



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 33/2009 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN
MINISTERIAL POR LA QUE SE
REVISAN LAS TARIFAS DE ACCESO
ELÉCTRICAS A PARTIR DEL DÍA 1
DE ENERO DE 2010**

17 de diciembre de 2009

INFORME 33/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS DE ACCESO ELÉCTRICAS A PARTIR DEL DÍA 1 DE ENERO DE 2010

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 17 de diciembre de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en su artículo 8.1, cuarta, sustituido por el punto 1 del apartado tercero de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, confiere a la Comisión Nacional de Energía la función de participar mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas y retribución de las actividades del sector.

El día 7 de diciembre de 2009 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Orden por el que se establece la tarifa eléctrica para 2010 (*propuesta de Orden*) e información explicativa de dicha propuesta de Orden, documentos remitidos a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

La propuesta de Orden fue remitida a la CNE para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió el día 14 de diciembre de 2009, para discutir la propuesta de Orden. Se acompañan, como Anexo del presente informe, las alegaciones de los miembros del Consejo presentadas por escrito.

Como se ha mencionado en anteriores informes de tarifas eléctricas se considera que para que el contenido del informe realizado pueda ser considerado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITC) en la Orden de tarifas, también éste debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación del RD de tarifas en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Electricidad, dada la trascendencia que tiene la propuesta de Orden, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para establecer la repercusión que tiene su recuperación mediante las tarifas de acceso, sobre los distintos colectivos de consumidores.

En relación con lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el apartado primero del artículo 6 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el procedimiento de tramitación de urgencia, por el cual se reducen los plazos a la mitad, se considera que debe emplearse por razones de probada excepcionalidad y no

ser el procedimiento habitual de tramitación empleado por el MITC para los informes sobre revisiones tarifarias.

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios con objeto de fundamentar el informe sobre la propuesta de Orden de tarifa de acceso eléctrica para 2010, la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema del ejercicio de previsión para el cierre de 2009 y 2010 a los que se hace referencia en el presente informe.

Asimismo, el presente informe se basa en los siguientes documentos remitidos al MITC:

- *“Informe sobre la propuesta de aportación anual en concepto de Plan de Viabilidad de ELCOGÁS, S.A. correspondiente al año 2009, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 29 de octubre de 2009.*
- *“Informe de solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica, para la elaboración de la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de enero de 2010” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 29 de octubre de 2009.*
- *“Propuesta de retribución definitiva para el año 2009 y de retribución provisional para el año 2010 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 3 de diciembre de 2009.*
- *“Informe y Propuesta de retribución de la actividad de distribución para 2010. Distribuidores con menos de 100.000 clientes” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 3 de diciembre de 2009*

2 ANTECEDENTES

La Ley 17/2007, de 4 de julio, 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.

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

La disposición adicional novena del citado Real Decreto establece que, a partir del 1 de julio de 2009 y hasta la desaparición del déficit de la tarifa, previos los trámites e informes oportunos, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá revisar semestralmente las tarifas de acceso para asegurar la aditividad de las tarifas de último recurso.

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-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector eléctrico y se aprueba el bono social, modifica, en su artículo 1, la redacción de la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de manera que, 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 sin que pueda aparecer déficit ex ante y establece, para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, que el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 2.000 millones de euros y 1.000 millones de euros, respectivamente, previendo la cesión de los derechos de cobro del déficit al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

Asimismo, el citado Real Decreto 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 Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio de 2009, regula el mecanismo de traspaso al suministro de último recurso de energía eléctrica de los clientes que tengan un contrato en vigor en el mercado a tarifa, así como el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso en el sector eléctrico y la estructura de las tarifas de acceso correspondientes.

Finalmente, de acuerdo con la normativa vigente, en la propuesta de Orden se revisan la retribución de las actividades reguladas y las tarifas de acceso que se deben aplicar a partir del 1 de enero de 2010.

