



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 39/2011 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES
DE ACCESO A PARTIR DE 1 DE
ENERO DE 2012 Y LAS TARIFAS Y
PRIMAS DE LAS INSTALACIONES
DEL RÉGIMEN ESPECIAL**

28 de diciembre de 2011

INFORME 39/2011 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A PARTIR DE 1 DE ENERO DE 2012 Y LAS TARIFAS Y PRIMAS DE LAS INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ESPECIAL

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 la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 28 de diciembre de 2011, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. El déficit y la deuda del sistema a 31 de diciembre de 2011

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda creciente del sistema eléctrico, lo que ha supuesto un aumento progresivo de los pagos para su financiación a través de los peajes de acceso presentes y futuros de los consumidores de electricidad, así como un impacto temporal sobre el endeudamiento de aquellas empresas que están obligadas a financiar el déficit del sistema.

2. Escenario de previsión para 2012 según la propuesta de Orden

A fecha de elaboración del presente informe, el escenario tarifario para 2012 se caracteriza por una atonía en la demanda según las previsiones del Operador del Sistema realizadas en diciembre de 2011, por un aumento previsto en los costes de acceso del 4,6% respecto al cierre estimado en 2011 y por un aumento de los peajes de acceso de la propuesta de Orden que es insuficiente para cubrir el déficit esperado por encima del límite permitido. Cabe indicar el esfuerzo adicional de reducción del déficit de actividades reguladas exigido en 2012 de 1.500 M€ respecto a 2011 (de 3.000 a 1.500 M€) para cumplir la senda de déficit máximo en cumplimiento de la senda de convergencia de déficit establecido en la normativa vigente.

Adicionalmente, existen elementos de incertidumbre respecto a la evolución y composición de la demanda con efectos sobre los ingresos esperados y respecto a un mayor crecimiento del esperado en determinadas partidas de costes (primas de régimen especial, financiación FADE, en cuanto a las anualidades del déficit y compensación extrapeninsular).

En consecuencia, el escenario tarifario de 2012 se presenta como un ejercicio que con los peajes de la propuesta de Orden es deficitario. Por ello se considera esencial el establecimiento de medidas con impacto inmediato en los costes de todas las actividades reguladas, en la progresividad de aumento en los peajes de acceso, así como otras posibles medidas de financiación de costes regulados adicionales a los peajes de acceso.

3. Necesidad de aplicar medidas para mitigar la senda del déficit de actividades reguladas

Esta Comisión se reitera con respecto a la necesidad de implementar de forma inmediata, entre otras medidas, propuestas sobre la regulación de las actividades, dirigidas a eliminar el déficit estructural del sistema y a mitigar los costes de la financiación de la deuda.

En el presente informe se señalan medidas enviadas al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MIET, antes Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), sobre los costes de las actividades reguladas, con la finalidad, de moderar la senda creciente de los costes, y, por otra parte, con el objetivo de proporcionar señales de eficiencia en la evolución de los costes.

Adicionalmente, esta Comisión ya ha propuesto en diferentes informes¹ un conjunto de medidas relativas al mecanismo de financiación y cesión del déficit tarifario. Debido al nivel de deuda alcanzada por el sistema, a los costes de financiación y, en particular, a la experiencia de un año de los costes generados por el mecanismo de titulación FADE, se considera necesario procurar un equilibrio entre las partes afectadas por la financiación del déficit del sistema y por los costes derivados de su titulación.

Según el escenario de ingresos y costes para 2012, se estima que la aplicación de las medidas con desarrollo normativo necesario de distinto índole y rango, y con impacto económico en el corto plazo (reducción de costes de actividades reguladas y reparto de costes de la financiación de FADE) permitirían un ahorro anual de costes que mitigaría el esfuerzo necesario para lograr la suficiencia a través de los peajes. No obstante, para alcanzar la suficiencia sería necesario realizar ajustes adicionales de mayor calado en los costes de las actividades reguladas y en los peajes que pagan los consumidores. Asimismo, se podría analizar la introducción de medidas de financiación de costes de las actividades reguladas externamente a los peajes de acceso. En este sentido, esta Comisión en su Informe 18/2011 señaló que a efectos de atenuar el impacto sobre el sector eléctrico de la financiación de las primas de régimen especial, una opción posible para mitigar el déficit tarifario podría contemplar otras fuentes de financiación adicionales a los peajes de acceso de electricidad, con cargo a otros sectores energéticos o a otras fuentes de ingresos, tales como los ingresos generados con las subastas de licencias de emisión de CO₂, a partir de 2013.

Tal y como se señaló en el Informe 29/2011, teniendo en cuenta el problema de déficit estructural vigente, el elevado nivel de deuda acumulada del sistema y su impacto sobre los peajes de acceso, se considera necesario utilizar las revisiones trimestrales en los peajes de acceso para corregir la senda de déficit y alcanzar cuanto antes la suficiencia, tal y como establece la normativa vigente.

4. Otras consideraciones sobre la propuesta de Orden

En relación a los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012, la propuesta de Orden mantiene los términos de potencia y energía de los peajes de acceso de todos los consumidores con la excepción de los peajes de acceso de los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW sin discriminación horaria (2.0 A) y con discriminación horaria en dos periodos (2.0 DHA). En particular, los términos de energía se incrementan hasta absorber la reducción registrada en el coste de la energía de la TUR correspondiente al primer trimestre de 2012, de forma que los precios de los términos de potencia y energía de la TUR sin discriminación horaria y con discriminación horaria en dos periodos quedan invariables.

Esta Comisión considera que el establecimiento de los peajes de acceso debe ser independiente de las variaciones del coste de la energía de la TUR, tal y como indicó, entre otros, en su informe 29/2011.

Asimismo, se considera que los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso debieran ser el resultado de aplicar una metodología asignativa suficiente y eficiente de costes, basada en unos criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

¹ Véanse Informe 36/2009, Informe 10/2011 e Informe 38/2011.
28 de diciembre de 2011

En relación con los costes de actividades reguladas y otras disposiciones incluidas en la propuesta de Orden, se realizan las siguientes consideraciones

- *Retribución del transporte*
Se propone modificar la retribución del transporte considerando los últimos valores macroeconómicos y una vez contrastada la información de las instalaciones con las Auditorias presentadas relativas al ejercicio 2010.
- *Retribución de la distribución*
Se propone revisar la retribución de la distribución en coherencia con el informe “*Propuesta de retribución definitiva para el año 2011 y de retribución provisional para el año 2012 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009*”, ha sido aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 21 de diciembre de 2011.
- *Operador del Sistema*
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.
- *Operador del Mercado*
Se propone mantener la retribución del Operador de Mercado para 2012, fijada en 13.625 miles de euros.
- *Anualidades para la financiación del déficit*
Se propone la modificación de las anualidades para la financiación del déficit, teniendo en cuenta el impacto de la décima y undécima emisiones de FADE, así como la incorporación de la anualidad correspondiente al déficit 2012.
- *Desajuste del ejercicio 2011*
De acuerdo con la normativa vigente, se considera necesario incorporar en la Orden como mejor previsión del desajuste del ejercicio 2011 el déficit registrado en la Liquidación 10/2011, junto con los intereses que correspondan.
- *Eliminación de la prima de riesgo*
Esta Comisión valora positivamente esta medida, coincidente con la propuesta de la CNE contenida en el “*Informe de la CNE sobre propuesta de modificación de la prima de riesgo incluida en el término del coste estimado de la energía (CE) de la tarifa de último recurso de energía eléctrica*”, aprobado por el Consejo de esta Comisión en su sesión del día 13 de diciembre de 2011 (informe de 13 de diciembre).
- *Revisión de perfiles*
Se considera que la revisión de los perfiles, en lo que a los consumidores tipo 5 se refiere, debería basarse, fundamentalmente, en la información disponible en los equipos de medida integrados en los sistemas de telegestión de las empresas distribuidoras.
- *Plan de sustitución de contadores*
Se propone adelantar el calendario del Plan de Sustitución de Contadores.

Adicionalmente, se propone que, independientemente del momento en que se active la función de control de potencia, no se podrá facturar ninguna cantidad en concepto de alquiler de ICP tras la instalación del equipo de medida con telemedida y telegestión y no podrá aplicar penalización en la facturación del término de potencia, según establece la Disposición adicional primera de la Orden ITC/1857/2008.

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 los peajes 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 se revisarán anualmente. Adicionalmente, el citado Real Decreto establece la posibilidad de revisión de los peajes 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 R.D.-Ley 6/2009, modificado por el R.D.-Ley 6/2010 y el R.D.-Ley 14/2010, determinó una senda para la reducción anual del déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas hasta 2013, fecha a partir de la cual los peajes de acceso deberán ser suficientes. En particular, el R.D.-Ley 6/2010 estableció que el déficit de actividades reguladas no podrá superar desde 2009 a 2012, los 3.500 M€, 3.000 M€, 3.000 M€ y 1.500 M€, respectivamente. Estos dos últimos umbrales fueron ampliados en el RD-Ley 14/2010 (desde 2.000 a 3.000 M€ para 2011 y desde 1.000 a 1.500 M€ para 2012).

Según el R.D.-Ley 14/2010, todos estos déficit generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a recibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos hasta su facturación. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que se fijará en la Orden por la que se aprueben los peajes. Asimismo, estos déficits podrán ser cedidos al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

A partir del 1 de enero de 2013, los peajes de acceso serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas. De acuerdo con el R.D.-Ley 14/2010, en caso de que el déficit de las liquidaciones superase el previsto en la correspondiente disposición (hasta 2013), o en caso de la eventual aparición de desviaciones transitorias por desajustes en los costes o ingresos reales, respecto a los que sirvieron de base para la fijación de los peajes de acceso (a partir de 2013), en ambos casos, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen los peajes de acceso del período siguiente. Según el R.D.-Ley 14/2010, las cantidades financiadas serán devueltas reconociéndose a las empresas financiadoras 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 punto 3 de la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en su redacción dada por el R.D.-Ley 14/2010, establece que si el importe del desajuste temporal no fuera conocido en el momento de la aprobación de la disposición por la que se aprueban los peajes de acceso del período siguiente, en dicha disposición se reconocerá de forma expresa, incluyendo los intereses que pudieran devengar, los importes que, en su caso, se estimen vayan a ser financiados. Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar dichos importes por los realmente financiados por cada una de las empresas, cuando se disponga de la información de la liquidación 14 del ejercicio correspondiente.

El RD-Ley 14/2010 estableció que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta un máximo de 2.500 M€, tendrán la consideración de déficit de ingresos del 2010, y podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

El 11 de octubre de 2011 se publicó en el B.O.E. el R.D. 1307/2011, que modifica el R.D. 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Se establece que el importe de la categoría de derechos de cobro "Déficit 2010" se verá incrementado por el desajuste temporal de las liquidaciones del sistema eléctrico que se produzca en 2010, que será el que resulte en el informe de la CNE sobre los resultados de la liquidación 14 de 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 M€.

El 20 de diciembre de 2011 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial 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 alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Se considera que la propuesta normativa debería haberse trasladado con mayor antelación a esta Comisión para informe preceptivo y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para la tramitación correspondiente.

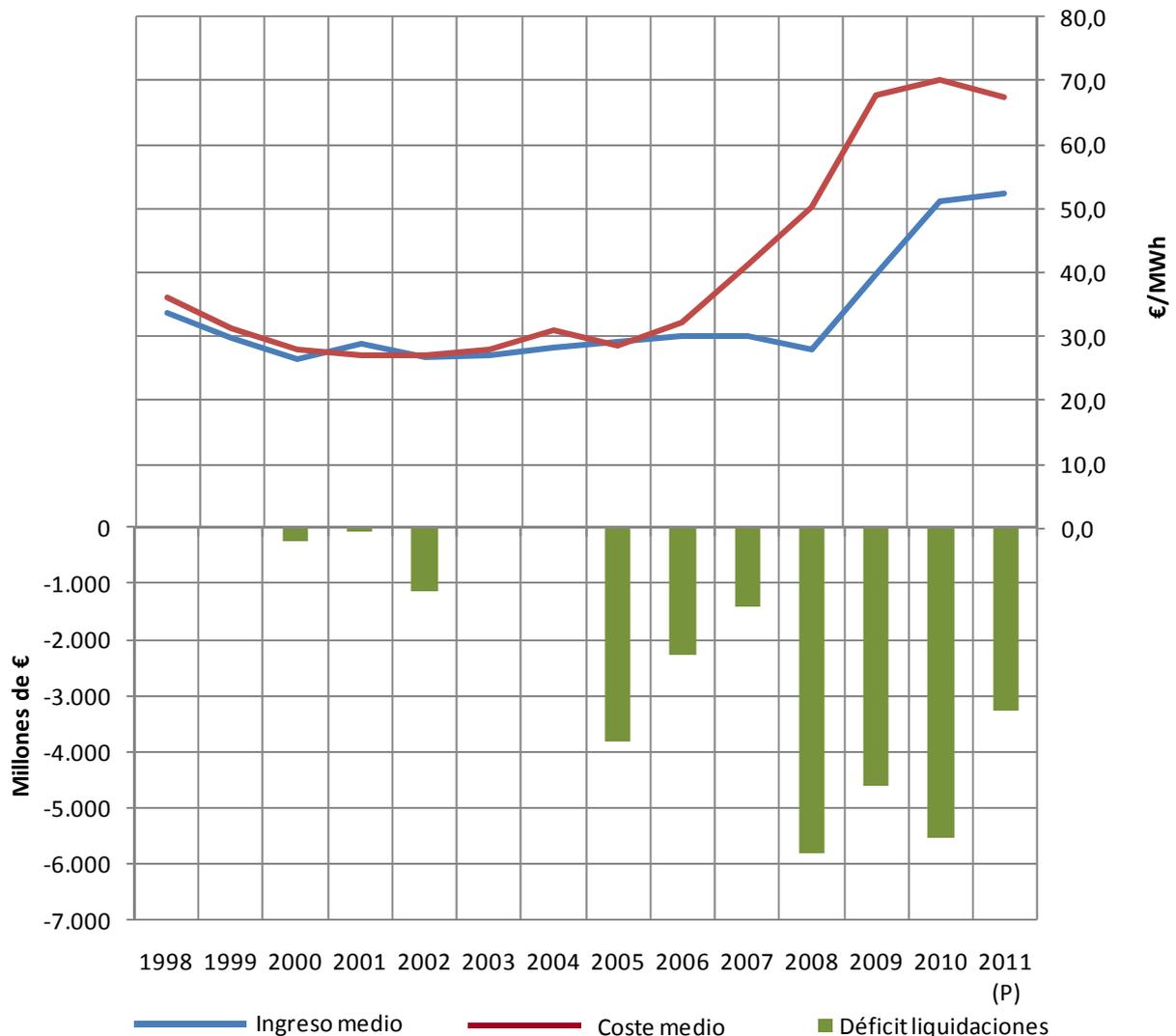
En el Anexo VI del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2 EL DÉFICIT DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS Y LA DEUDA VIVA DEL SISTEMA A 31 DE DICIEMBRE DE 2011

El sistema eléctrico español registra un déficit estructural de ingresos de actividades reguladas (déficit tarifario) desde hace una década, debido a que los costes que se han reconocido a las distintas actividades reguladas han sido (y siguen siendo) superiores a los ingresos obtenidos con los precios regulados que pagan los consumidores (véase el Gráfico 1).

La liquidación 10/2011 arroja un déficit de actividades reguladas de 3.258 M€, superior en 258 M€ al límite legal establecido para 2011 (3.000 M€). Cabe indicar que el déficit de actividades reguladas en la liquidación 10/2010 ascendió a 3.684 M€, 426 M€ más que en la liquidación correspondiente del presente ejercicio. Los ingresos por peajes en 2011 han aumentado en la Liquidación 10/2011, en términos acumulados, un 1,84% respecto a la misma liquidación del año anterior, mientras que los costes han disminuido un 2%, derivado básicamente del impacto de las medidas del RDL 14/2010.

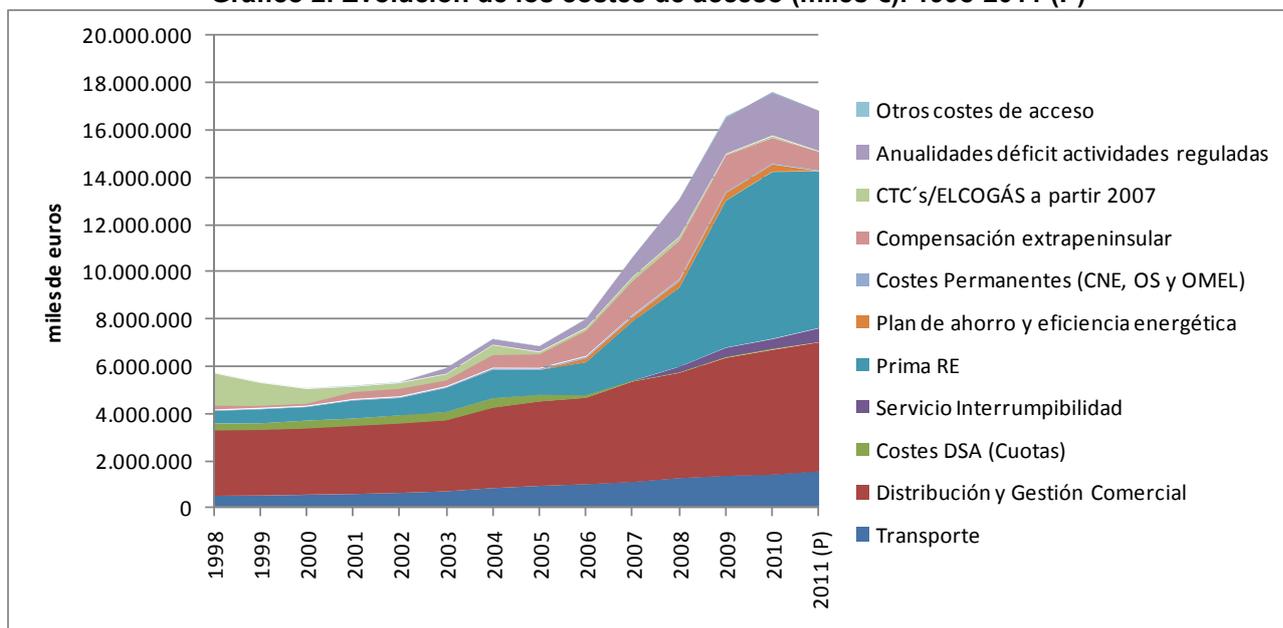
Gráfico 1. Evolución de la diferencia entre el ingreso medio y coste medio de acceso (€/MWh) y del déficit de actividades reguladas (Millones €)



Fuente: CNE (Liquidación definitiva 2006, Liquidación definitiva 2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010). Para la estimación del Déficit de 2010 se han considerado 5.500 M€, incluyendo 3.000 M€ en concepto de déficit ex ante y el máximo permitido por el RDL 14/2010 de 2.500 M€ en concepto de desajuste temporal). Para 2011 (Provisional), se ha considerado el dato de la Liquidación 10/2011.

Desde 2006 (último año en que los peajes de acceso fueron suficientes) hasta 2011, la facturación total por peajes de acceso aumentaron un 73,8% en términos acumulados (incluyendo los peajes a los generadores), mientras que el aumento de los costes de acceso fue un 110%. Las tres partidas de costes de acceso más significativas en 2011 fueron los costes de redes (representaron el 40,3%), las primas de régimen especial (39,5%) y las anualidades para la financiación del déficit de las actividades reguladas (10,1%). Las partidas con una mayor contribución al crecimiento de los costes de acceso fueron las primas del régimen especial y las anualidades del déficit de ingresos, partidas que se han multiplicado por 4,8 y 4,6, respectivamente, desde 2006 a 2011.

Gráfico 2. Evolución de los costes de acceso (miles €). 1998-2011 (P)



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010). Para 2011 (Provisional), se ha considerado la previsión de cierre (véase epígrafe 3.2).

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda del sistema estimada en torno a 21.828 M€ a 31 de diciembre de 2011², cifra que supera en 1,7 veces la previsión de ingresos del ejercicio³. Algunos efectos de la senda creciente de deuda del sistema eléctrico son el aumento en los pagos de su financiación a través de los peajes de acceso presentes y futuros de los consumidores de electricidad y el impacto temporal sobre el endeudamiento de aquellas empresas que están obligadas a financiar el déficit del sistema.

En el siguiente cuadro se muestra la deuda estimada del sistema a 31 de diciembre de 2011, desglosada por categorías de déficit y titulares de los derechos de cobro del sistema. Cabe indicar que, del total de la deuda del sistema, el 39,5% son derechos de cobro de las empresas eléctricas (incluyendo el déficit ex ante de 2011 que asciende a 3.000 M€ y el desajuste de 2010 que asciende a 2.323 M€, esto es, 2.500 M€ menos la anualidad pagada en 2010 a las empresas eléctricas, más los intereses generados en 2011), el 43,7% corresponde a FADE y el 16,8% está cedido a terceros.

