necesario la revisión del mismo.

23) Precios regulados de lectura de contadores

Endesa recuerda que sigue estando pendiente de publicación los precios regulados de la lectura a que hace referencia el RD 1110/2007.

24) Referencia del precio del carbón para Baleares

Endesa propone adaptar la referencia del precio del carbón de Baleares, pasando de API#2 a API#4+ruta C4.