3 CONSIDERACIONES GENERALES PREVIAS

El establecimiento de la metodología asignativa debería estar acompañada necesariamente por una revisión en profundidad de las distintas partidas de retribución de los costes de actividades reguladas del sector eléctrico, con el objetivo de que el consumidor pague por los costes realmente incurridos y que los agentes reciban por su actividad una retribución ajustada a sus costes.

Se debería iniciar un proceso de ajuste de los costes e ingresos regulados a efectos de su determinación correcta, como por ejemplo, el bombeo y los consumos propios de las centrales en relación con las tarifas de acceso, restricciones técnicas, etc...

Se quiere señalar que el gas natural llega ya a la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares mediante el gasoducto que se ha construido al efecto. Por ello, la generación eléctrica, a partir de próximas fechas, se realizará mediante ciclos combinados de gas natural previa a la puesta a punto de las actuales centrales que tienen la naturaleza de biocombustible. Además, próximamente quedará concluida la interconexión eléctrica con la cual el mercado eléctrico balear quedará integrado con el resto del mercado español. Se deberán, por tanto, tomar las medidas regulatorias necesarias para adaptarse a la nueva situación. Las retribuciones que se reconocen en exceso deberían ser integradas al sistema con la naturaleza de ingresos liquidables.

Adicionalmente, la CNE recuerda que ha remitido los informes solicitados por la DGPEyM para conocer el grado de amortización de los activos de generación según el RD 1538/1987 y el saldo pendiente de CTC's a diferentes fechas de realización de dichos informes, para el periodo 1998-

2005. No obstante, hasta la fecha no se ha realizado una liquidación final de los costes de transición a la competencia.

4 CONSIDERACIONES SOBRE LAS PREVISIONES PARA 2010

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

Las previsiones para 2010, al igual que ocurrió en 2009, presentan un elevado grado de incertidumbre derivado de diversos aspectos, lo que dificulta la estimación de los valores de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso.

4.1 *Incertidumbres sobre el impacto de la evolución económica y determinados aspectos pendientes de regulación*

En primer lugar, permanece la *incertidumbre sobre la evolución de la demanda de electricidad* de 2009 para su previsión en 2010. Cabe señalar que si bien existe cierta coincidencia en las previsiones para el cierre de 2009 que han proporcionado las distintas empresas eléctricas, se observa un elevado grado de discrepancia en las previsiones de 2010.

Respecto a la evolución de la actividad económica por su relación directa con la de la demanda eléctrica, las previsiones sobre la variación del PIB en los Presupuestos Generales del Estado es el -0,3%¹ de caída respecto a 2009, mientras que el FMI considera una previsión para la economía española del -0,8%² y la media de las previsiones de distintos organismos, según FUNCAS, es del -0,6%³. Asimismo, no existe coincidencia sobre el trimestre de 2010 a partir del cual se comenzarán a registrar tasas de variación positivas en la actividad económica.

Análogamente, las previsiones de diferentes organismos para 2010 sobre la evolución del IPI, indicador de la variación de la producción industrial, y por tanto de la demanda eléctrica de los consumidores de alta tensión, se sitúan entre el crecimiento del 0,1% y una caída del 14,1%, con una media del -5,1% según FUNCAS.

En segundo lugar, existen una serie de *aspectos pendientes de determinar su regulación*, lo que complica la estimación de los costes previstos para el cierre de 2009 y 2010, que se describen a continuación:

Financiación del déficit de tarifa

El pasado 7 de mayo se publicó el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social (en adelante RD-Ley 6/2009). Entre otros aspectos, el citado Real Decreto-Ley modifica la Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (en adelante DA 21^a) relativa a la financiación del déficit de tarifa, con objeto de acotar el incremento del déficit,

¹ <http://serviciosweb.meh.es/apps/dgpe/textos/Previsiones/prevesp.pdf>

² Perspectivas de la economía mundial. Octubre 2009.

Disponible en <http://www.imf.org/external/spanish/pubs/ft/weo/2009/02/pdf/texts.pdf>

³ Véase el Panel de previsiones de la economía española elaborado por la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS) disponible en (<http://www.funcas.ceca.es/descargarArchivo.asp?ld=4>).

establecer una senda de crecimiento para las tarifas de acceso y fijar un mecanismo para la financiación del déficit tarifario durante el periodo transitorio.