² No incluye los 1.500 M€ de déficit 2012

³ A 31 de diciembre de 2003, primer año en que se reconoce la existencia del déficit, la deuda representaba el 23% de los ingresos por tarifas de acceso. A 31 de diciembre de 2007, tras la introducción del déficit ex ante, la deuda representaba el 126% de los ingresos de acceso.
28 de diciembre de 2011

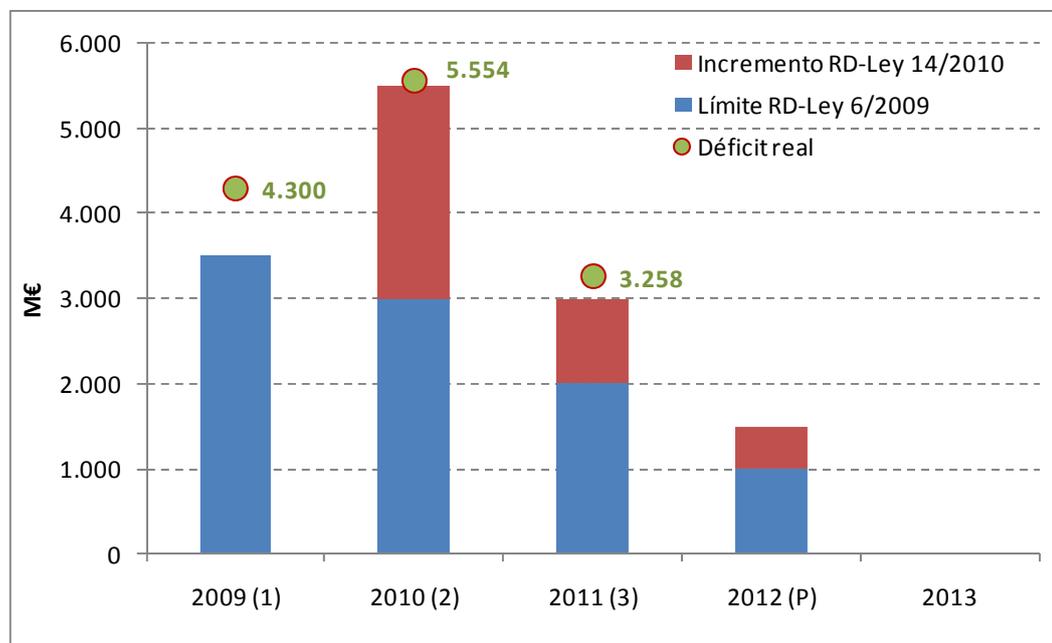
Cuadro 1. Deuda estimada del sistema a 31 de diciembre de 2011, desglosado por tipología de titulares de derechos de cobro frente al sistema eléctrico (miles de €)

	Norma	Fecha reconocimiento	Valor base a 31 de diciembre del año correspondiente (Miles €)	Importe pendiente a 31/12/2011 (miles €)
Total deuda por tenedores de derechos de cobro frente al sistema				21.828.357
Cedido a terceros			5.074.883	3.661.604
Déficit peninsular 2005	Orden ITC/2334/2007	30 de junio de 2006	3.830.447	2.619.157
Déficit ex ante	Orden ITC/694/2008 y Resolución 12 de junio de 2008	12 de junio de 2008	1.244.436	1.042.447
Empresas eléctricas			20.434.792	8.626.663
Extrapeninsular 2003-2005	Orden ITC/3860/2007	2 de octubre de 2007	533.409	365.703
Déficit extrapeninsular 2006	Resolución de la DGPEYM, de 3 de diciembre de 2009, por la que se determina la revisión definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios	31 de diciembre 2006	687.047	679.828
Déficit extrapeninsular 2007		31 de diciembre 2007	331.051	-
Déficit extrapeninsular 2008		31 de diciembre 2008	467.228	-
Déficit peninsular 2006	Real Decreto 485/2009	31 de diciembre 2006	2.279.940	1.575.982
Déficit peninsular 2008	Real Decreto 437/2010	31 de diciembre 2008	4.136.118	676.372
Déficit 2009	RD-Ley 6/2010 y Orden de tarifas del ejercicio correspondiente	31 de diciembre 2009	3.500.000	7.759
Déficit 2010		31 de diciembre 2010	5.500.000	2.321.019
Déficit 2011		31 de diciembre 2011	3.000.000	3.000.000
FADE				9.540.090

Fuentes: Normativas por las que se reconoce el déficit de ingresos en las actividades reguladas y CNE

Cabe indicar que aunque el Real Decreto-Ley 6/2009 determinó una senda que limita anualmente el déficit de actividades reguladas hasta su eliminación en 2013, el déficit acumulado por encima de los límites establecidos desde la aprobación de dicha normativa, tanto en 2009 como en 2010, fue reconocido como nuevo déficit titulizable a través de FADE, con el consiguiente incremento de la deuda del sistema.

Gráfico 3. Senda legal del déficit de actividades reguladas 2009-2013 y déficit liquidado (millones €) en 2009, 2010 y Liquidación 10/2011



Fuente: CNE y RDL 6/2009 y 14/2010:

(1) Déficit real 2009: Liq 14/2009 – Devolución CO2: 4.300 millones €

(2) Déficit real 2010: Liq 14/2010: 5.554 millones €

(3) Déficit real 2011 (hasta última liquidación): Liq 10/2011: 3.258 millones €

En relación a los peajes de acceso, el siguiente cuadro muestra que las revisiones de peajes tras la introducción del déficit ex ante en 2007 se encaminaron a reducir el diferencial entre los costes e ingresos del sistema. Sin embargo, la evolución de los peajes para la convergencia de ingresos y costes se modificó en julio de 2010, en tanto las variaciones de los peajes se han relacionado con el resultado de las revisiones trimestrales del componente de energía de la TUR. Cabe señalar el diferente esfuerzo exigido en los peajes de los distintos grupos de consumidores. Así, los consumidores de muy alta tensión registraron en el periodo 2006-2011 una disminución de sus peajes en términos nominales acumulados del 17%, mientras que los peajes de los consumidores de media y baja tensión aumentaron en términos acumulados un 91% y 39%, respectivamente.

Cuadro 2. Variación (%) de los peajes de acceso desde 2006 hasta octubre de 2011, considerando el escenario de demanda previsto para 2011 fijo para todo el periodo analizado. Efecto precio.

Tarifa	2006/2005	2007/2006	2008/2007	Enero 2009 / Enero 2008	Julio 2009 / Enero 2009	Enero 2010 / Julio 2009	Julio 2010 / Enero 2010	Enero 2011 / Julio 2010	Abril 2011 / Enero 2011	Octubre 2011 / abril 2011	Acumulado: 2006-oct 2011
TARIFAS DE BAJA TENSION	3,4%	-1,6%	-11,1%	26,0%	14,3%	12,0%	-2,1%	0,0%	9,1%	-7,7%	39,1%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	4,2%	4,0%	-15,4%	33,5%	17,2%	8,9%	-3,0%	0,0%	10,6%	-11,4%	42,7%
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	15,8%	4,5%	-16,9%	36,6%	23,5%	22,0%	0,0%	0,0%	7,0%	0,0%	91,2%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	-8,2%	-15,2%	-17,5%	14,3%	23,0%	9,1%	-5,4%	0,0%	1,5%	-14,9%	-12,4%
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	1,9%	-18,6%	-18,6%	12,7%	27,5%	22,0%	0,0%	0,0%	7,0%	0,0%	24,3%
3.0 A (Pc > 15 kW)	1,9%	-10,9%	3,0%	10,7%	2,5%	17,7%	0,0%	0,0%	7,0%	0,0%	31,2%
TARIFAS DE ALTA TENSION	2,6%	-21,2%	2,1%	22,4%	30,0%	22,0%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	59,2%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	2,8%	-2,2%	2,6%	31,0%	30,0%	18,3%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	106,1%
6.1 (1 kV a 36 kV)	2,8%	-13,1%	4,5%	21,9%	30,0%	26,1%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	85,0%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1,9%	-40,5%	2,1%	12,8%	30,0%	24,7%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	13,3%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	1,9%	-46,1%	-3,5%	10,8%	30,0%	23,6%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	-5,5%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	1,9%	-54,0%	-12,2%	10,5%	30,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	-40,8%
TOTAL	3,2%	-6,4%	-8,4%	25,1%	17,8%	14,5%	-1,5%	0,0%	7,2%	-5,8%	44,0%

Fuente: Órdenes por las que establecen los peajes eléctricos

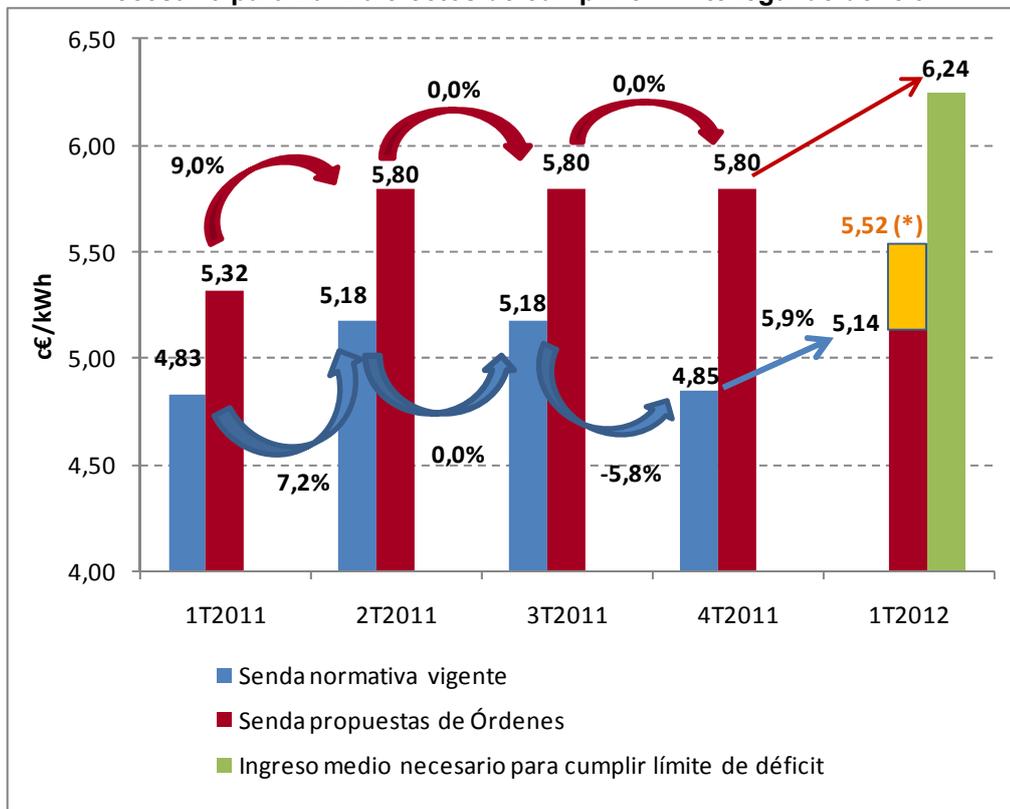
Nota: Puesto que la demanda considerada corresponde al año 2011 y se mantiene fija durante todo el periodo 2006-2011, este cuadro muestra únicamente el efecto-precio de las variaciones de los peajes de acceso. No refleja, por tanto, la variación en los ingresos por peajes de acceso (ya que ésta incluiría además del efecto-precio, el efecto-cantidad (variaciones de la demanda en el periodo considerado) y el efecto-composición (variaciones en la distribución de la demanda en los distintos grupos tarifarios en el periodo considerado).

Cabe indicar que las revisiones de los peajes incluidas en las propuestas de Orden han sido diferentes a las finalmente publicadas.

En particular, de haberse aplicado los peajes de acceso contenidos en la propuesta de Orden de julio de 2010, el déficit de actividades reguladas de dicho ejercicio se hubiera reducido en 518 M€, con el consiguiente impacto en los costes e ingresos del ejercicio 2011 y siguientes. Dichas variaciones en los peajes de acceso compensaron los aumentos del coste de energía de los consumidores acogidos a la TUR. Adicionalmente, de haberse aplicado las variaciones previstas en las sucesivas propuestas de Órdenes que revisan los peajes durante el ejercicio 2011, los ingresos de acceso (14.736 M€) habrían aumentado en 1.674 M€ respecto los ingresos previstos de aplicar los peajes con la normativa vigente (13.062 M€). Consecuentemente, el aumento necesario en los peajes de 2012 para obtener la suficiencia sería inferior al actualmente exigido debido a que, por una parte, se partiría de un nivel de peajes de acceso superior y, por otra parte, los costes de acceso serían inferiores al tener que financiar en 2012 un importe menor por el desajuste de 2011.

De acuerdo con la información contenida en la propuesta de Orden y Memoria que acompaña, los ingresos liquidables de 2012 (esto es, considerando el saldo de los pagos por capacidad) son insuficientes para cubrir los costes de acceso estimados menos el límite del déficit legal permitido. Como se observa en el gráfico siguiente, bajo un escenario teórico que hubiera considerado la senda de peajes de las propuestas de Órdenes informadas por la CNE, el aumento necesario en los peajes para 2012 sería inferior al actualmente necesario, para cumplir con el límite legal de déficit. En consecuencia, se insiste en la necesidad tanto de implementar medidas sobre los costes como de emplear las revisiones trimestrales de los peajes de acceso para alcanzar la suficiencia y corregir progresivamente la senda de déficit.

Gráfico 4. Evolución trimestral de la facturación media por peajes de acceso según las órdenes por las que se actualizan los peajes de acceso de electricidad y las propuestas de Órdenes informadas por la CNE (1er trimestre de 2011-1er trimestre de 2012). Comparación con el ingreso medio necesario para 2012 a efectos de cumplir el límite legal de déficit.



Fuentes: Órdenes por las que establecen los peajes de electricidad, propuestas de Órdenes y CNE
 (*) Ingreso medio de acceso (incluyendo otros ingresos de acceso y superávit de pagos por capacidad), según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Cabe señalar que, si en lugar de incrementar los pagos por capacidad un 72% a partir del 1 enero de 2011, se hubieran aumentado los peajes, el impacto sobre los consumidores hubiera sido idéntico y los aumentos necesarios en los peajes de acceso en las sucesivas revisiones trimestrales hubiera sido inferior al actual, tal y como se señaló en el Informe 39/2010 de esta Comisión.

Por último, en relación con las diferencias entre las propuestas de Órdenes por las que se revisan los peajes y los peajes finalmente publicados en el BOE, se advierte de que la Sentencia del Tribunal Supremo de 18 de octubre de 2011 ha declarado nulo artículo 1 de la Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio, justificándose, entre otros aspectos, porque la modificación introducida respecto de la propuesta de Orden de carácter tan sustancial no fue objeto de nuevo informe de la Comisión Nacional de Energía, teniendo en cuenta que los cambios introducidos respecto de la propuesta no responden ni al informe de la CNE ni al trámite de alegaciones.

Asimismo, resulta necesario señalar que dos Autos de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo de 20 de diciembre de 2011 han suspendido la eficacia del artículo 1 apartado 2 de la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, de revisión de peajes a partir de 1 de octubre de 2011, en la medida que dispone, por referencia al primer apartado de su anexo I, la reducción de los términos de facturación de energía activa aplicable a los peajes 2.0A y 2.0DHA, respecto de los anteriormente fijados, por argumentos sustancialmente coincidentes con los aquí

recogidos sobre las consecuencias de la insuficiencia de ingresos liquidables para la cobertura de costes de acceso estimados menos el límite del déficit legal permitido.”

3 ESCENARIO DE PREVISIÓN DE INGRESOS POR PEAJES DE ACCESO Y DE COSTES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA 2012 SEGÚN LA PROPUESTA DE ORDEN

Se analizan las previsiones de ingresos y costes de las actividades reguladas para 2012 según la propuesta de Orden y la mejor información disponible por esta Comisión en el momento de elaboración del presente informe.

3.1 Previsiones de demanda en barras de central y en consumo

La demanda según el Operador del Sistema se mantendrá en 2012 respecto a 2011

Las demandas previstas en b.c. para el cierre del ejercicio 2011 y 2012 de la propuesta de Orden, según la Memoria que la acompaña, coinciden con las remitidas por la CNE el pasado 13 de octubre, coherentes con la previsión del Operador del Sistema (OS) de septiembre de 2011. No obstante, tal y como se indicó en el informe remitido al MIET se han actualizado las previsiones de demanda en barras de central nacional y en consumo para el cierre de 2011 y para 2012, según la última información proporcionada por el OS el pasado 5 de diciembre de 2011. Estas estimaciones se corresponden con una previsión de demanda en consumo inferior a la incluida en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

En el Cuadro 3 se presenta la demanda en consumo prevista para el cierre del año 2011, desagregada por grupo tarifario, y la demanda en consumo prevista para 2012, según la propuesta de Orden y de acuerdo con la última actualización realizada por el OS en diciembre de 2011 para la demanda en b.c. (véase el Anexo I). Según dicho escenario, la demanda en consumo prevista para el año 2012 asciende a 249.319 GWh, cifra un 0,1% superior a la demanda en consumo prevista para el cierre del año 2011.

Cuadro 3. Previsión de demanda en consumo actualizada para el cierre del año 2011 y 2012 desagregada por grupo tarifario (GWh)

Peaje	Propuesta de Orden			Actualización diciembre		
	Cierre 2011	2012	% variación 2012 sobre 2011	Cierre 2011	2012	% variación 2012 sobre 2011
BAJA TENSIÓN	125.008	126.262	1,0%	123.679	123.510	-0,1%
Pc ≤ 10 kW	75.324	76.013	0,9%	74.931	75.024	0,1%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.893	10.965	0,7%	10.674	10.711	0,3%
Pc > 15 kW	38.791	39.283	1,3%	38.074	37.774	-0,8%
3.0 A	38.791	39.283	1,3%	38.074	37.774	-0,8%
MEDIA TENSIÓN	75.344	76.827	2,0%	75.226	75.297	0,1%
3.1 A	16.843	17.014	1,0%	16.735	16.608	-0,8%
6.1	58.501	59.813	2,2%	58.491	58.689	0,3%
ALTA TENSIÓN	50.587	51.745	2,3%	50.249	50.512	0,5%
6.2	16.141	16.446	1,9%	16.560	16.399	-1,0%
6.3	8.741	9.051	3,5%	8.374	8.319	-0,7%
6.4	25.705	26.248	2,1%	25.315	25.794	1,9%
TOTAL DEMANDA EN CONSUMO	250.939	254.834	1,6%	249.155	249.319	0,1%

Fuentes: CNE, OS.

Notas:

- (1) Integra los peajes 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS aplicables a clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW.
- (2) Integra los peajes 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS aplicables a clientes de baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW.
- (3) Peaje 3.0 A, de aplicación a clientes de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

Teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda y su desagregación por tipología de consumidores, se incluyen en el presente informe ambos escenarios para 2012, el de la propuesta de Orden (254.834 GWh) y la actualización a diciembre (249.319 GWh), acorde este último con la última previsión del OS.

3.2 Los costes de acceso de la propuesta de Orden

En el Cuadro 4 se comparan los costes de acceso de 2011 (previstos para el cierre de 2011, teniendo en cuenta la Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011 y Orden ITC/2585/2011 para 2011) y los costes previstos en la propuesta de Orden para 2012. Los costes previstos en la propuesta de Orden para 2012 ascienden a 17.598 M€⁴, cifra que supera en 781 M€ a los costes previstos para el cierre del ejercicio 2011. En definitiva, 2012 se presenta como un escenario de previsión en el que la demanda se mantiene constante, según la última información del Operador del Sistema y los costes de acceso aumentan un 4,6% en términos anuales, teniendo en cuenta que según el RDL 6/2009 la compensación extrapeninsular será financiada en

⁴ Existe una inconsistencia entre la retribución a la distribución y gestión comercial de la propuesta de Orden y la que figura en el escandallo de costes de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Se ha considerado la que figura en la propuesta de Orden.

un 75% por los PGE. Cabe indicar que si no fuera así, los costes de acceso aumentarían un 13,3%.

Las partidas de costes de acceso que experimentan mayores aumentos en 2012 respecto al cierre de 2011, según la propuesta de Orden, son las anualidades del déficit de actividades reguladas (28,6%), justificado por la incorporación de dos nuevas anualidades (desajuste 2010 y déficit 2011); la retribución al transporte (14,7%) debido a la incorporación del coste del cable de Baleares y las primas del régimen especial (6,2%). En términos absolutos, de los 780 M€ más de costes de acceso respecto a 2011, 486 M€ corresponden al aumento de las anualidades para la financiación del déficit, 412 M€ a las primas del régimen especial y 225 M€ a la retribución al transporte, respecto a otras partidas de costes que disminuyen, tales como la compensación extrapeninsular, entre otras (-274,5 M€).

Cuadro 4. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC para 2011 (Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011 y Orden ITC/2585/2011) y en la propuesta de Orden para 2012

Coste de acceso (Miles €)	Previsión Liquidación 14/2011 (Orden ITC/3353/2010 + Orden ITC/688/2011 + Orden ITC/1068/2011 + Orden ITC/2585/2011) (A)	Previsión 2012 Propuesta de Orden (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Transporte	1.534.426	1.759.739	225.313	14,7%
<i>Empresas Peninsulares</i>	1.390.550	1.600.671	210.121	15,1%
REE	1.299.545	1.557.102	257.557	19,8%
Resto peninsulares	91.005	43.569	- 47.436	-52,1%
<i>Extrapeninsulares</i>	143.876	159.068	15.192	10,6%
Distribución	5.231.289	5.301.001	69.712	1,3%
<i>Retribución a la Distribución</i>	4.862.115	4.936.789	74.674	1,5%
Distribuidores D.T 11ª	359.174	364.212	5.038	1,4%
Limpieza de márgenes	10.000	-	- 10.000	-100,0%
Compensaciones pendientes DT11ª	-	-	-	-
Gestión Comercial	226.591	226.591	-	0,0%
Seguridad de suministro	589.072	561.499	- 27.573	-4,7%
<i>Sistema de interrumpibilidad en mercado</i>	589.072	561.499	- 27.573	-4,7%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	54.343	52.347	- 1.996	-3,7%
Moratoria Nuclear	54.207	52.220	- 1.987	-3,7%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	136	127	- 9	-6,9%
Interrumpibilidad, régimen especial y otros	-	-	-	-
Prima del Régimen Especial	6.601.621	7.013.581	411.960	6,2%
Costes permanentes	824.924	548.629	- 276.295	-33,5%
Compensación extrapeninsulares	760.654	486.155	- 274.499	-36,1%
Operador del Sistema	39.032	39.618	586	1,5%
CNE	25.238	22.856	- 2.382	-9,4%
Déficit de actividades reguladas	1.700.816	2.187.558	486.742	28,6%
Titulizados antes RDL 6/2010	412.584	424.530	11.946	2,9%
Déficit de ingresos año 2005	311.661	320.687	9.026	2,9%
Adjudicatarios 2ª subasta déficit ex ante	100.923	103.843	2.920	2,9%
	-	-	-	-
Fondo de titulización	612.683	846.434	233.751	38,2%
Déficit pendiente de titularizar	675.549	916.594	241.045	35,7%
Déficit de ingresos año 2006	174.485	182.494	8.009	4,6%
Déficit de ingresos año 2008	241.249	129.043	- 112.206	-46,5%
Déficit de ingresos año 2009	71.670	943	- 70.727	-98,7%
Déficit de ingresos año 2010	26.676	378	- 26.298	-98,6%
Desajuste ingresos 2010	-	194.564	194.564	-
Déficit de ingresos año 2011	-	247.806	247.806	-
Déficit extrapeninsular 2003 - 2005	47.914	48.937	1.023	2,1%
Déficit extrapeninsular 2006-2008	56.245	112.429	56.184	100,0%
Déficit extrapeninsular 2007	26.131	-	- 26.131	-100,0%
Déficit extrapeninsular 2008	31.179	-	- 31.179	-100,0%
Exceso de déficit de años anteriores	53.944	-	- 53.944	-100,0%
Desajuste 2010	53.944	-	- 53.944	-100,0%
Desajuste 2011	-	-	-	-
Otros	-	- 52.980	- 52.980	-
Ingresos por exportaciones	-	- 52.980	- 52.980	-
Diferencias pérdidas	-	-	-	-
Total Costes de acceso	16.817.026	17.597.964	780.938	4,6%

Fuentes: CNE, Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011 y Orden ITC/2585/2011 por las que se revisan los peajes durante 2011, propuesta de Orden de peajes 2012 y Memoria que la acompaña.

Según la última información disponible por esta Comisión, los costes de acceso previstos para 2012 ascienden a 18.331,5 M€, esto es, 733,5 M€ más que los incluidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 5. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC y por la CNE para 2012

Coste de acceso (Miles €)	Previsión 2012		Previsión CNE vs Propuesta de Orden	
	Propuesta de Orden (A)	Previsión CNE (B)	Diferencia (A) - (B)	% variación (B) sobre (A)
Coste Transporte	1.759.739	1.740.640	- 19.099	-1,1%
Coste Distribución	5.301.001	5.466.154	165.154	3,1%
Coste Gestión Comercial	226.591	226.591	-	0,0%
Costes de diversificación	7.627.427	7.835.686	208.260	2,7%
Prima RE	7.013.581	7.221.000	207.419	3,0%
Servicio de interrumpibilidad	561.499	561.499	-	0,0%
Resto	52.347	53.187	841	1,6%
Costes Permanentes	548.629	540.841	- 7.788	-1,4%
Cuotas	62.474	64.341	1.867	3,0%
Compensación extrapeninsular	486.155	476.500	- 9.655	-2,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.187.558	2.316.484	128.926	5,9%
Exceso déficit años anteriores	-	258.049	258.049	
Otros	- 52.980	- 52.980	-	0,0%
Costes de acceso	17.597.964	18.331.465	733.501	4,2%

Fuentes: CNE, propuesta de Orden de peajes 2012 y Memoria que la acompaña.

Cabe señalar que las diferencias entre los costes previstos en la propuesta de Orden y los costes estimados por la CNE se explican, fundamentalmente, por los siguientes componentes de coste.

- Retribución de la distribución: se ha revisado en coherencia con el informe “*Propuesta de retribución definitiva para el año 2011 y de retribución provisional para el año 2012 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009*”, ha sido aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 21 de diciembre de 2011.
- Primas del Régimen especial: se han actualizado considerando un menor impacto de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y actualizando la entrada en funcionamiento de parte de las instalaciones de solar termoeléctrica adscritas a las correspondientes fases de puesta en servicio, con la más reciente información disponible de acuerdo con los propios agentes activos en esta tecnología.
- Anualidades del déficit de actividades reguladas: se ha actualizado el cálculo teniendo en cuenta las décima y undécima emisiones por parte de FADE y, según se establece en la normativa vigente, se incorpora la anualidad correspondiente a la financiación del déficit del ejercicio 2012.
- Desajuste del ejercicio 2011: se ha considerado como mejor previsión el déficit registrado en la Liquidación 10/2011. Se debería tener en cuenta, adicionalmente, los intereses que correspondan y el impacto del Auto del Tribunal Supremo de 20 de diciembre de 2011, por el

que se suspende la eficacia del artículo 1.2 y la ejecutividad del artículo 5 de la Orden ITC/2585/2011⁵.

Asimismo, cabe indicar que el precio de mercado incluido en las estimaciones de esta Comisión para el Régimen especial y para la compensación extrapeninsular de 2012 asciende a 54 €/MWh.

En el Anexo II del presente informe se justifica con mayor grado de detalle dichas diferencias.

3.3 Los ingresos por peajes de acceso de la propuesta de Orden

Los ingresos resultantes de aplicar los peajes de acceso de la propuesta de Orden a la demanda prevista por el MITC, según la Memoria que le acompaña, ascienden a 13.087 M€, y se incrementarán un 5,9% en términos medios respecto a 2011 (unos 733 M€ más que con los peajes vigentes). Dichas variaciones en los peajes afectan de forma discriminatoria entre grupos de consumidores, si bien no se justifica dicha diferenciación ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que la acompaña. Cabe destacar que, se mantienen los términos de potencia y energía de los peajes de acceso de todos los consumidores (incluyendo los peajes con discriminación horaria supervalle de los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW), con la excepción de los peajes de acceso de clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW sin discriminación horaria (2.0 A) y con discriminación horaria en dos periodos (2.0 DHA), cuyos términos de energía se incrementan hasta compensar la reducción registrada en el coste de la energía de la TUR (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Previsión de ingresos 2012 por aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden

Peaje	Consumo (GWh)	Orden ITC/688/2011 y Orden ITC/2585/2011		Propuesta de Orden		Diferencias	
		Ingresos acceso (Miles €)	Ingresos acceso (€/MWh)	Ingresos acceso (Miles €)	Ingresos acceso (€/MWh)	Miles €	% variación
BAJA TENSIÓN	126.262	9.016.158	71,4	9.748.741	77,2	732.582	8,1%
Pc ≤ 10 kW	76.013	5.764.673	75,8	6.497.256	85,5	732.582	12,7%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.965	904.542	82,5	904.542	82,5	-	0,0%
Pc > 15 kW	39.283	2.346.943	59,7	2.346.943	59,7	-	0,0%
MEDIA TENSIÓN	76.827	2.820.835	36,7	2.820.835	36,7	-	0,0%
3.1 A	17.014	891.385	52,4	891.385	52,4	-	0,0%
6.1	59.813	1.929.450	32,3	1.929.450	32,3	-	0,0%
ALTA TENSIÓN	51.745	517.385	10,0	517.385	10,0	-	0,0%
6.2	16.446	236.219	14,4	236.219	14,4	-	0,0%
6.3	9.051	97.612	10,8	97.612	10,8	-	0,0%
6.4	26.248	183.553	7,0	183.553	7,0	-	0,0%
Total peajes	254.834	12.354.378	48,5	13.086.960	51,4	732.582	5,9%

Fuente: Orden ITC/688/2011, Orden ITC 2585/2011, propuesta de Orden y Memoria que la acompaña.

Notas:

- (1) Integra los peajes 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS aplicables a clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW.
- (2) Integra los peajes 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS aplicables a clientes de baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW.

⁵ El impacto sobre los ingresos del sistema de la reducción de precios de los peajes 2.0 A y 2.0 DHA se estima en 203 M€. La anualidad correspondiente a la financiación del déficit del ejercicio 2011 liquidada con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ITC/2585/2011 ascendía a 111 M€.

(3) Peaje 3.0 A, de aplicación a clientes de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

Los ingresos previstos por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.087 M€, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva, los excesos de potencia y otros ingresos, estimados en 710 M€. Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2012, resultado de considerar la facturación por peajes de acceso, por energía reactiva, excesos de potencia, peajes a generadores, liquidación del recargo del 20% sobre la TUR de los clientes en régimen transitorio y los peajes de consumos propios de generadores ascienden a 13.797 M€. En caso de considerar el escenario de demanda para 2012 acorde con la revisión del OS de diciembre de 2011, dichos ingresos ascenderían a 13.607 M€ (véase Cuadro 7)

Cuadro 7. Previsión de ingresos 2012 según la propuesta de Orden y según una revisión actualizada de la demanda a diciembre de 2011

Peaje	Consumo (GWh)	Propuesta de Orden		Actualización diciembre	
		Ingresos acceso (Miles €)	Ingresos acceso (€/MWh)	Ingresos acceso (Miles €)	Ingresos acceso (€/MWh)
BAJA TENSIÓN	126.262	9.748.741	77,2	9.618.950	76,2
Pc ≤ 10 kW (1)	76.013	6.497.256	85,5	6.436.693	84,7
10 kW < Pc ≤ 15 kW (2)	10.965	904.542	82,5	893.294	81,5
Pc > 15 kW (3)	39.283	2.346.943	59,7	2.288.963	58,3
MEDIA TENSIÓN	76.827	2.820.835	36,7	2.786.313	36,3
3.1 A	17.014	891.385	52,4	878.440	51,6
6.1	59.813	1.929.450	32,3	1.907.873	31,9
ALTA TENSIÓN	51.745	517.385	10,0	512.990	9,9
6.2	16.446	236.219	14,4	235.950	14,3
6.3	9.051	97.612		94.651	10,5
6.4	26.248	183.553	7,0	182.389	6,9
Total peajes	254.834	13.086.960	51,4	12.918.253	50,7
Otros ingresos de acceso (4)		710.000		688.769	
Total	254.834	13.796.960	54,1	13.607.021	53,4

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

- (1) Integra los peajes 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS aplicables a clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW.
- (2) Integra los peajes 2.1 A, 2.1 DHA y 2.1 DHS aplicables a clientes de baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW.
- (3) Peaje 3.0 A, de aplicación a clientes de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.
- (4) Incluye facturación por excesos de potencia, energía reactiva, peajes de generadores, liquidación del recargo del 20% sobre la TUR de los clientes en régimen transitorio y 100 M€ por peajes por consumos propios de generadores, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

3.4 El déficit previsto para 2012 respecto al límite legal permitido

En el cuadro 6 se estima el déficit de actividades reguladas para cada uno de los escenarios de demanda considerado. Se observa que, según el escenario de ingresos y costes de la propuesta 28 de diciembre de 2011

de Orden, los peajes de acceso serían insuficientes para cubrir los costes de acceso previstos para el año 2012 en 3.801 M€, cifra que supera en 2.133 M€ el límite máximo de déficit permitido para 2012 (1.500 M€). No obstante, teniendo en cuenta el saldo de pagos por capacidad y los ingresos de acceso por los autoconsumos en generación para 2012, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, dicho déficit ascendería a 2.033 M€, por encima del límite legal permitido.

Según un escenario de demanda acorde con la revisión realizada por el OS en diciembre de 2011, la insuficiencia de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascendería a 3.991 M€ por encima del límite máximo de déficit para 2012. Teniendo en cuenta el saldo de pagos por capacidad, el déficit del sistema ascendería a 2.223 M€ por encima del límite legal permitido.

Teniendo en cuenta además los costes previstos por la CNE y el último escenario de demanda disponible (a diciembre de 2011), el déficit del sistema ascendería a 2.994 M€ por encima del límite legal permitido.

Cuadro 8. Previsión del desajuste sobre el límite legal permitido en 2012 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, considerando los costes de la propuesta de Orden y la actualización de la demanda a diciembre de 2011 y propuesta CNE, considerando el saldo de pagos por capacidad

	Propuesta de Orden (1)	Propuesta de Orden con demanda actualizada a diciembre (2)	Propuesta CNE (3)
Demanda en consumo (GWh)	254.834	249.319	249.319
Baja tensión	126.262	123.510	123.510
Media tensión	76.827	75.297	75.297
Alta Tensión	51.745	50.512	50.512
Ingresos acceso (M€) (A)	13.797	13.607	13.607
Peajes de acceso	13.087	12.918	12.918
Otros ingresos (4)	710	689	689
Costes de acceso (M€) (B)	17.598	17.598	18.331
Saldo Pagos por capacidad (C) (5)	-268	-268	-230
Límite RDL 6/2010 (D)	-1.500	-1.500	-1.500
Desajuste 2011 (A) - (B) - (C) - (D)	-2.033	-2.223	-2.994

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

- (4) Incluye facturación por excesos de potencia, energía reactiva, peajes de generadores y liquidación del recargo del 20% sobre la TUR de los clientes en régimen transitorio e ingresos de acceso por consumos propios en generación, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.
- (5) El saldo de los pagos por capacidad (Superávit) de los escenarios (1) y (2) se corresponden con la previsión de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el saldo de los pagos por capacidad de la propuesta CNE (3) es la diferencia entre los ingresos que resultan de aplicar los precios vigentes a la demanda actualizada a diciembre de 2011 y los costes estimados para 2012, según se justifica en el Anexo II del presente informe.

En consecuencia, para todos los escenarios de previsión, con los peajes de la propuesta de Orden, existiría un déficit de actividades reguladas superior al legalmente permitido, que exigiría un incremento de peajes adicional de entre el 15% y el 22%, dependiendo del escenario considerado.

A la fecha de realizar el presente informe, el escenario de 2012 se caracteriza por una atonía en la demanda según las últimas previsiones del OS, por un aumento previsto en los costes de acceso del 4,6% respecto a 2011 (todos los costes presentan aumentos, excepto la compensación extrapeninsular de acuerdo con el RDL 6/2009, destacando las anualidades para la financiación del déficit, que experimenta un incremento del 28,6% y la retribución del transporte, con un aumento del 14,7%) y por un aumento de los peajes de acceso de la propuesta de Orden que es insuficiente para cubrir el déficit esperado por encima del límite permitido. Cabe indicar el esfuerzo adicional de reducción del déficit de actividades reguladas en 2012 de 1.500 M€ menos que en 2011 (de 3.000 a 1.500 M€) del déficit máximo exigido en cumplimiento de la senda de convergencia de déficit establecido en la normativa vigente.

Claramente 2012 se presenta como un ejercicio tarifario que, con los peajes de la propuesta de Orden y los costes de las actividades reguladas según la normativa vigente, es deficitario. Por tanto se considera esencial establecer medidas con impacto inmediato en los costes de actividades reguladas, en los peajes de acceso, así como otras medidas de financiación, adicional a los peajes de acceso, de costes regulados. Todas estas medidas se consideran necesarias para llevar a la convergencia de los ingresos y costes del sistema.

Adicionalmente a los elementos de incertidumbre implícitos en todo ejercicio tarifario, respecto a la evolución de la demanda y su composición por grupo tarifario, se señalan los siguientes aspectos que podrían añadir mayores costes para el sistema en 2012.

– *Compensación extrapeninsular*

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.

La Ley 39/2010, de 22 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2011 mantuvo el importe de la Compensación extrapeninsular prevista para 2010 (256,4 M€), en lugar de aplicar la aportación correspondiente al 34% del total de la compensación, previsto en la Orden ITC/3519/2009 (462,2 M€) y acorde con lo establecido en el RD-Ley 6/2009 para 2010.

En el caso de que se prorrogaran los actuales PGE durante 2012, el importe por este concepto que debiera ser financiado con cargo a los peajes de acceso ascendería a 1.296 M€, en lugar de los 760,7 M€ previstos en la Orden ITC/3353/2010, lo que incrementaría el desajuste del ejercicio 2011 en 535 M€ más.

– *Primas del Régimen Especial*

Según la última información disponible, las primas del régimen especial podrían ser más elevadas para el ejercicio 2011, debido a la incertidumbre del impacto de la limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas impuesto por las

disposiciones adicional primera y transitoria segunda del Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, así como por un mayor ritmo de penetración de la termosolar (véase epígrafe 5.34)

– *Anualidades FADE*

No se ha contemplado la realización de ninguna emisión FADE en el cálculo de las anualidades de déficit de 2012, si bien todo coste añadido, si no se ajustan los peajes, será un mayor déficit del sistema (a modo de ejemplo, en 2011 el coste resultante de la financiación FADE con cargo a las anualidades ascendió a 131,9 M€ más de lo previsto inicialmente). La anualidad correspondiente a FADE se ha calculado teniendo en cuenta la tasa interna de rendimiento (TIR) de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2011 incluidas comisiones más un diferencial de 30 puntos básicos. Esta anualidad deberá ser actualizada con las sucesivas emisiones que se puedan realizar durante 2012, tal y como establece la normativa vigente. A efectos de valorar el impacto de dichas emisiones sobre los peajes de acceso, en el Cuadro 9 se resume la variación en las anualidades para la financiación del déficit de las emisiones de FADE en función del volumen de emisión y la diferencia entre el tipo de interés de la emisión y el tipo de interés reconocido a las empresas eléctricas, cuya metodología está pendiente de desarrollo.

Cuadro 9. Impacto en las anualidades para la financiación del déficit de las emisiones a través de FADE, dependiendo del tipo de interés y el volumen de emisión

Volumen de emisión a través de FADE (miles €)	Diferencial de tipo de interés de emisión de FADE respecto del tipo de interés reconocido a las empresas (1)									
	3,0%	3,5%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%
1.000.000	6.973	10.239	13.559	16.932	20.357	23.834	27.360	30.935	34.558	38.228
2.000.000	13.947	20.478	27.118	33.864	40.714	47.667	54.720	61.871	69.117	76.457
3.000.000	20.920	30.717	40.677	50.796	61.072	71.501	82.080	92.806	103.675	114.685
4.000.000	27.893	40.956	54.236	67.728	81.429	95.334	109.440	123.741	138.234	152.914
5.000.000	34.867	51.195	67.795	84.660	101.786	119.168	136.800	154.676	172.792	191.142
6.000.000	41.840	61.434	81.354	101.592	122.143	143.001	164.160	185.612	207.351	229.371
7.000.000	48.813	71.673	94.912	118.524	142.500	166.835	191.519	216.547	241.909	267.599
8.000.000	55.787	81.912	108.471	135.456	162.858	190.668	218.879	247.482	276.468	305.827
9.000.000	62.760	92.151	122.030	152.388	183.215	214.502	246.239	278.417	311.026	344.056
10.000.000	69.733	102.390	135.589	169.320	203.572	238.335	273.599	309.353	345.585	382.284

Fuente: CNE

(1) El tipo de interés considerado en el cálculo de las anualidades correspondiente a FADE y las empresas eléctrica según se detalla en el Anexo II del informe.

4 PROPUESTAS REGULATORIAS

Esta Comisión se reitera respecto a las consideraciones de su informe 29/2011 y, en particular, a la necesidad de implementar de forma inmediata, entre otras medidas, propuestas regulatorias dirigidas a eliminar el déficit estructural del sistema y a mitigar su endeudamiento. Algunas de estas medidas fueron señaladas en los informes de esta Comisión 39/2010, Informe recopilatorio de medidas propuestas enviado al MITC el 14 de abril de 2011, Informe 18/2011, Informe 10/2011, Informe 27/2011, Informe 34/2011.

Se hace necesaria la introducción de medidas regulatorias con un efecto inmediato, a corto plazo, para minorar el esfuerzo necesario de los peajes de acceso, contribuir a corregir el déficit del sistema y para mitigar los costes de la financiación de la deuda pendiente de titulización. A continuación se resumen determinadas medidas regulatorias con impacto a corto plazo ya propuestas.

En primer lugar, esta Comisión ha propuesto medidas sobre los costes de las actividades reguladas, si bien se considera que todas las actividades deben contribuir a moderar la senda creciente de los costes en una situación como la actual, y que se deben proporcionar señales de

eficiencia en la evolución de los costes. Se indica el tipo de actuación necesaria para su implementación.

- Salida de la retribución del transporte de los activos ya amortizados o dados de baja: *Tipo de actuación:* Modificación RD 2819/1998. (Véase informe 39/2010)
- Revisión de parámetros de eficiencia en la retribución del transporte a efectos de trasladar las economías de escala y de alcance a los costes reconocidos en 2012. *Tipo de actuación:* Resolución de la DGPEM para las instalaciones anteriores a 2008 (factores X e Y) y modificación del RD 325/2008 para las instalaciones a partir de 2008 (factores X e Y). (Informe enviado al MITC el 21 de octubre de 2011, sobre la solicitud de la DGPEM de la estimación de costes de las actividades reguladas para la elaboración de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012).
- Aplicación de ganancias de eficiencia en la retribución de los distribuidores de menos de 100.000 clientes. *Tipo de actuación:* Orden Ministerial. (Informe y Propuesta de retribución de la actividad de distribución para 2012. Distribuidores con menos de 100.000 clientes. Aprobado 1 de diciembre de 2012).
- Aplicación de ganancias de eficiencia en la retribución de los distribuidores sujetos a liquidaciones antes de 1 de enero de 2009. Tipo de actuación: Orden Ministerial. (Informe y Propuesta de retribución de la actividad de distribución definitiva para 2011 y provisional para 2012. Distribuidores sujetos a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009. Aprobado el 21 de diciembre de 2011.)
- Revisión de las sinergias entre la gestión comercial de la distribución y el margen comercial del CUR (éste último no afecta déficit de actividades reguladas) y traslado en fórmula retributiva IPC-X, *Tipo de actuación:* Orden ministerial de peajes de acceso. (Informe 13/2009 y 9/2010).
- Traslado de la retribución del OS del escandallo de costes de acceso al coste de energía de los agentes, en los términos del Anteproyecto de Ley informado por la CNE. (Informe 18/2011). Necesario tener en cuenta la imputación de costes entre la función de transporte y Operación del Sistema con el fin de no trasladar más costes al consumidor. *Tipo de actuación:* Ley. No es una medida que implique un ahorro neto en costes totales para el consumidor, aunque minore el déficit.
- En su informe 18/2011 esta Comisión señaló que, en general, los costes de gestión de la demanda deberían ser financiados externamente al peaje de acceso, con cargo a los precios regulados que correspondan. *Tipo de actuación:* Real Decreto. Esta medida, que traslada costes de acceso hacia el precio de energía del consumidor, debería ser aplicada una vez que se alcance la suficiencia de los peajes. No es una medida que implique ahorro neto en costes totales para el consumidor, aunque minore el déficit.
- Maximizar la energía transferida desde la península a Baleares a través de un estudio técnico del enlace. *Tipo de actuación:* Orden. (Informe 27/2011).