El día 3 de diciembre de 2009 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la *propuesta de Real Decreto por el que se establece el precio y las condiciones de cesión de los derechos de cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, se desarrollan las características del Activo y del Pasivo del Fondo y se regula la Comisión Interministerial que tendrá como finalidad velar por el correcto cumplimiento de las condiciones en que deben ejecutarse las tareas asignadas a la sociedad gestora del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico* (en adelante propuesta de RD FTD) para que la CNE emita el correspondiente informe perceptivo.

A la fecha de elaboración del presente informe se está en fase de tramitación la citada disposición normativa y, por tanto, las anualidades incorporadas en el ejercicio tarifario 2010 en concepto de recuperación de los déficit no cedidos a terceros de ejercicios anteriores dependerán, tanto de la regulación que se adopte al respecto, como del resultado de las emisiones que haga el fondo. En consecuencia las anualidades de déficit de actividades reguladas estimadas son susceptibles de modificación una vez que sea publicada la normativa correspondiente y que el FTD realice las emisiones oportunas.

Mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro

El pasado 23 de octubre de 2009 tuvo entrada en la Comisión la Propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro del que la CNE emitió el Informe 29/2009⁴. En dicho informe se puso de manifiesto el impacto de la medida propuesta sobre el déficit de actividades reguladas y, en consecuencia, sobre el incremento de tarifas de acceso necesario para cumplir con el límite máximo del déficit ex ante de actividades reguladas para 2010 que fue establecido en el RD-Ley 6/2009.

Aportación al Plan de Viabilidad de ELCOGÁS

El pasado 21 de enero de 2009 se recibió una comunicación de la Dirección General de Política Energética y Minas señalando que, a los efectos de efectuar las liquidaciones a ELCOGÁS del Plan de Viabilidad, la CNE debe partir del saldo pendiente de los costes de transición a la competencia a 30 de junio de 2006 de esta empresa (191 M€), de modo tal que cuando la suma de las cantidades que se hayan abonado alcancen esa cifra, la CNE “*dejara de pagar las cantidades correspondientes al Plan de Viabilidad de Elcogás, S.A.*”. Sin embargo, no se ha producido una modificación formal del Acuerdo de Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007, de acuerdo con el criterio reflejado en la comunicación de la DGPEM, por lo que se considera que se debe imputar la anualidad provisional correspondiente a 2009 en la tarifa 2010.

No obstante lo anterior, cabe señalar que está pendiente de aprobación por parte de la Comisión Europea el proyecto de ayuda al Plan de Viabilidad de Elcogás, S.A., por lo que en caso de que finalmente éste no fuera aprobado, el déficit de actividades reguladas correspondiente a 2010 podría ser minorado en la cantidad equivalente a la anualidad provisional prevista. Dicha condición de provisionalidad de la anualidad establecida para 2010 a su aprobación por la Comisión Europea está especificada en el artículo 4 de la propuesta de Orden.

Adicionalmente, se indica que el 17 de diciembre de 2009, se ha remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) dos informes sobre las anualidades definitivas correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008 solicitadas por ELCOGÁS, en respuesta a la solicitud del Subdirector General de Energía. Cabe señalar que la anualidad definitiva correspondiente al ejercicio 2007 resulta superior en 232.697 euros a la inicialmente prevista. Por el contrario, la anualidad definitiva correspondiente a 2008 resulta inferior en 4.307.484 euros a la

⁴ Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne136_09.pdf

prevista. Estas diferencias entre las anualidades previstas y definitivas correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008, podrían consideradas en las liquidaciones del propio ejercicio o de ejercicios futuros.

Finalmente, están pendientes diversos aspectos que podrían incidir en el importe del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas:

Sentencias del Tribunal Supremo por las que se declaró contraria a derecho la inclusión en la tarifa eléctrica el Plan de Acción 2008-2012 para los ejercicios 2006 y 2007.