Entre las mejoras propuestas por esta Comisión que contribuirían a dar señales de eficiencia en el cálculo de los costes e ingresos del sistema, cabe indicar:

- La introducción de un mecanismo de control de la lectura y facturación de peajes de acceso a los distribuidores (informe 39/2010). *Tipo de actuación:* Real Decreto.
- Responsabilizar al OS en las previsiones de demanda a efectos de peajes de acceso de electricidad. Responsabilidad del OS y del GTS a realizar previsiones conjuntas de demanda eléctrica y de gas de CCGTs. *Tipo de actuación:* Real Decreto. (En informe enviado al MITC el 2 de diciembre de 2011 sobre Previsiones de demanda y facturación del sector del gas natural para el 2012).

- Responsabilizar al OS en las previsiones de los ajustes de los coeficientes de pérdidas para el cierre de la energía en el mercado y del cálculo de los perfiles. *Tipo de actuación:* Real Decreto. Informe 34/2011.
- Establecimiento de precios regulados para la retribución de la Operación del sistema y del Operador del mercado según metodología transparente y objetiva, establecida por la CNE. *Tipo de actuación:* Real Decreto (Informe 18/2011).

En segundo lugar, esta Comisión ya ha propuesto en diferentes informes (informe 10/2011 y 38/2011) un conjunto de medidas relativas al mecanismo de financiación y cesión del déficit tarifario. Debido al nivel de deuda alcanzada por el sistema, a los costes de financiación y, en particular, a la experiencia de un año de los costes generados por el mecanismo de titulización, se considera necesario procurar un equilibrio entre las partes afectadas por la financiación del déficit de tarifa y por los costes derivados de la titulización: la Administración, los consumidores y las empresas.

En este sentido, cabe indicar que en el pasado, a diferencia del mecanismo de titulización vigente, se aplicaron distintas fórmulas para posibilitar que las empresas que financiaban los déficit de actividades reguladas pudieran recuperar el valor de sus derechos de cobro anticipadamente, en lugar del plazo establecido. En particular, para el déficit correspondiente a 2005, fueron las propias empresas quienes titularon sus derechos de cobro con las entidades financieras. A cambio de recibir el valor de sus derechos anticipadamente, las empresas los cedieron a las entidades financieras por un importe inferior al de su valor a la fecha de cesión. Este descuento, así como los costes de colocación fueron asumidos íntegramente por parte de las empresas eléctricas, sin que hubiera ninguna traslación al consumidor.

Alternativamente al anterior mecanismo de financiación citado y al vigente a través de FADE, las propuestas de esta Comisión (véase informe 10/2011) están encaminadas a procurar un mecanismo de financiación conjunta, entre el consumidor y las eléctricas, de los costes de financiación de FADE. Estos son, los costes de las entidades colocadoras, los costes del Fondo (30 puntos básicos sobre la TIR de la emisión) y los costes de financiación de los instrumentos financieros que emite el Fondo en tanto que mediante la cesión a FADE, las empresas (los cedentes) tienen la posibilidad de recuperar el valor de sus derechos, que de otro modo obtendrían en un plazo dilatado de tiempo. Estas propuestas podrían afectar a las cantidades no cedidas al Fondo de titulización.

Según el escenario de ingresos y costes para 2012, se estima que la aplicación de las medidas señaladas anteriormente con desarrollo normativo necesario de distinto índole, y con impacto económico en el corto plazo (reducción de costes de actividades reguladas y reparto de costes de la financiación de FADE) permitirían un ahorro anual de costes que mitigaría el esfuerzo necesario para lograr la suficiencia. En cualquier caso, sería necesario realizar una revisión en profundidad de la regulación y su impacto sobre todos los agentes del sistema y realizar ajustes adicionales en los peajes que pagan los consumidores.

Adicionalmente, esta Comisión en su informe 18/2011 señaló que a efectos de atenuar el impacto sobre el sector eléctrico de la financiación de las primas de régimen especial, se podría contemplar el análisis de otras fuentes de financiación adicionales a los peajes de acceso de electricidad, con cargo a otros sectores energéticos o a otras fuentes de ingresos, tales como los ingresos generados con las subastas de licencias de emisión a partir de 2013. Otra medida corresponde a la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo de 8 de abril de 2010 relativa a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética correspondientes a 2009. *Tipo de actuación:* Ejecución de la Sentencia del Supremo. (Véase Informe 39/2010).

En tercer lugar, esta Comisión ha propuesto en su informe 18/2011, aplicar medidas que inciden en la regulación de los peajes de acceso. En particular, se considera necesario establecer una metodología de cálculo de los peajes de acceso. Se hace necesario la transposición del tercer paquete de Directivas europeas, en particular, establecer la función de que CNE como regulador sectorial implemente una metodología de asignación de la totalidad de los costes para establecer peajes de acceso. La metodología de peajes debería incluir la determinación de suplementos territoriales en el caso de normas de carácter autonómico o local que dieran lugar a un sobrecoste respecto a lo establecido por la normativa nacional. *Tipo de actuación:* Norma de rango de ley.

Esta Comisión considera que el establecimiento de los peajes de acceso debe ser independiente de las variaciones del coste de la energía de la TUR, tal y como indicó, entre otros, en su informe 29/2011. Transitoriamente, mientras no exista equilibrio entre los ingresos y costes previstos, cabría revisar progresivamente los peajes, tal y como señaló en sus informes sobre propuestas de Órdenes de revisión de peajes (desde el Informe 39/2010-29/2011).

5 PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE LOS COSTES DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

A continuación se propone las siguientes modificaciones en los costes de la propuesta de Orden. En el Anexo II del informe se describen detalladamente las hipótesis de cálculo.

5.1 Transporte

Se propone sustituir los costes del transporte establecidos en el artículo 1 de la propuesta de Orden por los recogidos en el Cuadro 10, actualizados con la última información disponible (Véase Anexo II).

Cuadro 10. Previsión de los costes de transporte para 2012

Retribución Transporte	(Miles de €)
TOTAL PENINSULAR	1.586.207
Red Eléctrica de España, S.A.	1.545.192
Unión Fenosa Distribución, S.A.	41.015
TOTAL EXTRAPENINSULAR	154.433
Red Eléctrica de España, S.A.	154.433
TOTAL	1.740.640

Fuente: CNE

Esta propuesta de los costes de transporte para 2012 incluye el importe en concepto de incentivo a la disponibilidad recogido en la siguiente tabla:

Incentivo a la disponibilidad	(Miles de €)
PENINSULAR	18.206
Red Eléctrica de España, S.A.	18.105
Unión Fenosa Distribución, S.A.	101
EXTRAPENINSULAR	0

Red Eléctrica de España, S.A.	0
TOTAL	18.206

5.2 Distribución

De acuerdo con la “Propuesta de retribución definitiva para el año 2011 y de retribución provisional para el año 2012 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009”, ha sido aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 21 de diciembre de 2011, se entiende preciso proceder a la corrección de la retribución definitiva para el año 2010, de acuerdo con el siguiente tenor:

Artículo 2. Revisión de los costes de distribución para 2010 y 2011 y previsión de los costes de distribución y gestión comercial para 2012.

1. Los costes definitivos para 2010 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y FEVASA y SOLANAR, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, incluido el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio, se fijan en las siguientes cuantías:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.	1.593.123
UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.	750.076
HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.	151.454
E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L. (*)	144.640
ENDESA peninsular (**)	1.734.739
ENDESA extrapeninsular	308.528
FEVASA	1.052
SOLANAR	333
TOTAL	4.683.945

(*) 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.

(**) El incentivo de calidad de ENDESA extrapeninsular se encuentra incluido en el de ENDESA peninsular.

2. Los costes provisionales para 2011 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y FEVASA y SOLANAR, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, incluido el incentivo o penalización a la reducción de pérdidas y sin incluir el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio se fijan en las siguientes cuantías:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
<i>IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.</i>	1.662.856
<i>UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.</i>	781.191
<i>HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.</i>	157.051
<i>E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L. (*)</i>	151.583
<i>ENDESA peninsular</i>	1.798.086
<i>ENDESA extrapeninsular</i>	317.799
<i>FEVASA (**)</i>	1.088
<i>SOLANAR (**)</i>	336
TOTAL	4.869.990

(*) Como consecuencia de la integración de Nuestra Señora de la Soledad de Tendilla y Lupiana en Unión Fenosa Distribución, S.A, la retribución de dicha empresa se añade a la retribución de Unión Fenosa Distribución S.A. (146 miles de €, retribución reconocida a la citada empresa en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre.

(**) De acuerdo al artículo 8.4 del RD 222/2008 a las empresas FEVASA y SOLANAR no le son de aplicación los incentivos de calidad y pérdidas.

Estos costes serán revisados una vez se disponga de la información necesaria para calcular el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio.

3. Los costes provisionales para 2012 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y FEVASA y SOLANAR, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, sin incluir el incentivo o penalización a la reducción de pérdidas y el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio se fijan en las siguientes cuantías:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
<i>IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.</i>	1.736.470
<i>UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.</i>	830.386
<i>HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.</i>	161.282
<i>E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L.</i>	155.799
<i>ENDESA (PENINSULAR) (*)</i>	1.889.339
<i>ENDESA (EXTRAPENINSULAR)</i>	318.365
<i>FEVASA (**)</i>	1.105
<i>SOLANAR (**)</i>	341
TOTAL	5.093.087

(*) El incremento de retribución asociado al incremento de actividad (Y) de ENDESA extrapeninsular se encuentra incluido en el de ENDESA peninsular.

(**) De acuerdo al artículo 8.4 del RD 222/2008 a las empresas FEVASA y SOLANAR no le son de aplicación los incentivos de calidad y pérdidas.

Asimismo, en relación con el anterior apartado 1, se entiende necesario que en la Orden que finalmente se incluya la siguiente disposición adicional:

Disposición adicional xxxx. Liquidación de la revisión de los costes de distribución para 2010.

Las asignaciones de costes correspondientes a la revisión de los costes de distribución para 2010 que figuran en el artículo 2.1 de la presente Orden, serán liquidadas en las liquidaciones de las actividades reguladas del año 2011.

Finalmente, se propone modificar la retribución de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 en consonancia con los importes recogidos en el Informe elaborado por la CNE en cumplimiento de lo establecido en el artículo 8.1 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, aprobado por el Consejo de 1 de diciembre de 2011, y ser declarados como *previstos*, no como *provisionales*. Por todo lo anterior, se propone la siguiente redacción para este apartado:

4. *Para las empresas distribuidores con menos de 100.000 clientes, el coste acreditado previsto de la retribución de la actividad de distribución y gestión comercial será, para el año 2012, de 373.067,326 Miles de euros, según el desglose que figura en el anexo II.*

Por su parte, el Anexo II de la Propuesta de Orden debería ser sustituido por el que figura como Anexo V del presente Informe, en el que se han corregido dos errores que figuraban en el Informe de la CNE de fecha 1 de diciembre de 2011 y se ha añadido la empresa R1-365 ELECTRA REDENERGÍA, S.L., cuya Resolución de inscripción en el Registro de Distribuidores del Ministerio se recibió en la CNE con posterioridad a la emisión del citado Informe.

En el Anexo II del presente informe se justifican con mayor grado de detalle los cambios propuestos.

Cabe indicar que esta Comisión considera adecuada la eliminación de la partida de coste de limpieza de márgenes en la retribución de la distribución en 2012, incluida en la propuesta de Orden.

5.3 Compensación extrapeninsular

La compensación insular y extrapeninsular establecida en la propuesta de Orden, que asciende a 1.944.622 millones de euros, resulta superior en 38.622 miles de euros a la prevista por la CNE en su referido informe de 13 de octubre de 2011, como consecuencia de haberse adoptado una previsión de precio del mercado peninsular ligeramente inferior.

5.4 Primas del Régimen Especial

A continuación, se muestra la previsión de energía y potencia del régimen especial (e instalaciones de régimen ordinario que perciben prima según el artículo 45 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo) correspondiente al sistema español y su retribución total en 2011 y 2012.

Ejercicio 2011

Las últimas estimaciones del importe global liquidado en concepto de prima equivalente para el ejercicio 2011 han sido revisadas al alza con respecto al referido informe de 13 de octubre de 2011, ascendiendo a 6.876 millones de euros. Entre las causas a las que cabe atribuir esta revisión cabe citar:

- i) El impacto de la limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas impuesto por las disposiciones adicional primera y transitoria segunda del Real

Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, está siendo significativamente inferior al inicialmente esperado; este efecto podría en parte deberse a que el porcentaje de instalaciones que han declarado contar con seguimiento a 1 ó 2 ejes sería superior al estimado en su día.

- ii) Se ha revisado al alza la previsión del importe global de la prima equivalente percibida por las instalaciones de cogeneración retribuidas a tarifa, pues los precios del mercado registrados han sido inferiores a los considerados en las anteriores hipótesis.

No obstante lo anterior, se ha revisado a la baja la previsión de producción de energía eólica, basándose en los datos disponibles a 20 de diciembre de 2011, que arrojan valores inferiores a los anteriormente asumidos.

El cuadro que sigue resume la mejor estimación disponible a 20 de diciembre de 2011 para el importe de prima equivalente del año 2011:

Tecnología	Potencia a 31/12/2011 (MW)	Energía liquidada Total 2011 (GWh)	Horas utilización	Prima equivalente unitaria 2011 (cent€/kWh)	Prima Equivalente total 2011 (millones de Euros)
COGENERACIÓN	6.182	24.907	4.076	5,43	1.352
SOLAR FV	4.188	6.180	1.550	38,91	2.405
SOLAR TE	856	1.640	2.190	24,00	394
EÓLICA	20.658	43.541	2.124	4,13	1.800
HIDRÁULICA	2.045	5.980	2.951	3,92	234
BIOMASA	752	3.681	5.006	7,35	271
RESIDUOS	572	3.053	5.365	3,05	93
TRAT.RESIDUOS	658	4.417	6.713	7,42	328
Total general	35.913	93.399		7,36	6.876

En este sentido, UNESA ha estimado una prima equivalente en 2011 de 6.696 millones de euros.

Ejercicio 2012

Las estimaciones de prima equivalente para el ejercicio 2012 han sido igualmente revisadas al alza, ascendiendo a 7.221 millones de euros. Entre las causas a las que cabe atribuir esta revisión cabe citar:

- i) Se ha considerado que se extiende a 2012 el antedicho descrito menor impacto de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.
- ii) Se ha adelantado, respecto a la anterior estimación realizada, la entrada en funcionamiento de parte de las instalaciones de solar termoeléctrica adscritas a las correspondientes fases de puesta en servicio, aproximándose a la más reciente información disponible de acuerdo con los propios agentes activos en esta tecnología. Con todo, en el seno del sector eléctrico se manejan previsiones que elevarían la producción de energía solar termoeléctrica hasta los 4.800 GWh en 2012, frente a los poco más de 2.300 GWh aquí considerados —existe pues aún recorrido para hipótesis más expansivas en esta línea, con una repercusión significativa sobre el cálculo final, lo cual añade incertidumbre al importe de prima equivalente total.

El cuadro que sigue resume la mejor estimación disponible a 20 de diciembre de 2011 para el importe de prima equivalente total en 2012:

Tecnología	Potencia a 31/12/2012 (MW)	Energía liquidada Total 2012 (GWh)	Horas utilización	Prima equivalente unitaria 2012 (cent€/kWh)	Prima Equivalente total 2012 (millones de Euros)
COGENERACIÓN	6.490	25.488	4.076	4,83	1.232
SOLAR FV	4.296	6.703	1.560	38,94	2.610
SOLAR TE	1.551	2.326	2.190	23,76	553
EÓLICA	22.664	47.160	2.231	4,11	1.937
HIDRÁULICA	2.076	6.090	2.951	3,49	213
BIOMASA	810	3.898	5.006	6,76	264
RESIDUOS	580	3.089	5.365	3,03	94
TRAT.RESIDUOS	658	4.437	6.713	7,20	320
Total general	39.126	99.191		7,28	7.221

En este sentido, en la Memoria económica de la Propuesta de Orden se recogen 7.014 millones de euros, mientras que UNESA ha estimado una prima equivalente en 2012 de 7.608 millones de euros.

Adicionalmente, en el Anexo II del presente informe se han comprobado las variaciones introducidas en las primas y tarifas del régimen especial, detectándose erratas en relación con la actualización de la prima de referencia del subgrupo b.2.1 (tecnología eólica) y de la tarifa regulada y la prima del subgrupo c.2. , así como de la tarifa para las instalaciones fotovoltaicas acogidas al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, inscritas en las convocatorias correspondientes a los años 2009 y 2010.

Por otra parte, según se establece en la Orden ITC/3128/2011, se incrementa a 20 días la obligación del mantenimiento de las existencias de gas natural de carácter estratégico de ventas firmes. Sin embargo, en la fórmula de actualización de las tarifas y primas de la cogeneración establecidas en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, se establece el mantenimiento de dichas existencias por 5 días. Con el fin de que la actualización de las primas y tarifas de la cogeneración tenga en cuenta las variaciones en sus costes de suministro de gas, se debería aprovechar alguna próxima revisión normativa con rango de real decreto para adaptar la mencionada fórmula de revisión, estableciendo de forma genérica el número de días de almacenamiento subterráneo, vinculándolo a la normativa vigente en cada caso.

5.5 Operador del Sistema

La propuesta de Orden asigna una retribución al Operador del Sistema de 39.618 miles de euros, mientras que el resultado de aplicar las cuotas a los ingresos previstos oscila entre 40.625 miles de euros y 41.227 miles de euros, dependiendo del escenario de demanda considerado. 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, se propone su revisión con objeto de adecuar los pagos a la retribución prevista.

Adicionalmente, 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.

En el Anexo III del presente informe se presenta un análisis sobre la retribución del Operador del Sistema para 2012.

5.6 Operador del mercado

La Orden ITC/3353/2010 estableció para el 2011 una retribución para el Operador del Mercado de 13.625 miles de euros, un 12% superior a la reconocida en 2010. La propuesta de Orden establece la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía para 2012 en 14.500 miles de euros, un 6,4% superior a la reconocida para 2011. Dicha retribución es el importe que deberá ser recaudado a través de los precios establecidos en la propuesta de Orden para los distintos agentes. Toda diferencia entre el importe previsto y la cantidad recaudada será un ingreso o coste liquidable del sistema.

En el Anexo IV del presente informe se recoge un análisis detallado sobre la retribución del Operador del Mercado para 2012. En consecuencia, con el análisis presentado, se propone establecer la retribución para 2012 de OMEL 13.625 miles de euros.

Al respecto se advierte que como resultado de aplicar los precios fijados en la propuesta de Orden a las instalaciones de generación, a comercializadores y consumidores directos en el mercado se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 14.543 miles de euros, por lo que se propone ajustar dichos precios a la retribución propuesta por la CNE para el Operador del Mercado (véase Anexo II).

En el caso de que la demanda fuera inferior a la prevista en la propuesta de Orden, tal y como se manifiesta en el presente informe, existiría un riesgo de recaudación del importe establecido para el Operador del mercado en la propuesta de Orden, con el consiguiente impacto en el déficit del sistema.

En relación con la tabla de disponibilidades que se incluye en el artículo 6 de la Propuesta a fin de calcular la potencia disponible de cada tecnología, se debería eliminar el valor para el lignito pardo, dado que ya no se consume este tipo de carbón en España. Para próximas revisiones de la financiación del Operador del Mercado, cabría realizar también una actualización de los parámetros de esta tabla, una vez que se cuente con un periodo de experiencia más amplio sobre el funcionamiento de algunas tecnologías, como por ejemplo en el caso de la “tecnología solar”, donde no se distingue entre solar fotovoltaica y solar termoeléctrica.

Esta Comisión considera adecuado el distinto diseño de precios a pagar por la generación y por la demanda para la financiación de OMIE incluido en la propuesta de Orden, teniendo en cuenta que un precio para la generación en €/kWh en lugar de €/kW permitiría su traslación directa al precio del mercado diario, y por tanto se repercutiría toda la financiación de OMIE a la demanda, en lugar de afectar a los agentes del mercado (generadores y demanda) en función de los servicios que se les prestan, tal como exige la Sentencia del Tribunal Supremo de 22/11/2011 en el Recurso 92/2010 .

5.7 Moratoria nuclear

Se propone mantener la cuota de la propuesta de Orden con objeto de evitar la ejecución de los avales del Estado como resultado de activar las condiciones de ingresos mínimos.

Se advierte de que el resultado de aplicar las cuotas sobre los ingresos previstos para 2012 oscila entre 53,0 M€ y 53,8 M€, dependiendo del escenario de demanda considerado, lo que supera entre 1,6 M€ y 0,8 M€ los costes previstos según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, con el consecuente impacto en el déficit de actividades reguladas.

Cuadro 11. Comparación del resultado de aplicar la cuota de Moratoria Nuclear de la propuesta de Orden a la previsión de ingresos del ejercicio 2012 y el previsto según la Memoria que acompaña a la propuesta de OM

		Propuesta de Orden (miles €)	Previsión actualizada a diciembre (miles €)			
Previsión de ingresos (1)		13.554.960	13.363.615			
Concepto de coste	Propuesta de Orden (%)	Importe cuotas (miles €) (A)	Importe cuotas (miles €) (B)	Costes propuesta OM (miles €) (C)	Diferencia (miles €) (A) - (C)	Diferencia (miles €) (B) - (C)
Moratoria Nuclear	0,397	53.813	53.054	52.220	1.594	834

Fuente: CNE, propuesta de OM y Memoria que la acompaña

(1) Excluye los ingresos de peajes a generadores

5.8 Anualidades para la financiación del déficit

Se propone sustituir la tabla del artículo 3.1 de la propuesta de Orden por la siguiente:

Cuadro 12. Anualidades del desajuste de ingresos para 2012

Desajuste de ingresos	Anualidad (€)
Déficit de ingresos año 2005	313.352.490,00
Adjudicatarios 2ª subasta déficit ex ante	103.629.960,00
Déficit extrapeninsular 2003 - 2005	48.862.719,62
Déficit extrapeninsular 2006	57.968.141,61
Déficit de ingresos año 2006	170.935.633,30
Déficit de ingresos año 2008	67.178.902,98
Déficit de ingresos año 2009	670.474,00
Déficit de ingresos año 2010	204.524.399,10
Déficit de ingresos año 2011	247.805.910,55
Déficit de ingresos año 2012	116.738.208,38
Fondo de titulización	984.816.762,74

Para información que justifica dichos valores Véase Anexo II del presente informe.

Adicionalmente, en relación con el déficit 2005 se indica que el resultado de aplicar la cuota a los ingresos previstos oscila entre 327.409 miles de euros y 332.097 miles de euros, dependiendo del escenario de demanda considerado. Se propone modificar la cuota correspondiente con objeto ajustarla al coste previsto. En caso de considerar el escenario de ingresos de la demanda actualizada a diciembre (13.364⁶ M€) y la anualidad propuesta (313,3 M€) la cuota debiera establecerse en 2,345.

⁶ No se aplican cuotas sobre el peaje de los generadores.
28 de diciembre de 2011

Finalmente se indica que, de no ajustar la cuota establecida en la propuesta de Orden, el déficit en la liquidación de actividades reguladas aumentaría entre 6,7 M€ y 11,4 M€, dependiendo del escenario de ingresos previsto para 2012.

5.9 Desajuste de ejercicios anteriores

En la propuesta de Orden no se incluye importe alguno en concepto de exceso déficit 2011 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 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 los peajes de acceso junto con el tipo de interés que se reconozca.

De acuerdo con la Liquidación de la CNE 10/2011, el déficit de la liquidación de actividades reguladas de 2011 asciende a 3.258 M€, cifra que supera en 258 M€ el límite establecido en el Real Decreto-Ley 6/2010 para 2011 (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.

En consecuencia se considera que en la Orden se debería incluir como mejor previsión del desajuste 2011 el exceso sobre el límite legal que resulta de la liquidación 10/2011, junto con los intereses que correspondan, si bien dicha cuantía debería revisarse en la medida que se disponga de mejor información en sucesiones revisiones tarifarias.

Adicionalmente, cabe señalar dos Autos de la Sala de lo Contencioso-Administrativo con impacto en el déficit de actividades reguladas del ejercicio 2011. En particular, con fecha 20 de diciembre de 2011, la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo ha dictado dos Autos suspendiendo la eficacia del artículo 1 apartado 2 de la Orden ITC/2585/2011 –en la medida que dispone, por referencia al primer apartado de su anexo I, la reducción de los términos de facturación de energía activa aplicable a los peajes 2.0A y 2.0DHA, respecto de los anteriormente fijados-. Asimismo, en uno de dichos Autos –correspondiente al recurso ordinario 769/2011- ha suspendido la ejecutividad del artículo 5 de la citada Orden, tan sólo en lo que afecta a las cantidades ya liquidadas por la CNE (111,0 M€) en la fecha de entrada en vigor de dicha disposición en concepto de anualidad del desajuste de ingresos previsto para el año 2011.

6 OTRAS CONSIDERACIONES

6.1 Sobre la Disposición Adicional Tercera. Revisión de perfiles de consumo

En la disposición adicional tercera se establece que Red Eléctrica de España, S.A. remitirá anualmente una propuesta de revisión de perfiles de consumos, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 32 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Esta Comisión, tal y como puso de manifiesto recientemente en el Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, valora positivamente este aspecto, ya que Red Eléctrica de España, S.A. como responsable del sistema de medidas del sistema eléctrico, dispone de la mejor información al respecto.

No obstante lo anterior, esta Comisión considera que la revisión de tales perfiles, en lo que a los consumidores tipo 5 se refiere, debería basarse, fundamentalmente, en la información disponible en los equipos de medida integrados en los sistemas de telegestión de las empresas distribuidoras. Por ello, se propone la inclusión en esta disposición adicional tercera de un segundo párrafo, de acuerdo con el siguiente texto:

“Para la elaboración de la propuesta de perfiles para los consumidores tipo 5, se tendrá en cuenta la información de las empresas distribuidoras sobre contadores instalados, e integrados en los sistemas de telegestión, en cumplimiento de los planes de sustitución establecidos en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.”

6.2 Sobre la Disposición adicional cuarta. Prima de riesgo utilizada en el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso de energía eléctrica

La DA cuarta (*“Prima de riesgo utilizada en el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso de energía eléctrica”*) de la propuesta de Orden establece que la prima de riesgo (PR_p) utilizada para la determinación del coste estimado de la energía en base a lo dispuesto en los artículos 9 y 13 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, tomará un valor nulo al aplicar el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso que estén vigentes en cada momento a partir de 1 de enero de 2012. En consecuencia la prima de riesgo toma un valor nulo de forma temporal durante el año 2012.

Esta Comisión valora positivamente esta medida, coincidente con la propuesta de la CNE contenida en el *“Informe de la CNE sobre propuesta de modificación de la prima de riesgo incluida en el término del coste estimado de la energía (CE) de la tarifa de último recurso de energía eléctrica”*, aprobado por el Consejo de esta Comisión en su sesión del día 13 de diciembre de 2011 (informe de 13 de diciembre).

En concreto, en dicho Informe CNE se planteaba la eliminación de la prima de riesgo incluida en el término CE de la TUR, bien a través de la modificación del artículo 9.1 y la supresión del artículo 13 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, o bien a través de la modificación del artículo 13.1 de la Orden ITC/1659/2009, de forma que se estableciera que la prima tomará valor nulo.

Se señala que en la propuesta de Orden se opta por esta segunda vía, de forma que supone una eliminación temporal de la prima a partir de 1 de enero de 2012, y no permanente, en tanto en cuanto no ha sido suprimido el artículo 13 de la Orden ITC/1659/2009.

El Informe de 13 de diciembre desarrolla la propuesta de modificación del término “prima de riesgo” en base a la experiencia e información acumulada en la supervisión del proceso de desarrollo de la subasta CESUR, teniendo en cuenta especialmente el periodo comprendido desde la entrada en vigor del Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo.

En este sentido en dicho informe se señala que entre los riesgos a los que se enfrenta el CUR y que podrían justificar la existencia de una prima estaría, en primer lugar, el asociado a la diferencia entre el volumen solicitado por los CUR para adquirir en las subastas CESUR y el volumen que finalmente han podido cubrir al precio CESUR. En este sentido desde la entrada en vigor del RD 302/2011, los CUR han obtenido una cobertura al precio CESUR del 100% de

su solicitud de compra, por el efecto combinado de participación en subastas CESUR y la propia aplicación del RD 302/2011, por lo que no soportan ningún riesgo por este concepto.

En segundo lugar, en el informe de 13 de diciembre se consideró como fuente de riesgo los errores de previsión a los que se enfrentan los CUR por la diferencia entre la solicitud de los CUR en CESUR que se realiza en base a previsiones de demanda y su adquisición de energía (en términos de productos base y punta) durante el periodo de liquidación. El análisis realizado muestra que estos riesgos han sido prácticamente nulos, ya que si se toma en consideración el periodo desde la entrada en vigor del SUR, la valoración económica ex-post de los desvíos (errores de previsión), para la coyuntura de precios plazo-spot registrada en el periodo analizado, ha sido en términos agregados favorable para todos los CUR. Asimismo, desde en el periodo comprendido desde la entrada en vigor del RD 302/2011 la valoración económica de dichos riesgos han sido prácticamente nulos.

Por todo lo anterior, el informe CNE de 13 de diciembre consideró que no se justificaba la existencia de la prima de riesgo en el término del coste estimado de la energía (CE) de la TUR, por lo que proponía su eliminación o en su defecto que la prima tomará un valor nulo.

Se considera que cabría incluir en la memoria de la propuesta de Orden, como elemento justificativo adicional de la DA 4ª, los argumentos esgrimidos en el informe CNE de 13 de diciembre (y resumidos en los párrafos anteriores) para establecer, al menos de forma temporal, un valor nulo de la prima de riesgo.

6.3 *Sobre la Disposición Final Primera. Modificación de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008*

En la Disposición Final Primera se modifican los hitos del Plan de sustitución de equipos de medida establecidos en el apartado 2 de la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, manteniendo la fecha de finalización del Plan el 31 de diciembre de 2018. Tal y como señaló esta Comisión en su Informe sobre el estado de cumplimiento del Plan de Sustitución de Contadores, aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 24 de noviembre de 2011, se considera positiva la modificación de los plazos de cumplimiento del Plan, ya que según los datos recibidos por parte de las empresas distribuidoras tras la finalización del primer periodo, parecía poco realista prever que al final del segundo periodo, esto es, el 31 de diciembre de 2012, se hubiera sustituido el 50% del parque de contadores. No obstante lo anterior, dada la necesidad de disponer cuanto antes de las medidas reales de los consumos (para el cierre de las medidas en el mercado, para la declaración de los peajes de acceso, para la fijación de unos nuevos coeficientes de pérdidas estándares, etc.), esta Comisión propuso en dicho informe un adelanto en la finalización del Plan de Sustitución de Contadores, fijándolo en el 31 de diciembre de 2017, lo que no ha sido tenido en cuenta en la modificación incluida en la presente disposición.

Adicionalmente, respecto a la fecha de implantación de los sistemas de telegestión y telemedida establecidos en la Orden ITC/3860/2007, esto es, antes del 1 de enero de 2014, la cual no ha sido modificada, esta Comisión señaló en su Informe sobre el estado de cumplimiento del Plan de Sustitución de Contadores que la sustitución de los equipos de medida sin su efectiva integración en los sistemas de telemedida y telegestión puede valorarse, como poco, de ineficiente, al provocar un aumento de los costes operativos. En dicho Informe se citaba, a modo de ejemplo, que los tiempos, y por ende los costes, de lectura *in situ* de los nuevos contadores son sensiblemente mayores que los de los costes convencionales.

En base a todo lo anterior, los nuevos plazos propuestos por esta Comisión para el Plan de Sustitución de equipos de medida son los siguientes:

- *“Antes del 31 de diciembre de 2013 deberá sustituirse un 35% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada.*
- *Entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2015 deberá sustituirse un 35% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada.*
- *Entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2017 deberá sustituirse un 30% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada.*

La integración de los equipos sustituidos en los correspondientes sistemas de telemedida y telegestión se deberá acometer de forma paralela a la propia sustitución de los mismos”

En relación con lo indicado anteriormente, esta Comisión considera importante señalar que varias empresas distribuidoras han declarado que puesto que no tienen obligación de implantar y tener operativos sus sistemas de telegestión hasta el 1 de enero de 2014, tampoco tienen la obligación de activar la función de control de potencia incorporada en los nuevos contadores, manteniendo activo el que ya estaba instalado en el domicilio. A este respecto, esta Comisión ya señaló en su Informe sobre el escrito presentado por una asociación de consumidores en relación con la instalación y cobro de alquiler de los nuevos contadores de telegestión, aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 24 de noviembre de 2011, que debería interrumpirse la facturación en concepto de ICP en el momento de la instalación del nuevo equipo de medida, independientemente del momento en el que active la función de control de potencia. En el mismo sentido, en el caso de que el cliente no tuviera instalado previamente el ICP, esta Comisión considera que, desde que se instala el nuevo equipo de medida, no cabe la facturación por una potencia contratada de 10 ó 20 kW, según se establecía en Disposición adicional primera de la Orden ITC 1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008

En base lo anterior, esta Comisión propone añadir el siguiente párrafo:

“Una vez instalado el nuevo equipo de medida con telemedida y telegestión en los suministros de hasta 15 kW de potencia contratada, independientemente del momento que se active la función de control de potencia, no podrá facturarse ninguna cantidad en concepto de alquiler del elemento de control de potencia. Tampoco podrá aplicar la penalización en la facturación del término de potencia que se establecía en la Disposición adicional primera de la Orden ITC 1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008.”

En relación con el contenido del segundo apartado de la Disposición final primera de la propuesta informada, se señala que dicho apartado viene a modificar el plazo de seis meses establecido en el apartado 4 de la Disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, con el fin de que las empresas distribuidoras presenten en el plazo de un mes –para su aprobación por las respectivas Comunidades Autónomas- la revisión de los planes de instalación de contadores, adaptados a los nuevos hitos definidos en el nuevo apartado 2 de dicha disposición no articulada.

Esta Comisión considera al respecto que, atendiendo a una adecuada técnica normativa, el nuevo plazo debe ser establecido en la propia Orden de peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y no en la Orden ITC/3860/2007 pues, en tal caso y en puridad, el plazo de un mes se debería contar desde la entrada en vigor de la Orden de 2007 y no desde la entrada en vigor de la nueva Orden.

Por tanto, se propone que el segundo apartado de la Disposición final primera de la propuesta de Orden informada quede redactado como sigue:

“Dos. Las empresas distribuidoras deberán presentar en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de la presente Orden la revisión de los planes de instalación de contadores de medida adecuados a los nuevos hitos definidos en la nueva redacción del apartado 2 de la Disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, siempre que los planes presentados con anterioridad no cumplan [...]”.

Finalmente, esta Comisión valora positivamente lo señalado en el último párrafo de esta Disposición sobre la obligación de que las empresas distribuidoras comuniquen a las empresas comercializadoras, antes del 1 de mayo de 2012, la fecha prevista (trimestre y año) para la sustitución del contador a los clientes, de acuerdo al Plan de Sustitución que se establece en la presente disposición, así como que en el plazo de un mes desde la recepción de dicha información, las empresas comercializadoras reflejen claramente en todas las facturas dicha fecha. A este respecto, la CNE en su informe 34/2011 sobre la Propuesta de Real Decreto por la que se modifica el Real Decreto 1955/2000, propuso la inclusión de una disposición transitoria que recogiera dichas obligaciones.

6.4 Sobre la Disposición Final Tercera. Modificación de la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica

En la disposición final tercera se modifica el cálculo del incentivo de pérdidas a aplicar a la retribución de las empresas distribuidoras, establecido en la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre. Esta Comisión valora positivamente las modificaciones introducidas en el término de las pérdidas objetivo. Por una parte, se ha eliminado la influencia de las pérdidas reales en las redes de transporte, y por otra, se ha incluido expresamente las pérdidas objetivo debidas a la energía que circula por las redes de una distribuidora hacia otras ubicadas aguas abajo.

Cabe destacar, que con la nueva formulación dada, al eliminar las pérdidas reales en las redes de transporte del cálculo de las pérdidas objetivo, ya no es posible calcular el incentivo en los territorios insulares hasta que se equipen las fronteras transporte-distribución. Según la disposición transitoria tercera del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico, los responsables de los puntos frontera tienen de plazo para ello hasta el 31 de diciembre de 2014.

Adicionalmente, esta Comisión considera necesario resaltar la influencia que tiene la utilización de los coeficientes estándares de pérdidas, incluidos en el Anexo V de la presente propuesta de Orden, en el cálculo del incentivo de pérdidas en los territorios insulares. Esto se debe a que los coeficientes estándares consideran las pérdidas que se producen en las redes hasta las barras de central. Por una parte, la generación en los sistemas insulares se encuentra en unos niveles de tensión inferiores al territorio peninsular, y por otra las redes necesarias para llevar la energía hasta los consumidores son menores. Si bien la utilización de unos coeficientes estándares generales tiene sentido a la hora de realizar las liquidaciones, desvirtúa el cálculo de las pérdidas objetivo en las redes de distribución.

Por todo ello, esta Comisión considera necesario que se calculen unos coeficientes zonales para cada uno de los sistemas aislados de los territorios insulares.

6.5 Erratas

- Se ha detectado un error en la redacción del artículo 4.4. En particular en el último inciso del primer párrafo y en el primer inciso del segundo párrafo del artículo 4.4 se hace referencia a la cuota con destino específico SEIE, la cual fue suprimida con efectos 1 de enero, por la Disposición final primera del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. A estos efectos, se propone la siguiente modificación:

4. La compensación insular y extrapeninsular prevista para 2012 asciende a 1.944.622 Miles de euros. El 75 por ciento de esta cantidad, 1.458.467 Miles de euros, será financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y el 25 por ciento restante, 486.155 Miles de euros, con cargo a los peajes de acceso a través del porcentaje correspondiente a que se refiere el apartado 1.

La Comisión Nacional de Energía incluirá en la liquidación 14 del año 2012 la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por la aplicación de la cuota establecida en el apartado 1 y la cuantía de la compensación insular y extrapeninsular prevista con cargo a los peajes de acceso para 2012. como coste liquidable del ejercicio 2012 el importe previsto en el párrafo anterior con cargo a los peajes de acceso. En cualquier caso...

- Se considera necesario incluir en el artículo 7.1 la referencia a que los precios de la tarifa 2.1 DHS son los establecidos en la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011.
- Se ha detectado una errata en el apartado 1 del Anexo III en el valor de la tarifa regulada y prima de referencia correspondiente a las instalaciones del subgrupo c.2; los valores propuestos (6.7351 y 3.4364 c€/kWh) deben ser reemplazados por 8,4095 y 4,2908 c€/kWh, respectivamente.
- Se ha detectado una errata en el apartado 3 del Anexo IV de la propuesta de Orden en el valor de la prima de referencia correspondiente a las instalaciones del subgrupo b.2.1 (tecnología eólica) acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que figura por un importe de 3,1633 c€/kWh y debería ser de 2,0142 c€/kWh, según se establece en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre. Para mayor justificación, véase Anexo II.
- Se ha detectado una errata en el apartado 5 del Anexo IV en el valor de la tarifa regulada para las instalaciones acogidas al RD 1578/2008, de 28 de septiembre, inscritas en las convocatorias correspondientes a 2009 y 2010. Los valores propuestos deberían ser reemplazados por los siguientes:

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1 ^{er} trimestre 2009	Convocatoria 2 ^o trimestre 2009	Convocatoria 3 ^{er} trimestre 2009	Convocatoria 4 ^o trimestre 2009
Tipo I.1	35,6672	35,6672	35,6672	35,6672
Tipo I.2	33,5691	33,5691	33,5691	33,5691
Tipo II	33,5691	32,2252	31,3780	30,5119

	Tarifas reguladas c€/kWh			
	Convocatoria 1 ^{er} trimestre 2010	Convocatoria 2 ^o trimestre 2010	Convocatoria 3 ^{er} trimestre 2010	Convocatoria 4 ^o trimestre 2010
Tipo I.1				
Tipo I.2				
Tipo II	28,8813			

ANEXO I. DEMANDA EN BARRAS DE CENTRAL Y DEMANDA EN CONSUMO PARA 2011 Y 2012

La demanda en b.c. para el cierre de 2011 y 2012 y la demanda en consumo prevista para 2012, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, se corresponden las previsiones elaboradas por la CNE y remitidas a Subdirección General de Energía Eléctrica, el pasado 13 de octubre, en respuesta a su solicitud información sobre diversos aspectos para la elaboración de la tarifa eléctrica correspondiente al ejercicio 2012.

Cuadro I.1. Demanda en barras de central 2010 y previsiones para el cierre de 2011 y 2012 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Sistema	GWh	Año 2011		Año 2012	
	2010	GWh	% variación 2011 sobre 2010	GWh	% variación 2012 sobre 2011
<i>Peninsular</i>	260.608	259.305	-0,5%	263.195	1,5%
<i>Extrapeninsular</i>	15.164	15.047	-0,8%	15.287	1,6%
Nacional	275.773	274.352	-0,5%	278.482	1,5%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Cuadro I.2. Previsión de demanda en consumo para el cierre 2011 y 2012 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Peaje	Cierre 2011		Previsión 2012		Tasa de variación 2012 s/2011 (%)	
	Nº clientes	Consumo (GWh)	Nº clientes	Consumo (GWh)	Nº clientes	Consumo (GWh)
BAJA TENSIÓN	28.363.098	125.008	28.540.687	126.262	0,63%	1,00%
Pc ≤ 10 kW	26.646.481	75.324	26.813.359	76.013	0,63%	0,92%
10 < Pc ≤ 15 kW	930.093	10.893	932.259	10.965	0,23%	0,66%
Pc > 15 kW	786.524	38.791	795.069	39.283	1,09%	1,27%
MEDIA TENSIÓN	105.403	75.344	106.076	76.827	0,64%	1,97%
3.1 A	86.502	16.843	86.930	17.014	0,49%	1,01%
6.1	18.901	58.501	19.146	59.813	1,30%	2,24%
ALTA TENSIÓN	2.367	50.587	2.403	51.745	1,53%	2,29%
6.2	1.558	16.141	1.579	16.446	1,37%	1,89%
6.3	373	8.741	379	9.051	1,49%	3,55%
6.4	436	25.705	445	26.248	2,15%	2,11%
TOTAL DEMANDA EN CONSUMO	28.470.869	250.939	28.649.167	254.834	0,63%	1,55%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

No obstante, tal y como se indicó en el informe remitido a la Subdirección General de Energía, se ha procedido a actualizar las previsiones de demanda en barras de central nacional y en consumo para el cierre de 2011 y para 2012, según la última información proporcionada por el OS el pasado 5 de diciembre de 2011. En particular, según dicha información⁷ la demanda en barras de

⁷ El Operador del Sistema ha remitido únicamente la actualización para la demanda en b.c. peninsular, por lo que se han mantenido las previsiones de la demanda en b.c. de los sistemas insulares y extrapeninsulares.

central prevista al cierre del año 2011 ascenderá a 272.004 GWh un 1,40% inferior a la demanda en barras de central del año 2010, lo que supone una reducción de 2.348 GWh respecto de la previsión remitida a la Subdirección General de Energía el pasado 13 de octubre.