Las sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007 y de 28 de enero de 2009, declararon nulos los artículos 5 del Real Decreto 1556/2005 y del Real Decreto 1634/2006, relativos a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética. Está pendiente dar ejecución a sendas Sentencias del Tribunal Supremo, por lo que no ha sido posible determinar el déficit definitivo de la liquidación de actividades reguladas correspondiente a los ejercicios 2006 y 2007.

Cabe señalar que, el Real Decreto 485/2009 establece el importe del déficit de actividades reguladas correspondiente a 2006 y la posibilidad de que los titulares puedan ceder a terceros los derechos de cobro. Por otra parte, el déficit provisional correspondiente al ejercicio 2007 ya ha sido financiado mediante la subasta celebrada el 12 de junio de 2008.

En consecuencia, la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo podrían incidir en el cálculo de los déficit de ejercicios posteriores, en la medida en que la diferencia entre el déficit provisional reconocido y el que resulte definitivamente pudiera ser incorporado en las liquidaciones provisionales en curso.

Devolución de los derechos de CO₂ asignados gratuitamente

En cumplimiento de lo establecido en las respectivas disposiciones adicionales únicas de las Ordenes ITC/1721/2009 e ITC/1722/2009, el Consejo de Administración de la CNE aprobó las Resoluciones que establecen los importes individuales por la minoración de los derechos de emisión correspondientes a los ejercicios 2007 y 2008.

En relación con lo anterior, cabe señalar que, por una parte, alguna sociedad generadora ha interpuesto un recurso de alzada contra las Resoluciones de la CNE de 15 de Septiembre por las que se aprobó el importe de la minoración de la retribución de la actividad de producción correspondiente a 2008, por lo que la fecha de emisión del presente informe es incierto el importe de la citada minoración y, por tanto, el déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2008. La disposición adicional primera de la propuesta de Orden establece que los saldos destinados a la devolución de los derechos de CO₂ de 2007 y 2009, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes a 2009. No obstante, a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente el cálculo de la minoración de la retribución por los derechos de CO₂ correspondientes al primer semestre de 2009, por no disponerse de los certificados de emisión de las instalaciones.

4.2 Previsiones de demanda en barras de central y en consumo

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

La demanda en barras de central (b.c.) y en consumo previstas para el cierre de 2009 y 2010, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, se corresponden con las previsiones elaboradas por la CNE y remitidas a Subdirección General de Energía Eléctrica, el

pasado 17 de septiembre, en respuesta a su solicitud información sobre diversos aspectos para la elaboración de la tarifa eléctrica correspondiente al ejercicio 2010.

En los cuadros 1 y 2 se resumen las previsiones de demanda en b.c. y en consumo para el cierre del ejercicio 2009 y 2010. Cabe señalar que, dado el elevado grado de incertidumbre sobre la evolución de la actividad económica y su impacto sobre la demanda eléctrica, por un principio de prudencia tarifaria, se ha optado por considerar las estimaciones realizadas por el Operador de Sistema (OS) en su denominado "escenario inferior" de demanda. En el Anexo I del presente informe se describen las hipótesis consideradas por la CNE en la elaboración de las previsiones de demanda tanto en barras de central, como en consumo para el cierre de 2009 y 2010.

Cuadro 1. Previsión de demanda en barras de central para el cierre de 2009 y 2010

NT	Demanda b.c. (GWh)			Tasa de variación	
	2008	Cierre 2009	2010	Cierre 2009	2010
Peninsular	263.310	249.976	249.583	-5,1%	-0,2%
Extrapeninsular	15.829	15.259	15.265	-3,6%	0,0%
Total	279.139	265.235	264.848	-5,0%	-0,1%

Fuente: Empresas y CNE

Cuadro 2. Previsión de demanda en consumo desagrega por grupo tarifario para el cierre de 2009 y 2010