En cuanto a la demanda en barras de central prevista para el año 2012, la nueva previsión del OS asciende a 272.246 GWh, lo que supone una variación del 0,1% respecto a la demanda en barras de central del cierre del año 2011, en lugar del incremento del 1,5% previsto en el informe remitido a la Subdirección General de Energía.

La demanda en consumo para el cierre del año 2011 y 2012, resultante de aplicar el coeficiente de pérdidas medias⁸ (9,31%) a la demanda en b.c. prevista por el OS para el cierre de 2011 y 2012, en su actualización de diciembre de 2011, asciende a 249.155 GWh (un 0,7% inferior a la demanda en consumo registrada en 2010) y 249.319 GWh, respectivamente.

En cuanto a su composición por grupo tarifario, según la última información disponible (Liquidación 10/2011), se observa durante 2011 un aumento del consumo de los clientes conectados en alta tensión (a excepción de los consumidores conectados a alta tensión 2, cuyo consumo se reduce a partir de mayo de 2011) y una reducción en el consumo de los clientes de baja tensión (véanse Cuadro I.3 y Gráfico I.1), con tendencia decreciente en ambos colectivos.

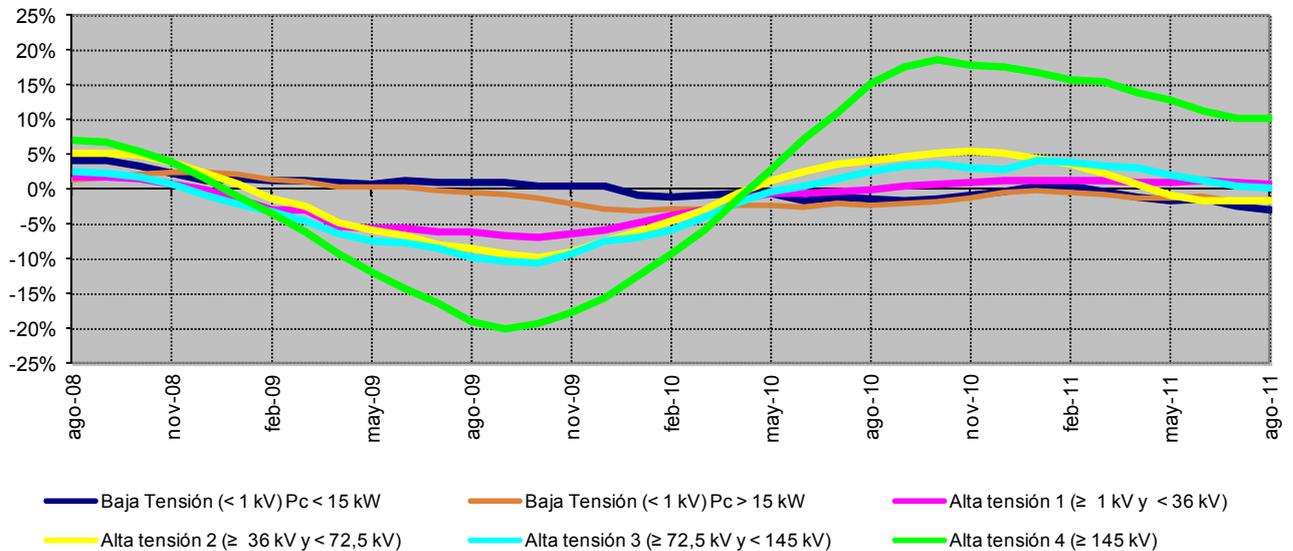
Cuadro I.3. Evolución de la demanda en consumo desagregada por nivel de tensión
% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión

Año	Baja Tensión (< 1 kV)		Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW						
2011	marzo	-0,4%	-0,8%	1,2%	2,3%	3,5%	15,4%	1,7%
	abril	-1,2%	-1,3%	0,9%	0,8%	3,1%	14,0%	1,0%
	mayo	-1,7%	-1,3%	1,0%	-0,9%	2,0%	12,9%	0,7%
	junio	-1,3%	-1,0%	1,4%	-1,5%	1,2%	11,2%	0,7%
	julio	-2,4%	-1,8%	1,0%	-1,6%	0,5%	10,3%	0,0%
	agosto	-2,9%	-1,9%	0,9%	-1,6%	0,1%	10,2%	-0,2%

Fuente: CNE (SINCRO, Liquidación 10/2011)

⁸ El coeficiente de pérdidas medias resulta de aplicar los coeficientes de pérdidas estándares a la estructura de consumos de 2010.

Gráfico I.1. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



Fuente: CNE (SINCRO, Liquidación 10/2011)

Teniendo en cuenta el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda por tipología de consumidores, se ha optado por considerar para el cierre de 2011 la media móvil registrada a agosto de 2011 por grupo tarifario y en 2012 por considerar una leve reducción en la demanda de los consumidores de baja tensión (0,1%) y un aumento moderado del 0,1% y del 0,6% para los consumidores de media y alta tensión, respectivamente, respecto consumo registrado en 2011.

En el Cuadro I.4 se presenta la demanda en consumo prevista para el cierre del año 2011, desagregada por grupo tarifario, y la demanda en consumo prevista para 2012, según la última actualización realizada por el OS a diciembre de 2011.

Cuadro I.4. Previsión de demanda en consumo actualizada para el cierre del año 2011 y 2012 desagregada por grupo tarifario

Peaje	Cierre 2011	2012	% variación 2012 sobre 2011
BAJA TENSIÓN	123.679	123.510	-0,1%
Pc ≤ 10 kW	74.931	75.024	0,1%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.674	10.711	0,3%
Pc > 15 kW	38.074	37.774	-0,8%
3.0 A	38.074	37.774	-0,8%
MEDIA TENSIÓN	75.226	75.297	0,1%
3.1 A	16.735	16.608	-0,8%
6.1	58.491	58.689	0,3%
ALTA TENSIÓN	50.249	50.512	0,5%
6.2	16.560	16.399	-1,0%
6.3	8.374	8.319	-0,7%
6.4	25.315	25.794	1,9%
TOTAL DEMANDA EN CONSUMO	249.155	249.319	0,1%

Fuentes: CNE, OS.

ANEXO II. JUSTIFICACIÓN DE LAS MODIFICACIONES PROPUESTAS A LOS COSTES DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

A continuación se resume el cálculo de las distintas partidas de los costes de acceso respecto a las cifras incluidas en la propuesta de Orden destacando las siguientes diferencias.

1. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE

En la propuesta que se informa, la previsión de los costes de transporte para 2012 asciende a **1.759.739** miles de €, de los cuales **1.600.671** miles de € corresponden al sistema peninsular, y **159.068** miles de € corresponden a los sistemas insulares y extrapeninsulares. Las cantidades que figuran en la propuesta de Orden se corresponden con las avanzadas en el *“Informe sobre la solicitud de la DGPEM de estimación de costes de las actividades reguladas para la elaboración de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012”*, aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 13 de octubre de 2011, descontando el incentivo a la disponibilidad de las instalaciones.

Dichas cantidades deberían ser modificadas por las siguientes causas. En primer lugar, en el presente informe se han utilizado los últimos valores macroeconómicos, no disponibles al calcular la primera previsión. En segundo lugar, porque con posterioridad al envío a la DGPEM del referido Informe, se ha analizado pormenorizadamente toda la información declarada por las empresas transportistas y la contenida en las Auditorias presentadas relativas al ejercicio 2010, habiéndose detectado la inclusión de algunas instalaciones que no deberían ser consideradas o algunas cuyos datos no se correspondían exactamente con lo recogido en las citadas Auditorias.

Sobre la base de lo anterior, la retribución de la actividad del transporte, teniendo en cuenta el incentivo a la disponibilidad de las instalaciones, debería ser la que se refleja en la siguiente Tabla:

Retribución Transporte	(Miles de €)
TOTAL PENINSULAR	1.586.207
Red Eléctrica de España, S.A.	1.545.192
Unión Fenosa Distribución, S.A.	41.015
TOTAL EXTRAPENINSULAR	154.433
Red Eléctrica de España, S.A.	154.433
TOTAL	1.740.640

Es preciso señalar que para el cálculo de la retribución asociada a las instalaciones de 220 kV puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, tanto peninsulares como extrapeninsulares, se han utilizado los valores unitarios de referencia que figuran en la Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero, por la que se aprueban los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Por su parte, para las instalaciones anteriores al 1 de enero de 2008 se han utilizado 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 se han tenido en cuenta los costes de operación y mantenimiento desde la fecha de puesta en servicio de las instalaciones de 2011, 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 para su retribución las instalaciones que está previsto poner en servicio en el propio ejercicio tarifario de 2012, 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.

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 $\pm 2\%$ de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión. Así mismo, 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 2011, por lo que 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 2011.

Disponibilidad (periodo enero-julio 2011)		
	II (%)	Dr (%)
REE	1,85%	98,15%
UFD	2,76%	97,24%

Fuente: REE

Teniendo en cuenta tales índices de disponibilidad, el incentivo asociado a la misma, es el que se refleja en la siguiente Tabla:

Incentivo a la disponibilidad	(Miles de €)
PENINSULAR	18.206
Red Eléctrica de España, S.A.	18.105
Unión Fenosa Distribución, S.A.	101
EXTRAPENINSULAR	0
Red Eléctrica de España, S.A.	0
TOTAL	18.206

2. RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

En la Propuesta de Orden que se informa, los costes provisionales para 2011 de las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes y de FEVASA y SOLANAR son idénticos a los que se fijaron en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial. De entrada cabe señalar que la cantidad establecida para la empresa Unión Fenosa Distribución, S.A. no incorpora la retribución correspondiente a la empresa Nuestra Señora de la Soledad de Tendilla y Lupiana (146 miles de € de acuerdo con la citada la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre), que ha sido integrada con efectos 1 de enero de 2011 en Unión Fenosa Distribución, S.A.

Adicionalmente, la Propuesta de Orden establece que los costes provisionales para 2011 de este colectivo de empresas deberán ser revisados sobre la base del informe a que hace referencia el artículo 8.1 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero. Idéntica prevención establece la Propuesta de Orden en relación con los costes provisionales para 2012, los cuales han sido calculados aplicando a los provisionales de 2011 un incremento del 1,08%, que es el actualizador de precios del año 2012 (IA_{2012}) según la terminología del citado Real Decreto 222/2008. A este respecto, es preciso señalar que el citado informe, bajo el título de “Propuesta de retribución definitiva para el año 2011 y de retribución provisional para el año 2012 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009”, ha sido aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 21 de diciembre de 2011.

Tal y como se señala en el referido Informe de fecha 21 de diciembre de 2011, y por los motivos en él recogidos, se entiende preciso proceder a la corrección de la retribución definitiva para el año 2010. Por ello, sobre la base de los cálculos realizados y los importes recogidos en el citado Informe de fecha 21 de diciembre de 2011, se entiende necesario modificar y reenumerar el artículo 2 de la Propuesta de Orden, de acuerdo con el siguiente tenor:

Artículo 2. Revisión de los costes de distribución para 2010 y 2011 y previsión de los costes de distribución y gestión comercial para 2012.

5. Los costes definitivos para 2010 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y FEVASA y SOLANAR, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, incluido el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio, se fijan en las siguientes cuantías:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.	1.593.123
UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.	750.076
HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.	151.454
E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L. (*)	144.640
ENDESA peninsular (**)	1.734.739
ENDESA extrapeninsular	308.528
FEVASA	1.052
SOLANAR	333

TOTAL	4.683.945
--------------	------------------

(*) 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.

(**) El incentivo de calidad de ENDESA extrapeninsular se encuentra incluido en el de ENDESA peninsular.

6. Los costes provisionales para 2011 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y FEVASA y SOLANAR, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, incluido el incentivo o penalización a la reducción de pérdidas y sin incluir el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio se fijan en las siguientes cuantías:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.	1.662.856
UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.	781.191
HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.	157.051
E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L. (*)	151.583
ENDESA peninsular	1.798.086
ENDESA extrapeninsular	317.799
FEVASA (**)	1.088
SOLANAR (**)	336
TOTAL	4.869.990

(*) Como consecuencia de la integración de Nuestra Señora de la Soledad de Tendilla y Lupiana en Unión Fenosa Distribución, S.A, la retribución de dicha empresa se añade a la retribución de Unión Fenosa Distribución S.A. (146 miles de €, retribución reconocida a la citada empresa en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre.

(**) De acuerdo al artículo 8.4 del RD 222/2008 a las empresas FEVASA y SOLANAR no le son de aplicación los incentivos de calidad y pérdidas.

Estos costes serán revisados una vez se disponga de la información necesaria para calcular el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio.

7. Los costes provisionales para 2012 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y FEVASA y SOLANAR, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, sin incluir el incentivo o penalización a la reducción de pérdidas y el incentivo o penalización a la mejora de la calidad del servicio se fijan en las siguientes cuantías:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.	1.736.470
UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN, S.A.	830.386
HIDROCANTÁBRICO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.	161.282
E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L.	155.799
ENDESA (PENINSULAR) (*)	1.889.339

ENDESA (EXTRAPENINSULAR)	318.365
FEVASA (**)	1.105
SOLANAR (**)	341
TOTAL	5.093.087

(*) El incremento de retribución asociado al incremento de actividad (Y) de ENDESA extrapeninsular se encuentra incluido en el de ENDESA peninsular.

(**) De acuerdo al artículo 8.4 del RD 222/2008 a las empresas FEVASA y SOLANAR no le son de aplicación los incentivos de calidad y pérdidas.

No obstante, tal y como se señala en el citado Informe de fecha 21 de diciembre de 2011, cabría reducir la retribución de este colectivo de empresas si, por razones de eficiencia, se incrementaran, mediante Orden Ministerial, los valores de los parámetros x e y, ello como consecuencia de que en la retribución de cada año del periodo regulatorio se incorporan nuevos activos, a su valor bruto, que se actualizan sucesivamente sin considerar su depreciación a lo largo de dicho periodo regulatorio.

Así mismo, en relación con el anterior apartado 1, se entiende necesario que en la Orden que finalmente se incluya la siguiente disposición adicional:

Disposición adicional xxxx. Liquidación de la revisión de los costes de distribución para 2010.

Las asignaciones de costes correspondientes a la revisión de los costes de distribución para 2010 que figuran en el artículo 2.1 de la presente Orden, serán liquidadas en las liquidaciones de las actividades reguladas del año 2011.

En relación con el apartado 3 de la Propuesta de Orden, que según la renumeración propuesta pasaría a ser el apartado 4, la retribución para 2012 correspondiente a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, que incluye la correspondiente a la gestión comercial, alcanza un valor *provisional* de 364.211,805 Miles de euros, lo que supone un incremento sobre 2011 del 1,08%, que es el actualizador de precios del año 2012 (IA₂₀₁₂) según la terminología del Real Decreto 222/2008. Este porcentaje se ha aplicado a todos y cada uno de estos distribuidores, de acuerdo con las cifras recogidas en el anexo II de la Propuesta de Orden donde figura el detalle de cada uno de ellos. Igualmente, en este apartado se ha incluido la misma prevención que en los apartados anteriores, en cuanto a la que tales costes serán revisados una vez se disponga del informe a que hace referencia el artículo 8.1 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero. A este respecto, cabe señalar que el referido Informe fue aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 1 de diciembre de 2011 y oportunamente remitido al Ministerio. Al igual que en los anteriores años del periodo regulatorio, las retribuciones propuestas por la CNE para este colectivo de empresas han sido calculadas aplicando la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008 y siguiendo idéntica metodología. Por ello, esta Comisión entiende que la retribución de este colectivo de empresas distribuidoras debería obedecer a los importes recogidos en el citado Informe de la CNE de fecha 1 de diciembre de 2011, y ser declarados como *previstos*, no como *provisionales*. Por todo lo anterior, se propone la siguiente redacción para este apartado:

8. *Para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, el coste acreditado previsto de la retribución de la actividad de distribución y gestión comercial será, para el año 2012, de 373.067,326 Miles de euros, según el desglose que figura en el anexo II.*

Por su parte, el Anexo II de la Propuesta de Orden debería ser sustituido por el que figura como Anexo V del presente Informe, en el que se han corregido dos errores que figuraban en el Informe de la CNE de fecha 1 de diciembre de 2011 y se ha añadido la empresa R1-365 ELECTRA

REDENERGÍA, S.L., cuya Resolución de inscripción en el Registro de Distribuidores del Ministerio se recibió en la CNE con posterioridad a la emisión del citado Informe.

No obstante, tal y como se señala en el citado Informe de fecha 1 de diciembre de 2011, cabría reducir la retribución de este colectivo de empresas si, por razones de eficiencia, se incrementaran, mediante Orden Ministerial, los valores de los parámetros x e y.

Por último, en relación con los costes reconocidos a partir de 1 de enero de 2012 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, en la propuesta de Orden que se informa se fijan los mismos en 226.591 Miles de euros, que coincide exactamente con la cantidad aprobada mediante la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial. Al respecto, esta Comisión comparte el mantenimiento del citado valor.

3. PRIMAS DEL RÉGIMEN ESPECIAL

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 al primer trimestre de 2012.

Respecto a las actualizaciones anuales:

Las actualizaciones anuales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007 o a la aplicación directa de la variación del índice de referencia, según se recoja en el propio real decreto citado, según corresponda, para las siguientes instalaciones:

1. Para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2, en función de la evolución del precio del carbón y del IPC, respectivamente, según el Anexo VII del citado real decreto.
2. Para las instalaciones de la categoría b), del subgrupo a.1.3, y de la disposición transitoria décima, tomando como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos.
3. Para las instalaciones de los grupos c.1 y c.3, tomando como referencia el incremento del IPC. Respecto de la actualización del grupo c.4, el RD 661/2007 establece que se realizará atendiendo al incremento del IPC, así como la evolución del mercado de electricidad y del mercado del carbón en los mercados internacionales, ponderado al 50%.
4. Para las instalaciones acogidas al apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, tomando como referencia el incremento del IPC.
5. Para las instalaciones acogidas al apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, “con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.1.”
6. 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 y 2010.

Los valores resultantes en las tarifas, primas y complementos sujetos a esta variación, incluidos en el anexo IV de la propuesta de Orden, son coherentes con la variación de los parámetros que afectan a dichas actualizaciones indicadas en la propuesta de Orden⁹.

Únicamente, esta Comisión destaca que se ha detectado una errata en el apartado 3 del Anexo IV de la propuesta de Orden en el valor de la prima de referencia correspondiente a las instalaciones del subgrupo b.2.1 (tecnología eólica) acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que figura por un importe de 3,1633 c€/kWh y debería ser de 2,0142 c€/kWh.

A este respecto, cabe recordar que el párrafo primero del artículo 5 Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por la que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica modificó el régimen económico de las instalaciones eólicas, incluyendo aquellas con potencia superior a 50 MW, acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el siguiente sentido:

“Para las instalaciones de tecnología eólica acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y aquellas de potencia superior a 50 MW, cuya retribución estuviera vinculada a la de las anteriores, en virtud de lo previsto en artículo 44.3 del citado real decreto, y para el periodo comprendido entre el primer día del mes siguiente al de la fecha de entrada en vigor del presente real decreto y el 31 de diciembre de 2012, se establecen como valores de prima de referencia, los correspondientes a la fecha de entrada en vigor del real decreto multiplicados por 0,65. A los valores anteriores, en el periodo considerado, no se les aplicará la actualización anual a que se hace referencia en el artículo 44.1.

Quedan en todo caso excluidas de la aplicación de esta corrección las instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.”

Por lo tanto, el referido precepto establece una reducción del 35% del valor de la prima de referencia sobre la recogida 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 de régimen especial, para las instalaciones eólicas, incluyendo aquellas con potencia superior a 50 MW, acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2011 y el 31 de diciembre de 2012. Asimismo, dicho valor, además de sufrir la citada reducción, no se actualizará durante los años 2011 y 2012.

Con base en lo anterior, la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establece los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial recogió la antedicha reducción, estableciendo un valor de prima de referencia para las citadas instalaciones de 2,0142 c€/kWh.

Como ya se ha expuesto, la propuesta de Orden que se informa establece un valor prima de referencia para las citadas instalaciones de 3,1633 c€/kWh. En consecuencia, y con objeto de cumplir con lo dispuesto en el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, esta Comisión considera que se debe sustituir dicho valor por el mismo valor de la prima de referencia que estableció la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre (2,0142 c€/kWh), sin actualizaciones, para las mencionadas instalaciones.

Respecto a las actualizaciones trimestrales:

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

⁹ Incremento del IPC de 301,4 puntos básicos, e incremento de los precios del carbón del 5,56% 28 de diciembre de 2011

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.
2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

El nuevo índice, CbmpGN empleado para actualizar las tarifas y primas depende del precio del gas natural utilizado para el cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, que fue establecido en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio.

En lo que se refiere a la revisión trimestral de los grupos a.1.1. y a.1.2, así como los aplicables a la disposición transitoria segunda, teniendo en cuenta lo anterior, y considerando el resto de parámetros (variaciones de IPC, precios CIF, etc) la CNE entiende que las tarifas y primas resultantes, incluidas en el anexo III de la propuesta de Orden, para la revisión del primer trimestre de 2012 son coherentes con la variación de los mencionados índices¹⁰, no así en lo que atañe al grupo c.2.

Con los nuevos precios, el subgrupo a.1.1 incrementa su retribución una media del 2,26%, el subgrupo a.1.2 y el grupo c.2 reducen su retribución una media del 1,43% y del 1,48% respectivamente, y las correspondientes a las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, la reducen un promedio del 0,19%.

4. PRECIOS A PAGAR POR LOS AGENTES PARA LA FINANCIACIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

La propuesta establece la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. correspondiente al año 2012 en 14.500 miles de euros y que esta cantidad se financiará de los precios que cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores del régimen ordinario y del régimen especial como a los comercializadores, consumidores directos y gestores de cargas del sistema. En concreto, se establece que esta retribución será asumida a partes iguales por el conjunto de los generadores y por el conjunto de comercializadores, consumidores directos y gestores de carga por otro. Se fija en 8,6069 €/MW de potencia disponible la cantidad a pagar mensualmente por los generadores, y en 0,0244 €/MWh la cuantía a pagar por el resto de agentes.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 8,6069 €/MW a las instalaciones de régimen ordinario y especial que actúan en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, con potencia neta o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW, previstas para 2012, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 7.290 miles de euros. Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 0,0244 €/MW al Programa Horario Final del MIBEL enero-diciembre 2011, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 7.253 miles de euros. Sumando ambos conceptos, se obtiene un total de 14.543 miles de euros, cantidad similar a la retribución estimada en la Propuesta del Operador del Mercado el 2012 de 14.500 (véase el cuadro siguiente).

¹⁰ Decremento de 17,0 puntos del IPC a partir del 1 de enero e incremento del 3,742% en el precio del GN, y decremento del GLP de un 2,035%
28 de diciembre de 2011

AGENTE DE MERCADO	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	Programa Horario Final GWh	RETRIBUCIÓN OMEL Miles €
ESPAÑA R.Ord	61.409	51.759		5.346
ESPAÑA R.Esp peninsular	32.848	8.476		875
PORTUGAL R.Ord	10.565	9.419		973
PORTUGAL R.Esp peninsular	8.035	927		96
ESPAÑA y PORTUGAL (comercializadores, cc, gestor de cargas)			297.253	7.253
TOTAL	112.857	70.581	297.253	14.543

Notas:

- Los datos de potencia de régimen ordinario se corresponden con los de la liquidación de noviembre de 2011 del Operador del mercado.
- No se ha considerado ningún incremento de potencia en régimen ordinario en MIBEL en 2012
- Se ha considerado la estimación de potencia de régimen especial incluida en este informe.
- Se ha tomado la demanda del Programa Horario Final del MIBEL hasta el 1/1/2011-15/12/2011 y extrapolado hasta final de año. La demanda del CUR de Portugal aparece neta de parte del régimen especial.

Cabe señalar que, se ha considerado que las energías renovables de régimen especial en Portugal no financian la cuota de retribución de OMEL, al encontrarse incluidas en la demanda bruta del CUR, situación que se viene produciendo hasta la fecha. En caso de que sí aportasen dicha cuota, habría que añadir a la cantidad total del cuadro anterior 120 miles de euros y, adicionalmente, la cantidad correspondiente a la parte de la demanda neta de la producción en régimen especial.

Cabe señalar que en el caso de que la demanda fuera inferior a la prevista en la propuesta de Orden, tal y como se manifiesta en el presente informe, existiría un riesgo de recaudación del importe establecido para el Operador del mercado en la propuesta de Orden, con el consiguiente impacto en el déficit del sistema.

5. ANUALIDADES PARA LA FINANCIACIÓN DEL DÉFICIT

Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2012 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 313.352,42 miles de euros. En el Cuadro II.1 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 2012.

Cuadro II.1. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2012

Anualidad déficit anterior a 2005 (euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-2010</i>	2.900.162,89
<i>Actualización del importe pendiente</i> : euribor medio 3M noviembre 2009, Act 365	2.930.817,61 1,057%
<i>Anualidad año 2011</i>	311.661
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-2010</i> Euribor medio 3M 2009 (promedio nov 2011)	2.619.156,61 1,505%
Anualidad provisional año 2012	313.352,49

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

Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2012 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 103.629,96 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses de noviembre de 2011 (1,505%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés de 2,155% (Véase Cuadro II.2).

Cuadro II.2. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit ex ante 2007 en 2012

Adjudicatarios 2ª subasta del déficit ex ante (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-10</i>	1.124.180,06
<i>Actualización del importe pendiente</i> Euribor 3M nov 2010 + diferencial	1.139.648,78 1,376%
<i>Anualidad año 2011</i>	100.922,88
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-11</i> Euribor 3M nov 2011 + diferencial (0,65 puntos básicos)	1.042.446,93 2,155%
Anualidad provisional año 2010	103.629,96

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

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

Para los derechos de cobro Extrapeninsulares 2003-2008, Peninsular 2006, Peninsular 2008 y Déficit 2009, se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011, según el artículo 3 del R.D. 437/2010, como se indica a continuación:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2010 publicado en la Resolución de 20 de enero de 2011, 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 2010, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos al fondo de titulización.
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses anuales reconocidos, resultantes de la aplicación del tipo de interés Euribor a tres meses de noviembre de 2010 (1,057%), para todas las categorías de derechos excepto el Déficit 2009, al que se le suma un diferencial de 20 puntos básicos, resultando el 1,257%, conforme a lo establecido en el Real Decreto 437/2010.
- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad reconocida en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre.
- El importe resultante se multiplica por el porcentaje del derecho de cobro que aún no ha sido cedido a FADE.

Para el derecho de cobro Déficit 2010, se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 para las empresas eléctricas, según el siguiente procedimiento:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2010 de 5.288 millones €, calculado como el valor del derecho de cobro de 5.500 millones € reconocido en el R.D. 437/2010, modificado por el R.D. 1307/2011, menos la anualidad de 211,812 millones € que percibieron los titulares del derecho en 2010.
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses, considerando el tipo de interés provisional del 2% fijado en la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo. Para los importes cedidos a FADE en cada una de las emisiones realizadas en 2011, únicamente se reconocen intereses por los días transcurridos desde el 1 de enero hasta la fecha de cesión (excluida), considerando un año base de 365 días. Para el importe no cedido a FADE, se consideran intereses por todo el año.
- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad que será satisfecha a los titulares en 2011. La anualidad prevista inicialmente en la Orden ITC/3353/2010 se ha ido ajustando progresivamente con cada emisión de FADE realizada en 2011, en base al porcentaje de titularidad del derecho resultante después de cada emisión.
- Al importe resultante se le restan las cantidades cedidas a FADE en las 11 emisiones realizadas en 2011.

Cabe destacar que el importe pendiente de cobro del Déficit 2010, para las empresas eléctricas, es distinto que el valor del derecho susceptible de cesión a FADE (que no se actualiza con un tipo de interés, ni tampoco se reduce con las anualidades que perciben las empresas eléctricas).

La CNE indicó en su informe 10/2011 sobre la propuesta de modificación del R.D. 437/2010, que consideraba necesario regular en el propio Real Decreto 437/2010, el procedimiento de

cálculo del precio de cesión cuando un déficit de naturaleza ex ante se convierte en un déficit ex post. En particular, se consideró que el precio de cesión de los derechos de cobro de los ejercicios 2010, 2011 y 2012 se debería determinar aplicando el procedimiento establecido en el artículo 2 del R.D. 437/2010 para el resto de los derechos de cobro; es decir, sumando los intereses reconocidos, y restando las cantidades percibidas por las empresas a través de las liquidaciones, en concepto de anualidad para financiar el déficit.

Lo anterior presenta la ventaja de que, por un parte, los consumidores soportarían menores costes, al tenerse en cuenta en el cálculo del precio de cesión las anualidades ya percibidas por las empresas y, por otra parte, el valor de los derechos de las empresas se correspondería con el precio de cesión, lo que simplificaría el seguimiento y la actualización de los distintos derechos de cobro.

Esta propuesta normativa no ha sido finalmente incorporada en el R.D. 1307/2011, que modifica el R.D. 437/2010, y que se publicó en el B.O.E. el 11 de octubre de 2011.

Por consiguiente, como ya se puso de manifiesto en el Informe 10/2011 de la CNE, el no incorporar la propuesta de la CNE en la norma, implica que el importe de los derechos de cobro susceptibles de cesión a FADE es distinto al importe pendiente de cobro del derecho para las empresas eléctricas, para las categorías de déficit que a pesar de tener naturaleza ex ante, se convierten en ex post (lo que ha ocurrido con el Déficit 2010, y previsiblemente ocurrirá con el Déficit 2011). Esta circunstancia obliga a llevar dos cuentas separadas, para el derecho de cobro Déficit 2010 de las empresas eléctricas, y para el derecho de cobro Déficit 2010 susceptible de cesión a FADE.

Para el derecho de cobro Déficit 2011, el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 es igual al importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2010, al no haber percibido los titulares ninguna anualidad en 2011, y asciende a 3.000 millones €.

Para el derecho de cobro Déficit 2012, el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 sería igual al déficit que se reconozca ex ante en la Orden por la que se revisen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012. Se ha estimado por el importe máximo permitido de 1.500 millones €.

Una vez estimado el importe pendiente de cobro para las distintas categorías de derechos, se ha calculado la anualidad para 2012 teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 8 y 15 años), y el tipo de interés de actualización. Éste es el Euribor a 3 meses del mes de noviembre de 2011 en base ACT 365, y que asciende al 1,505 %, para todas las categorías de derechos excepto el Déficit 2009 (se considera el 1,705%)¹¹, y excepto el Déficit 2010, 2011 y 2012 (se considera el 2%)¹².

¹¹ El R.D. 437/2010 reconoce un diferencial de 20 puntos básicos para el Déficit 2009.

¹² La Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, reconoce un tipo de interés provisional del 2% para el Déficit 2010. Se ha considerado este mismo tipo de interés para el Déficit 2011 y el Déficit 2012.
28 de diciembre de 2011

Cuadro II.3. Anualidades provisionales para 2012 por los derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2010 (€)	Tipo de interés (i)	Anualidad 2011 (€)	% Derecho no cedido a FADE	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	409.290.668,57	1,057%	47.913.876,42	100%	365.702.994,52
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2006	728.373.783,76	1,057%	56.245.041,60	100%	679.827.653,05
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2007	338.614.854,94	1,057%	26.147.847,48	0,00%	-
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2008	456.436.619,91	1,057%	35.246.047,08	0,00%	-
Derechos de Cobro peninsular 2006	1.803.790.269,62	1,057%	174.562.809,51	95,61%	1.575.982.469,59
Derechos de Cobro peninsular 2008	3.672.410.760,64	1,057%	327.465.515,68	19,99%	676.371.675,12
Derechos de Cobro Déficit 2009	3.285.296.000,00	1,257%	257.385.405,17	0,25%	7.758.856,74
Derechos de Cobro Déficit 2010 (eléctricas)					2.321.019.321,13
Derechos de Cobro Déficit 2011					3.000.000.000,00
Derechos de Cobro Déficit 2012					1.500.000.000,00
Total					10.126.662.970,15

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2012 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	365.702.994,52	1,505%	8	48.862.719,62
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2006	679.827.653,05	1,505%	13	57.968.141,61
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2007	0,00	1,505%	13	0,00
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2008	0,00	1,505%	13	0,00
Derechos de Cobro peninsular 2006	1.575.982.469,59	1,505%	10	170.935.633,30
Derechos de Cobro peninsular 2008	676.371.675,12	1,505%	11	67.178.902,98
Derechos de Cobro Déficit 2009	7.758.856,74	1,705%	13	670.474,00
Derechos de Cobro Déficit 2010 (eléctricas)	2.321.019.321,13	2,000%	13	204.524.399,10
Derechos de Cobro Déficit 2011	3.000.000.000,00	2,000%	14	247.805.910,55
Derechos de Cobro Déficit 2012	1.500.000.000,00	2,000%	15	116.738.208,38
Total				914.684.389,54

Fuente: CNE y Resolución de 20 de enero de 2011 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 y 2007, y que según la regla de la prorata 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 y 2007.

Anualidad correspondiente a FADE

A la fecha de elaboración del presente informe se han realizado 11 emisiones a través de FADE, en las que las empresas eléctricas han cedido un total de 9.811 millones €.

Para estimar el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 de los derechos cedidos a FADE en cada una de las 9 emisiones, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 9.2.i del R.D. 437/2010.

Una vez estimado el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2012 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en cuenta el número de pagos

anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 14,07 años para la primera emisión y 14,98 años para la undécima emisión), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 5,617%.

Según lo establecido en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010, la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización ha comunicado a la CNE el 30 de noviembre de 2011, el tipo de interés de devengo en 2012 para los derechos de cobro cedidos a FADE. Éste se ha calculado siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2011, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos.

Dentro de las emisiones vivas a 30 de noviembre, no se han considerado desde la octava hasta la undécima emisión de FADE, ambas inclusive, cuyas fechas de desembolso¹³ son el 5, 15, 23 y 23 de diciembre de 2011, respectivamente.

Cuadro II.4. Anualidades provisionales para 2012 por los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe cedido	Fecha	Días	Tipo de interés	Intereses	Liquidaciones devengadas	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)
Primera emisión	1.995.540.000,00	25/01/2011	341	5,218%	97.280.552,12	182.269.834,86	1.910.550.717,26
Segunda emisión	1.994.020.000,00	24/02/2011	311	5,419%	92.069.584,99	168.355.360,66	1.917.734.224,33
Tercera emisión	1.987.200.000,00	31/03/2011	276	6,312%	94.847.259,35	157.886.427,06	1.924.160.832,29
Cuarta emisión	998.800.000,00	20/05/2011	226	5,952%	36.809.255,28	63.476.228,91	972.133.026,36
Quinta emisión	1.497.795.000,00	05/10/2011	88	4,824%	17.420.053,45	34.377.724,52	1.480.837.328,93
Sexta emisión	313.898.445,25	23/11/2011	39	6,720%	2.253.876,84	3.617.635,68	312.534.686,41
Séptima emisión	95.481.250,00	23/11/2011	39	8,001%	816.270,51	1.191.980,20	95.105.540,31
Octava emisión	121.320.081,97	05/12/2011	27	7,015%	629.551,51	986.270,47	120.963.363,01
Novena emisión	95.233.750,00	15/12/2011	17	8,105%	359.500,88	521.529,74	95.071.721,15
Décima emisión	566.428.614,82	23/12/2011	9	5,230%	730.460,13	1.366.586,97	565.792.487,98
Undécima emisión	145.372.144,10	23/12/2011	9	5,017%	179.835,30	345.737,66	145.206.241,73
Total FADE	9.811.089.286,14				343.396.200,38	614.395.316,73	9.540.090.169,77

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendiente	Anualidad 2012 (€)
Primera emisión	1.910.550.717,26	5,617%	14,07	200.035.232,67
Segunda emisión	1.917.734.224,33	5,617%	14,15	200.033.410,19
Tercera emisión	1.924.160.832,29	5,617%	14,24	199.863.386,95
Cuarta emisión	972.133.026,36	5,617%	14,38	100.326.503,65
Quinta emisión	1.480.837.328,93	5,617%	14,76	150.240.524,06
Sexta emisión	312.534.686,41	5,617%	14,89	31.528.713,76
Séptima emisión	95.105.540,31	5,617%	14,89	9.594.312,21
Octava emisión	120.963.363,01	5,617%	14,93	12.181.694,07
Novena emisión	95.071.721,15	5,617%	14,95	9.565.974,14
Décima emisión	565.792.487,98	5,617%	14,98	56.855.491,36
Undécima emisión	145.206.241,73	5,617%	14,98	14.591.519,68
Total FADE	9.540.090.169,77			984.816.762,74

Fuente: CNE

6. SALDO DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

El saldo de los pagos por capacidad es la diferencia entre los ingresos que resultan de aplicar los precios para la financiación de los pagos por capacidad establecidos en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, y en la Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, a la demanda prevista para 2012 actualizada a diciembre de 2011 (1.535 M€) y los costes estimados para 2012 del Incentivo a la Inversión, Servicio de disponibilidad y Mecanismo de solución de Restricciones por Garantía de Suministro (RGS).

¹³ La fecha de desembolso es la fecha de cesión efectiva.

Coste del Incentivo a la Inversión y del Servicio de disponibilidad

De acuerdo con la aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, se estima que en 2012 las centrales de régimen ordinario percibirán en concepto de servicio de disponibilidad y de incentivo a la inversión 842.098 miles de euros.

Cuadro II.5. Pagos por capacidad estimados para 2012. Península

Tecnología	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad
Ciclo combinado	14.555	29.486	44.041
Centrales de Carbón que no participan en mecanismo de RGS	618.576	111.725	730.301
Centrales de Carbón que participan en mecanismo de RGS	17.722	27.565	45.287
Fuel gas	-	4.787	4.787
Hidráulica con bombeo y embalse	-	17.682	17.682
Totalgeneral	650.853	191.245	842.098

Nota: De acuerdo con la Orden ITC/3127/2011, los valores del servicio de disponibilidad corresponden al periodo de un año a contar desde el día 15 del mes siguiente a su entrada en vigor (11,5 meses en 2012)

Se ha considerado que todas las centrales acreditarán una potencia media disponible anual equivalente al 90 % de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2, a efectos del cobro del servicio de disponibilidad

No se ha considerado ninguna incorporación de potencia adicional a 2011

La consideración de hidráulica con embalse se ha estimado a partir del Registro de Instalaciones de Producción en Régimen Ordinario del Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Mecanismo de solución de Restricciones por Garantía de Suministro

Se estima que el sobrecoste resultante en 2012 de la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010 asciende a 462.697 miles de €.

Cuadro II.6. Coste del mecanismo de Restricciones por garantía de suministro en 2012

Central	Volumen por Central 2011 MWh	Coste total unitario regulado €/MWh	Sobrecoste Miles de €
Soto Ribera 3	1.311.940	88,8	43.530
Narcea 3	1.205.880	78,5	27.637
Anllares 1	1.968.150	71,0	30.323
La Robla 2	2.035.200	75,2	39.946
Compostilla	5.444.250	70,5	80.872
Teruel	6.183.800	64,4	54.050
Guardo	1.943.140	77,2	41.901
Puente Nuevo	1.482.090	100,7	66.803
Escucha	371.860	72,3	6.206
Elcogas	1.400.000	99,2	60.996
Total	23.346.310	75,0	452.265
Pago del peaje de generación de 2011 en Liquidaciones de 2012			10.430
TOTAL			462.697

Nota: Precio medio ponderado previsto en 2012: 55,62 €/MWh (precio base futuros 54€/MWh)
 Se ha tenido en cuenta los costes totales previstos en la ORDEN ITC/3127/2011, de 17 de noviembre.
 Se han considerado mismos volúmenes de producción que en la Resolución de 8 de febrero de volúmenes máximos de carbón
 No se han tenido en cuenta las posibles revisiones que puedan derivarse de las liquidaciones definitivas de 2011 del mecanismo de RGS, excepto la que corresponda por el pago de los peajes de generación del año 2011.

Saldo de los pagos por capacidad

En cuadro II.7 se presenta el saldo estimado de los pagos de capacidad para el ejercicio 2012

Cuadro II.7. Saldo estimado de los pagos por capacidad para 2012

Ingresos de pagos por capacidad (A)	1.534.949
Coste de pagos por capacidad (B)	842.098
Incentivo a la inversión	650.853
Servicio de disponibilidad	191.245
Mecanismo de solución de RGS (C)	462.697
Saldo pagos por capacidad (A) - (B) - (C)	230.154

Fuente: CNE

ANEXOS III y IV.- CONFIDENCIALES

ANEXO V. PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE DISTRIBUIDORES CON MENOS DE 100.000 CLIENTES PARA 2012

N.Rgтро	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-014	AGRI-ENERGIA ELECTRICA, SA	7.427.010
R1-015	BASSOLS ENERGIA S.A.	13.260.653
R1-016	ELECTRA CALDENSE, S.A.	5.002.154
R1-017	ELECTRA DEL MAESTRAZGO, S.A.	5.660.323
R1-018	ESTABANELL Y PAHISA ENERGIA, S.A.	20.399.549
R1-019	ELECTRICA DEL EBRO,S.A.	3.861.996
R1-020	PRODUCTORA ELECTRICA URGELENSE, S.A. (PEUSA)	4.301.888
R1-021	SUMINISTRADORA ELECTRICA DE CADIZ, S.A.	22.526.148
R1-022	Central Electrica Sestelo Y Cia, S.A.	5.421.800
R1-023	HIDROELECTRICA DEL GUADIELA I, S.A.	4.173.835
R1-024	Cooperativa Electrica Alborense, S.A.	141.557
R1-025	Industrias Pecuarias De Los Pedroches, S.A.	6.001.046
R1-026	ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S. L. UNIPERSONAL	4.469.349
R1-027	COMPAÑÍA MELILLENSE DE GAS Y ELECTRICIDAD, S.A.	9.902.711
R1-028	Medina Garvey Electricidad, S.L.U.	7.675.096
R1-029	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL SIL, S.L.	2.863.712
R1-030	EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA DISTRIBUCION, S.A.U. DISTRIBUIDORA DE ENERGIA LECTRICA ENRIQUE GARCIA SERRANO. S. L.	10.173.201
R1-031	S. L.	264.373
R1-032	REPSOL ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN, S.L. S. C. V. LTDA. B. DE CONS. ELECT. SAN FRANCISCO DE ASIS	3.415.086
R1-033	CREVILLENTE	4.839.317
R1-034	ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A. (EPRESA)	3.564.205
R1-035	ELECTRICA DEL OESTE DISTRIBUCION SLU	9.035.982
R1-036	Distribuidora Electrica Bermejales, S.A.	5.109.685
R1-037	ELECTRA DEL CARDENER, SA	2.737.572
R1-038	Electrica Serosense Distribuidora, S.L.	3.474.735
R1-039	Hidroelectrica De Laracha, S.L.	2.332.938
R1-040	Sociedad Electricista De Tuy, S.A.	3.115.998
R1-041	Electra Alto Miño, S.A.	2.905.712
R1-042	Union De Distribuidores De Electricidad, S.A. (UDESА)	4.191.968
R1-043	ANSELMO LEON DISTRIBUCION, S.L.	4.817.497
R1-044	Compañía De Electricidad Del Condado, S.A.	4.300.132
R1-045	Electra AutoI, S.A.	1.429.146
R1-046	Distribuidora Electrica Tentudia. S.L.U	2.037.616
R1-047	Felix Gonzalez, S.A.	3.822.840
R1-048	LA PROHIDA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.	1.390.194
R1-049	ELECTRICAS PITARCH DISTRIBUCION SLU	8.102.646