Peaje	GWh		Tasa de variación 2010/2009
	2009	2010	
BAJA TENSIÓN	126.758	127.148	0,3%
Pc ≤ 15 kWh SIN DH	76.591	76.940	0,5%
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	69.735	70.083	0,5%
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kWh)	6.857	6.857	0,0%
Pc ≤ 15 kWh CON DH	10.898	10.939	0,4%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	8.223	8.264	0,5%
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kWh)	2.675	2.675	0,0%
3.0 A (Pc > 15 kWh)	39.269	39.269	0,0%
ALTA TENSIÓN	115.934	115.138	-0,7%
NT 1	73.816	73.447	-0,5%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	22.026	21.916	-0,5%
6.1 (1 kV a 36 kV)	51.789	51.530	-0,5%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	15.540	15.385	-1,0%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	7.698	7.621	-1,0%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	18.880	18.686	-1,0%
TOTAL DEMANDA EN CONSUMO	242.692	242.286	-0,2%

Fuente: Empresas y CNE

4.3 Previsión de los costes de acceso para 2010

Estimación del saldo de las actividades reguladas para 2009 en relación al límite establecido en el Real Decreto-Ley 6/2009

La Disposición adicional vigésima primera, en la redacción dada por el artículo 1 del Real Decreto-Ley 6/2009, establece en el punto 2 que, hasta el 1 de enero de 2013, en las disposiciones por las que se aprueben las tarifas de acceso se reconocerá de forma expresa el déficit de las liquidaciones que supere el límite establecido en el punto 3 de la citada disposición.

En consecuencia, se estima el posible exceso sobre el límite de déficit de actividades reguladas establecido para 2009 (3.500 M€) que, en su caso, se debe considerar en las tarifas de acceso de 2010. Se actualiza el saldo de 2009 con la última información disponible de los costes previstos para el cierre del ejercicio⁵.

En el Cuadro 3 se presentan los escandallos de costes de acceso previstos para 2009, en diciembre de 2008, en junio de 2009 y en el momento de elaboración del presente informe. Los costes de acceso previstos para el cierre de 2009 resultan superiores en un 5,7% respecto a los estimados en diciembre de 2008. Este incremento de costes se explica, fundamentalmente, por el aumento del coste de las primas del régimen especial, parcialmente compensado, por una parte, por el menor coste del servicio de interrumpibilidad, como consecuencia de la caída de la demanda y, por otra, por la financiación del 17% de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, tal y como establece el RD-L 6/2009.

Cuadro 3. Previsiones de costes de acceso para el año 2009

Concepto de coste (miles €)	Orden ITC/3801/2008 (Diciembre 2008) (A)	Orden ITC/3801/2008 + Orden ITC/17223/2009 (Junio 2009) (B)	Previsión cierre 2009 (Octubre 2009) (C)	(C) - (A) (Miles €)	(C) sobre (A) (%)
Transporte	1.292.971	1.292.971	1.292.971	-	0,0%
Distribución	5.071.838	5.071.838	5.002.032	- 69.806	-1,4%
Gestión comercial	312.639	312.639	312.639	-	0,0%
Servicio de interrumpibilidad	750.000	750.000	381.111	- 368.889	-49,2%
Costes de diversificación	4.082.610	4.090.785	5.462.600	1.379.990	33,8%
Régimen Especial	4.008.563	4.008.563	5.379.000	1.370.437	34,2%
Resto de costes de diversificación	74.047	82.222	83.600	9.553	12,9%
Costes permanentes	1.428.117	1.227.050	1.266.498	- 161.619	-11,3%
Compensación extrapeninsular	1.295.213	1.102.183	1.141.680	- 153.533	-11,9%
Resto de costes permanentes	132.904	124.867	124.818	- 8.086	-6,1%
Anualidades déficit	1.468.409	1.508.314	1.515.307	46.898	3,2%
Total acceso	14.406.584	14.253.597	15.233.159	826.575	5,7%

Fuentes: Orden ITC/3801/2008, Orden ITC/1723/2009 y CNE

En el Cuadro 4 se resume el déficit de actividades reguladas previsto para 2009. Los ingresos por tarifas integrales del primer semestre se corresponden con los ingresos reales registrados hasta la Liquidación 10/2009. Los ingresos por tarifas de acceso se estiman teniendo en cuenta las previsiones para el cierre de 2009. Cabe señalar la estimación de un superávit por los pagos de capacidad liquidados por el OS, según información aportada por dicho Operador, si bien en el momento de realizar el presente informe el saldo es negativo, en torno a 20 Millones de €.

⁵ En la liquidación 10/2009 de actividades reguladas se registra un déficit de 3.521 Millones de €, si bien es provisional y en ella no se incluyen los saldos excedentarios determinados en la propuesta de Orden.

Adicionalmente, de acuerdo con la disposición adicional primera de la propuesta de Orden, se han incorporado como ingresos de actividades reguladas correspondientes a 2009 el saldo disponible en la cuenta destinada al carbón autóctono en 2007 y 2008, los saldos de la cuenta destinada a la compensación extrapeninsular⁶ de 2009 y la devolución de los derechos de emisión correspondientes al ejercicio 2007 (43 M€) y una estimación de los derechos de emisión en el primer semestre de 2009 (372 M€), pendiente de Resolución de la CNE una vez que se disponga de la información sobre las certificaciones.

De acuerdo con la estimación de ingresos y costes realizada por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2009, el déficit de actividades reguladas, teniendo en cuenta los ingresos liquidables establecidos en la disposición adicional primera de la propuesta de Orden (801,1 M€), ascendería a 3.216,0 M€, cifra inferior en 284,0 M€ al límite previsto en el RD-Ley 6/2009 para el ejercicio 2009. Dicho cálculo deberá actualizarse para obtener los derechos de cobro de 2009 que se reconozcan en el RD correspondiente y, en su caso minorar la cuantía de los 3500 M€. Cabe señalar que, en el escándalo de costes previsto por el MITC para el 2010 no se incluye importe alguno en concepto de exceso déficit 2009 sobre el límite establecido en el RD-Ley 6/2009, lo que es coherente con los cálculos de esta Comisión.

⁶ El saldo de la cuenta se ha estimado como el coste previsto (1.398,1 M€) menos la previsión resultante de aplicar la cuota de la compensación extrapeninsular a la previsión de ingresos para 2009 (1.346,9 M€) menos la cuantía presupuestada en los PGE (256,4 M€).

Cuadro 4. Previsión de déficit de actividades reguladas para 2009. Miles de €

		Previsión cierre 2009 (Diciembre 2009)
Ingresos regulados (A)		14.740.392
<i>Ingresos tarifa integral (1)</i>		7.194.262
<i>Coste acceso (2)</i>		2.668.877
<i>Coste implícito de energía (3)</i>		4.525.385
<i>Ingresos tarifas de acceso</i>		6.880.069
1er semestre (1)		1.524.150
2º semestre		5.355.919
<i>Ingresos pagos por capacidad (4)</i>		666.061
Costes regulados (B)		18.757.584
<i>Coste de acceso</i>		15.233.159
<i>Pagos por capacidad</i>		452.330
<i>Coste energía clientes a tarifa</i>		3.072.095
Déficit de actividades reguladas (A) - (B)		-4.017.193
<i>Déficit de acceso</i>		-5.684.213
<i>Superávit pagos por capacidad</i>		213.731
<i>Superávit energía</i>		1.453.290
Límite RD-Ley 6/2009 (C)		3.500.000
Otros ingresos Liquidables (D)		801.187
<i>Devolución derechos CO₂</i>		414.965
<i>Compensación extrapeninsular</i>		206.419
<i>Carbón autóctono</i>		179.802
Exceso(-)/Defecto (+) respecto del límite (A) - (B) + (C) + (D)		283.995

Fuente: CNE

- (1) Información Liquidación 10/2009
- (2) Resultado de facturar por acceso a los consumidores acogidos a tarifa integral durante el primer semestre de 2009.
- (3) El coste de la energía implícito en las tarifas integrales se calcula como la diferencia entre la facturación a tarifa integral y la facturación por acceso de los clientes en régimen de tarifa integral durante el primer semestre de 2009.
- (4) Los ingresos para financiar el coste de los pagos por capacidad se estiman aplicando los precios de la Orden ITC/3860/2007 a la demanda prevista por la CNE para el cierre de 2009.