N.Rgтро	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-050	Hijos De Jacinto Guillen Distribuidora Electrica, S.L.U.	3.053.356
R1-051	Juan De Frutos Garcia, S.L.	1.324.861
R1-052	LERSA ELECTRICITAT, S.L.	1.713.874
R1-053	Dielesur, S.L.	2.805.929
R1-054	Energia De Miajadas, S.A.	2.889.420
R1-055	Aguas De Barbastro Electricidad, S.A.	2.253.451
R1-056	Vall de Soller energía S.L.U (EL GAS, S.A.)	3.122.299
R1-057	Romero Candau, S.L.	2.009.688
R1-058	Hidroelectrica De Silleda, S.L.	2.189.673
R1-059	GRUPO DE ELECTRIFICACION RURAL S. COOP R. L.	2.485.432
R1-060	Suministros Especiales Alginetenses, S. Coop. V.	2.248.609
R1-061	Oñargi, S.L.	1.309.348
R1-062	SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.	3.501.691
R1-063	COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA CATRALENSE, COOP. V.	913.471
R1-064	ELECTRA DE CARBAYIN, S.A.	1.124.395
R1-065	ELÈCTRICA DE GUIXÉS, S.L.	751.461
R1-066	Electrica Vaquer	867.388
R1-067	Hermanos Caballero Rebollo, S.L.	168.593
R1-068	Compañia De Electrificacion, S.L.	694.296
R1-069	Distribuidora Eléctrica de Melón, S.L.	314.343
R1-070	Electra De Cabalar, S.L.	386.295
R1-071	Electra Del Gayoso, S.L.	589.282
R1-072	Electra Del Narahio, S.A.	1.231.978
R1-073	Electrica De Barciademera, S.L.	52.467
R1-074	Electrica De Cabañas, S.L.	244.130
R1-075	Electrica De Gres, S.L.	189.238
R1-076	Electrica De Moscoso, S.L.	1.724.823
R1-077	Electrica Corvera, S.L.	1.147.374
R1-078	Electrica Fuciños Rivas, S.L.	897.595
R1-079	Electrica Los Molinos, S.L.	1.617.910
R1-080	Hidroelectrica Del Arnego, S.L.	421.911
R1-081	San Miguel 2000 Distribucion, S.L.S.U.	617.793
R1-082	Sucesores De Manuel Leira, S.L.	382.534
R1-083	Berrueza, S.A.	1.201.108
R1-084	Blazquez, S.L.	551.467
R1-085	Central Electrica Mitjans, S.L.	187.965
R1-086	Central Electrica San Francisco, S.L.	678.932
R1-087	Distribucion Electrica Las Mercedes, S.L.	734.243
R1-088	Electrica de Caniles, S.L.	422.985
R1-089	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE RELLEU S.L	508.169
R1-090	ELECTRA ADURIZ SA	3.442.523
R1-091	Electra Avellana, S.L.	876.710

N.Rgto	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-092	Electra Castillejense, S.A.	601.561
R1-093	DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD LARRAÑAGA, S.L.	35.471
R1-094	Electra San Cristobal, S.L.	490.711
R1-095	Electrica Belmezana, S.A.	508.177
R1-096	Electrica La Victoria De Fuencaliente, S.A	274.624
R1-097	Electrica Los Pelayos, S.A.	567.375
R1-098	Electrica Ntra. Sra. De Los Remedios, S.L.	1.263.522
R1-099	Electricitat La Aurora, S.L.	599.024
R1-100	Electro Distribucion De Almodovar Del Campo, S.A.	1.061.612
R1-101	Electro Molinera de Valmadrigal, S.L.	1.604.000
R1-102	Empresa De Electricidad San Jose, S.A.	526.337
R1-103	HIDROELECTRICA DE SAN CIPRIANO DE RUEDA, S.L.	371.381
R1-104	Hidroelectrica Virgen De Chilla, S.L.	1.417.321
R1-105	La Ernestina, S.A.	795.850
R1-106	Dielenor, S.L.	1.560.466
R1-107	Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages	1.599.763
R1-108	Energética de Alcocer, S.L.U.	965.971
R1-109	Electrica Maferga, S.L.	279.365
R1-110	Gracia Unzueta Hidalgo E Hijos, S.L.	268.049
R1-111	Aurora Giner Reig, S.L.	80.641
R1-112	Distribuidora Electrica De Ardales, S.L.	460.645
R1-113	Electra Sierra Magina, S.L.	489.957
R1-114	Electrica Hermanos Castro Rodriguez, S.L	367.104
R1-115	Hidroelectrica Vega, S.A.	1.836.712
R1-116	Hijo De Jorge Martin, S.A.	259.807
R1-117	Jose Ripoll Albanell, S.L.	305.590
R1-118	Josefa Gil Costa, S.L.	34.525
R1-119	Leandro Perez Alfonso, S.L.	688.653
R1-120	SOCIEDAD DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE ELORRIO, S.A.	225.312
R1-121	Sociedad Electrica Ntra. Sra. De Los Desamparados, S. L.	1.169.074
R1-122	Distribuidora Electrica De Gaucin, S.L.	614.593
R1-123	ELECTRA ALVARO BENITO, S.L.	154.606
R1-124	Eléctrica Camposur, S.L.	237.229
R1-125	ELECTRICA DE ERISTE, S.L.	117.111
R1-126	Electricidad Hijate, S.L.	245.359
R1-127	Juan N. Diaz Galvez Y Hermanos, S.L.	898.004
R1-128	Eléctrica de Chera, S.C.V.	121.892
R1-129	Hidroelectrica Gomez, S.L.U.	207.726
R1-130	Hidroelectrica De Alaraz, S.L.	165.197
R1-131	Ismael Biosca, S.L.	730.559
R1-132	ELECTRICA SAN SERVAN, S.L.	528.506
R1-133	Hidroelectrica El Carmen, S.L.	2.155.270

N.Rgto	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-134	Electra La Loma, S.L.	573.498
R1-135	Electra La Rosa, S.L.	195.022
R1-136	Electrica San Gregorio, S.L.	108.658
R1-137	Herederos De Garcia Baz, S.L.	134.647
R1-138	Sierro De Electricidad, S.L.	59.372
R1-139	Distribuidora De Electricidad Martos Marin, S.L.	252.833
R1-140	Distribuidora Electrica Carrion, S.L.	453.423
R1-141	Heliadora Gomez, S.A.	227.129
R1-142	LUIS RANGEL Y HNOS, S.A.	700.981
R1-143	SERVILIANO GARCIA, S.A.	1.396.196
R1-145	ELECTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, S.V. L.	1.685.680
R1-146	Jose Ferre Segura E Hijos, S.R.L.	1.417.816
R1-147	Electra Jose Antonio Martinez, S.L.	133.839
R1-148	Electricidad Pastor, S.L.	652.493
R1-149	HIJOS DE FELIPE GARCIA ALVAREZ, S.L.	126.237
R1-150	Cooperativa Electrica De Castellar, S.C.V.	613.490
R1-151	COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA ALBATERENSE, COOP.V.	1.218.541
R1-152	Electrica De Meliana, Sociedad Cooperativa Valenciana COOPERATIVA POPULAR DE FLUIDO ELECTRICO DE CAMPRODON	431.671
R1-153	S.C.C.L.	329.517
R1-154	Eléctrica Algimia de Alfara, S.C.V.	550.857
R1-155	ELECTRICA DE VINALES, S.C.V.	378.802
R1-156	ELECTRICA DE DURRO SLU	61.661
R1-157	Electrica De Guadasuar, Sdad. Coop. V.	1.101.916
R1-158	Coop. Eléctrica de Sot de Chera	145.895
R1-159	ELECTRICA NTRA. SRA. DE GRACIA, SDAD. COOP VALENCIANA	1.308.712
R1-160	Electrodistribuidora De Fuerza Y Alub. Casablanca S.C.V.	194.644
R1-161	Fluido Electrico De Museros, S. C. Valenciana	308.087
R1-162	DELGICHI, S.L.	46.175
R1-163	Dielec Guerrero Lorente, S.L.	88.378
R1-164	DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD VALLE DE SANTA ANA SL	118.345
R1-165	Distribuidora Electrica Granja De Torrehermosa, S.L.	398.072
R1-166	Electrica Santa Clara, S.L.	401.218
R1-167	Empresa Electrica Martin Silva Pozo, S.L.	542.142
R1-168	Hidroelectrica San Buenaventura, S.L.	304.877
R1-169	Hidroelectrica Santa Teresa, S.L.	68.155
R1-170	Hijos De Casiano Sanchez, S.L.	63.027
R1-171	Sociedad Electrica Jerez Del Marquesado S.A.	179.640
R1-172	SUMINISTROS ELECTRICOS DE AMIEVA, S.L.	116.931
R1-173	Hidroelectrica Dominguez, S.L.	65.189
R1-174	Electra Conilense, S.L.U.	3.252.919
R1-175	Distribuciones Electricas Portillo, S.L.	1.283.721

N.Rgto	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-176	ELECTRICA DE JAFRE, S.A.	762.065
R1-177	Electrica Los Laureles, S.L.	324.379
R1-178	Electrica San Jose Obrero, S.L.	188.812
R1-179	ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGETICAS, S.A.	554.333
R1-180	C. Marcial Chacon E Hijos, S.L.	1.732.267
R1-181	Electrica Moro Benito, S.L.	131.557
R1-182	Fuentes Y Compañía, S.L.	1.012.133
R1-183	La Electrica De Vall De Ebo, S.L.	82.913
R1-184	Antolina Ruiz Ruiz, S.L.U.	33.339
R1-185	DISTRIBUCIONES DE ENERGIA ELECTRICA DEL NOROESTE, S.L.	47.437
R1-186	ELECTRA DE ZAS, S.L.	273.801
R1-187	HIDROELECTRICA DEL CABRERA, SL	275.864
R1-188	ELECTRICIDAD LA ASUNCION, S.L.	69.758
R1-190	Sociedad Electrica De Ribera Del Fresno, S.A.	416.466
R1-191	Alset Electrica, S.L.	1.126.764
R1-192	ELECTRO DISTRIBUIDORA CASTELLANO LEONESA, S.A.	227.930
R1-193	ELECTRA VALDIVIELSO, S.A.	72.350
R1-194	EMPRESA ELECTRICA DE SAN PEDRO, S.L.	749.756
R1-195	Electrica Abengibre Distribucion, S.L.	184.699
R1-196	ELECTRICA DE LA SERRANIA DE RONDA S L	1.250.927
R1-197	EBROFANAS, S.L.	165.295
R1-198	Electrica Sagrado Corazon De Jesus, S.L.	219.143
R1-199	Distribuidora Electrica Monesterio, S.L.U.	1.919.058
R1-200	Distribuidora Electrica Bravo Saez, S.L.	279.894
R1-201	Electrica Nuestra Señora De Los Santos, S.L.	704.330
R1-202	MOLINO VIEJO DE VILALLER, S.A.	117.385
R1-203	Vargas Y Compañía Electro Harinera San Ramon, S.A.	504.428
R1-204	Electra De Santa Comba, S.L.	1.696.564
R1-205	ICASA DISTRIBUCION ENERGIA, S.L.	39.102
R1-206	DISTRIBUCIONES ELECTRICAS DEL ERIA, S.L.	83.507
R1-207	DISTRIBUIDORA ELECTRICA ISABA, S.L.U.	104.469
R1-208	ENERFRIAS SL	147.655
R1-210	Central Electrica San Antonio, S.L.	727.829
R1-211	Electra Cuntiense, S.L.	578.756
R1-213	ELECTRICAS DE BENUZA, S.L.	229.680
R1-214	Rodalec, S.L.	147.866
R1-215	Electrica Del Huebra, S.L.	100.521
R1-216	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE NAVASFRIAS S.L.	214.207
R1-217	Electrica Mestanza R.V., S.L.	95.257
R1-218	HIDROELECTRICA DE CATALUNYA, S.L.	1.289.257
R1-219	ELECTRA DE ABUSEJO, S.L.	1.171.429
R1-220	ELECTRICA DE CANTOÑA S.L.	95.402

N.Rgto	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-221	Electrica Gilena, S.L.U.	416.914
R1-222	ENERGIAS DE PANTICOSA S.L.	340.583
R1-223	Herederos De Emilio Gamero, S.L.	873.194
R1-224	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE MONTOLIU, S.L. U.	101.323
R1-225	ELECTRICA BAÑESA, S.L.	95.923
R1-226	Gloria Mariscal, S.L.	132.967
R1-227	Ruiz de la Torre, S.L.	1.131.987
R1-228	Luz De Cela, S.L.	149.974
R1-229	Electrica San Marcos, S.L.	52.301
R1-231	ELÈCTRICA CURÓS, S.L.	625.027
R1-232	Electra Valdizarbe, S.A.	1.351.779
R1-233	Electrica Latorre, S.L.	553.982
R1-234	ELECTRICA DE CASTRO CALDELAS S.L.	232.178
R1-236	EL PROGRESO DEL PIRINEO- HROS. DE FRANCISCO BOLLÓ QUELLA, S.L.	526.344
R1-237	MONTESLUZ DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.	401.502
R1-238	Emilio Padilla E Hijos, S.L.	135.897
R1-239	SALTOS DEL CABRERA, SL	305.896
R1-240	Distribucion Energia Electrica De Parcent, S.L.	192.222
R1-241	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA TORRECILLAS VIDAL, S.L.	169.994
R1-242	CENTRAL ELECTRICA INDUSTRIAL, S.L.U.	211.516
R1-243	Hidroelectrica El Cerrajon, S.L.	135.525
R1-244	Hidroelectrica Jose Matanza Garcia, S.L.	240.152
R1-245	Distribucion Y Electrica Caridad E Ildefonso, S.L.	140.970
R1-246	Felipe Blazquez, S.L.	212.753
R1-247	Electrica Hermanos Fernandez, S.L.	187.014
R1-248	E. Saavedra, S.A.	390.299
R1-249	Juan Y Francisco Esteve Mas S.L.	73.674
R1-250	LUZ ELECTRICA LOS MOLARES S.L	368.450
R1-251	SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A. (SUCSA)	525.502
R1-252	Herederos De Carlos Oltra, S.L.	52.443
R1-253	Compañía Eléctrica de Férez, S.L.	404.763
R1-254	Electra Saltea, S.L.	138.508
R1-255	ELECTRICAS SANTA LEONOR S.L.	133.081
R1-256	Emdecoria, S.L.	1.444.274
R1-257	Hijos De Francisco Escaso S.L.	1.369.454
R1-258	Millarensense De Electricidad, S.A.U	133.996
R1-259	MUNICIPAL ELECTRICA VILORIA, S.L.	130.211
R1-260	Electra La Honorina, S.L.	209.511
R1-261	ELECTRA SAN BARTOLOME, S.L.	280.751
R1-262	Electrica Del Guadalfeo, S.L.	487.020
R1-264	Electrica Santa Marta Y Villalba, S.L.	1.213.399

N.Rgto	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-265	HEREDEROS DE MARIA ALONSO CALZADA. VENTA DE BAÑOS S.L.	91.927
R1-266	Hijos De Manuel Perles Vicens, S.L.	103.452
R1-267	Electrica De Ver, S.L.	36.568
R1-268	ELECTRADISTRIBUCIÓN CENTELLES, S.L.	1.690.749
R1-269	Manuel Robres Celades, S.L.U.	65.317
R1-270	Electra Del Foxo, S.L.	370.236
R1-271	DISTRIBUCION ELECTRICA DE ALCOLECHA, S.L.	36.973
R1-272	Luz Electrica De Algar,S.L.U.	493.774
R1-273	EMPRESA MUNICIPAL D'ENERGIA ELECTRICA TORRES DEL SEGRE, S.L.	433.245
R1-274	ELEC VALL DE BOI, S.L.	83.287
R1-275	ELECTRICA DE VALDRIZ, S.L.	183.134
R1-276	IGNALUZ JIMENEZ DE TORRES, S.L.	59.570
R1-277	DISTRIBUIDORA ELECTRICA NIEBLA, S.L.	585.411
R1-278	Tolargi, S.L.	1.592.499
R1-279	ELECTRICA DEL MONTSEC SL	386.201
R1-280	ITURENGO ELEKTRA, S.L.	110.345
R1-281	ELECTRO SALIENT DE GALLEGO, S.L.	268.959
R1-282	Distribuidora Electrica De Catoira, S.A.	220.590
R1-283	Electrica Del Pozo S.Coop.Madrileña	444.302
R1-284	AFRODISIO PASCUAL ALONSO, S.L.	183.019
R1-285	ENERGIAS DE BENASQUE, S.L.	899.556
R1-286	Distribuciones Electricas De Pozuelo, S.A.	116.815
R1-287	Distribuidora Electrica De Casas De Lazaro, S.A.	210.726
R1-288	Distribuciones Alnega, S.L.	63.193
R1-289	ELECTRO ESCARRILLA, S.L.	81.594
R1-290	ELECTRICA DE ALBERGUERIA, S.A.	405.725
R1-291	EMPRESA ELECTRICA DE JORQUERA, S.L.	53.603
R1-292	Electra La Molina, S.L.	207.372
R1-293	HIDROELECTRICA COTO MINERO DISTRIBUCION, S.L.U.	224.235
R1-294	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.	7.424.096
R1-295	INDUSTRIAL BARCALESA, S.L.	376.813
R1-296	DISTRIBUIDORA ELECTRICA D'ALBATARREC, SL	300.537
R1-297	ELECTRA ORBAICETA, S.L.	40.950
R1-298	DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELECTRICA ENERQUINTA SL	100.396
R1-300	Eléctricas de Villahermosa S.A.	86.466
R1-301	Alarcon Navarro Empresa Electrica, S.L.	358.304
R1-302	ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A.	172.451
R1-304	HIDROFLAMICELL, S.L.	750.913
R1-305	Sdad. Municipal de Distrib. Eléctrica de Llavorsí S.L.	126.259
R1-306	HELIODORO CHAFER, S.L.	370.703
R1-307	Central Electrica De Pozo Lorente, S. L.	112.925

N.Rgto	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-308	Araxes Argi Indarra, S.L.	174.670
R1-309	Pedro Sanchez Ibañez	296.763
R1-310	Agrupación Distribuidora de Escuer S.L.	21.460
R1-312	ELECTRA EL VENDUL S.L	37.167
R1-313	Leintzargi S.L.	34.533
R1-314	Distribuidora Electrica de Ponts S.L. (D.E.P. S.L.)	120.561
R1-317	ELECTRICA POPULAR, S.COOP.MAD	345.424
R1-318	MENDIVIL DE ELECTRICIDAD, S.L.	66.501
R1-319	La Sinarquense S.L.U.	201.789
R1-320	SERVICIOS Y SUMINISTROS MUNICIPALES ARAS, S.L.U.	146.657
R1-323	Fuerzas Eléctricas de Bogarra S.A. (FOBOSA)	539.616
R1-325	E. MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ D'ENERGIA ELÈCTRICA D'ALMENAR, SLU	741.896
R1-326	ELECTRA TUDANCA, S.L.	86.962
R1-327	ELECTRICA ANTONIO MADRID SL	240.801
R1-328	Instalaciones Eléctricas Río Isábena S.L.	588.594
R1-329	Distribuciones Eléctricas Talayuelas, S.L.	270.460
R1-330	Empresa Eléctrica del Cabriel S.L.	129.915
R1-331	ANZURIETAS, S.L.	23.303
R1-332	BAKAIKUKO ARGIA, S.A.	60.483
R1-333	ELECTRA ARRUAZU, S.L.	52.062
R1-334	ELECTRA BARAIBAR, S.L.	28.936
R1-335	Servicios y Suministros Municipales de Chulilla, S.L.	152.812
R1-336	CATENERIBAS S.L.U.	42.870
R1-337	SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELECTRICA DE TIRVIA, S.L.	31.881
R1-338	SUMINISTROS ELECTRICOS ISABENA, S.L.	140.841
R1-339	ELECTRA URDAZUBI S.L.	291.913
R1-340	ELECTRICA COSTUR, SL	84.072
R1-341	TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA SL.	74.386
R1-342	ELÉCTRICA DE LÍJAR, S.L.	753.583
R1-343	ENERGIAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U.	127.159
R1-344	GESTION DEL SERVICIO ELECTRICO HECHO S.L	197.359
R1-345	ALCONERA DE ELECTRICIDAD, S.L.	181.387
R1-346	Eléctricas Tuejar S.L.	269.011
R1-347	ELÉCTRICA SALAS DE PALLARS, S.L.	88.191
R1-348	ELECTRO-HARINERA BELSETANA, S. COOP.	37.614
R1-349	LA CONSTANCIA-ARÉN, S.L.	89.919
R1-350	DISTRIBUIDORA ELECTRICA VALLE DE ANSO S.L.	104.051
R1-351	ELECTRICA SUDANELL S.L	172.371
R1-352	Eléctricas Hidrobesora, SL	106.247
R1-353	ELÉCTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	189.012
R1-354	LLUM D'AIN, S.L.	52.998

N.Rgto	Empresa	Retribución 2012 (Euros)
R1-355	ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.	258.099
R1-356	Coop V.E.F.A. "SERRALLO"	43.276
R1-357	ELECTRICA DE MALCOCINADO S.L.U	126.677
R1-358	Eléctricas de Vallanca, S.L.	56.511
R1-359	ELECTRO MANZANEDA,S.L.	167.275
R1-360	ELECTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT S.L	502.107
R1-361	Distribuciones Eléctricas de Gistaín, S.L.	25.777
R1-362	ENERGÍAS DEL ZINQUETA, S.L.	67.015
R1-363	Electra del Llobregat Energía, S.L.	186.768
R1-364	SAMPOL Energía, S.L.	49.246
R1-365	ELECTRA REDENERGÍA, S.L.	1.269.580
TOTAL		373.067.326