Escandallo de costes de acceso para 2010

En el Cuadro 5 se resume, con la última información disponible, los distintos componentes de costes de acceso previstos para el cierre de 2009 y los costes de acceso previstos por el MITC para 2010.

Los costes de acceso experimentarían un incremento del 5,4% respecto a la mejor estimación del cierre de 2009. Este incremento en los costes de acceso se explica, fundamentalmente, por el incremento en un 9,5% del coste de las primas del régimen especial, el incremento en un 24,1% de las anualidades para la recuperación del déficit de actividades reguladas, como consecuencia de la incorporación de las anualidades correspondientes al déficit peninsular de 2009 y 2010 y al

déficit extrapeninsular 2006-2008, y por el aumento de la cuota destinada a la Moratoria Nuclear en la cuantía suficiente para evitar la ejecución de los avales del Estado como resultado de activar las condiciones de ingresos mínimos. Los componentes de coste que disminuyen en mayor medida son la Compensación extrapeninsular, debido a que, de acuerdo con lo previsto en el RD-Ley 6/2009, el 34% del coste se financiará con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y el coste de gestión comercial de los distribuidores, que se reduce en 100 M€. Cabe señalar que, la reducción del coste de gestión comercial de distribuidores compensa el aumento de la retribución de la distribución previsto para 2010 (99,4 M€), lo que supone mantener los ingresos que reciben las empresas distribuidoras en conjunto por ambos conceptos.

Cuadro 5. Escandallos de costes de acceso previstos para el cierre de 2009 y 2010 y contribución de cada componente al crecimiento del coste de acceso 2010

Concepto de coste (miles €)	Previsión CNE cierre 2009	Previsión MITC 2010	Distribución de costes por concepto		Tasa de variación (%)	Contribución al crecimiento de costes (%)
			2009	2010		
Transporte (1)	1.292.971	1.371.000	8,5%	8,5%	6,0%	0,5%
Distribución	5.002.032	5.101.441	32,8%	31,8%	2,0%	0,6%
Gestión comercial de distribuidores	312.639	212.639	2,1%	1,3%	-32,0%	-0,4%
Servicio de interrumpibilidad	381.111	450.000	2,5%	2,8%	18,1%	0,5%
Costes de diversificación	5.462.600	5.992.502	35,9%	37,3%	9,7%	3,6%
Régimen Especial	5.379.000	5.888.099	35,3%	36,7%	9,5%	3,5%
Resto de costes de diversificación	83.600	104.403	0,5%	0,7%	24,9%	0,2%
Costes permanentes	1.266.498	1.041.689	8,3%	6,5%	-17,8%	-1,2%
Compensación extrapeninsular	1.141.680	920.399	7,5%	5,7%	-19,4%	-1,1%
Resto de costes permanentes	124.818	121.290	0,8%	0,8%	-2,8%	0,0%
Anualidades déficit	1.515.307	1.881.127	9,9%	11,7%	24,1%	2,8%
Total acceso	15.233.159	16.050.398	100,0%	100,0%	5,4%	5,4%

Fuentes: Orden ITC/3801/2008, Orden ITC/1723/2009, propuesta de Orden y CNE

(1) Incluye los ingresos previstos por exportaciones

En el Cuadro 6 se compara la estimación de los costes de acceso incluidos en la memoria que acompaña la propuesta de Orden y la de la CNE para el año 2010. En términos agregados, la cuantía total de los costes de acceso previstos por el MITC son similares a los estimados por la CNE. Sin embargo, se constatan las siguientes discrepancias por partidas de coste:

- La CNE ha actualizado el coste del transporte respecto al del “Informe sobre solicitud de datos para la elaboración de la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2010”, remitido al MITC el pasado 2 de noviembre, como consecuencia de la revisión de las auditorías de inversiones correspondientes al ejercicio 2008 (véase Anexo II).
- La diferencia en la retribución de la distribución se debe a que en la propuesta de Orden se ha presupuestado 308.900 miles de euros para el Plan de Eficiencia Energética, misma cifra que la considerada en la Orden ITC/3801/2008, mientras que la CNE ha considerado el importe contemplado en el Plan de Acción 2008-2012 de la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012” (275.900 miles de euros), inferior en 33.000 miles de euros.
- La CNE ha considerado en el escandallo de costes la financiación del 2º ciclo de combustible nuclear (126 miles de euros).
- La CNE ha considerado en concepto de coste de la Moratoria Nuclear el resultado de aplicar la cuota establecida en la propuesta de Orden sobre la previsión de ingresos para 2010 (12.560 M de €), resultando un coste de 100.233 miles de euros, cifra inferior en 4.170 miles de euros a la de la contenida en la Memoria.
- En la propuesta de Orden se mantiene en 2010 la retribución de la CNE prevista para 2009. Sin embargo como resultado de aplicar la tasa establecida en la disposición adicional décima

del RD 485/2009 a los ingresos previstos para 2010 se obtiene un importe de 23.237 miles de euros.

- Las anualidades resultantes para la recuperación de los déficit en las liquidaciones de actividades reguladas ascienden a 1.843.928 miles de euros, cifra que resulta inferior en 36.970 miles de euros a la considerada en la propuesta de Orden, como consecuencia, por una parte de la actualización de los tipos de interés y, por otra parte, por no considerar la CNE el coste del Fondo de Titulización (gastos de la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización) como coste de acceso.

Cuadro 6. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC y la CNE para 2010

Coste de acceso (Miles €)	Previsión MITC (A)	Previsión CNE (B)	(A) - (B) (Miles €)	(A) sobre (B) (%)
Transporte	1.414.100	1.397.104	16.996	1,2%
Empresas Peninsulares	1.269.200	1.265.875	3.325	0,3%
REE	1.184.900	1.180.832	4.068	0,3%
Resto peninsulares	84.300	85.043	- 743	-0,9%
Extrapeeninsulares	144.900	131.229	13.671	10,4%
Distribución	5.102.097	5.069.097	33.000	0,7%
Retribución a la Distribución	4.432.567	4.432.567	-	0,0%
Distribuidores D.T 11ª	350.630	350.630	-	0,0%
Eficiencia energética	308.900	275.900	33.000	12,0%
Limpieza de márgenes	10.000	10.000	-	0,0%
Gestión Comercial	212.639	212.639	-	0,0%
Seguridad de suministro	450.000	429.802	20.198	4,7%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	5.992.502	6.013.358	- 20.856	-0,3%
Prima del Régimen Especial	5.888.099	5.913.000	- 24.901	-0,4%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear		126	- 126	
Moratoria Nuclear	104.403	100.233	4.170	4,2%
Costes permanentes	1.041.689	1.025.666	16.023	1,6%
Compensación extrapeeninsulares (4)	920.399	897.244	23.155	2,6%
Operador del Sistema	38.267	38.267	-	0,0%
CNE	17.550	23.237	- 5.687	-24,5%
ELCOGÁS	65.473	66.919	- 1.446	-2,2%
Déficit de actividades reguladas	1.880.898	1.843.928	36.970	2,0%
Déficit peninsular anterior a 2003	203.570	201.235	2.335	1,2%
Déficit de ingresos año 2005	310.233	310.379	- 146	0,0%
Déficit de ingresos año 2006	171.123	171.210	- 87	-0,1%
Déficit de ingresos año 2007	94.521	94.573	- 52	-0,1%
Déficit de ingresos año 2008	326.782	326.961	- 179	-0,1%
Déficit de ingresos año 2009	242.365	247.114	- 4.749	-1,9%
Déficit de ingresos año 2010	211.680	211.812	- 132	-0,1%
Déficit extrapeeninsular 2001 - 2002	128.326	128.326	- 0	0,0%
Déficit extrapeeninsular 2003 - 2005	37.483	37.483	- 0	0,0%
Déficit extrapeeninsular 2006 - 2008	118.353	114.834	3.519	3,1%
Gastos Sociedad Gestora FDT	36.462		36.462	
Exceso de déficit de años anteriores	-	-	-	-
Ingresos por exportaciones	- 43.100	- 43.100	-	0,0%
Total Acceso	16.050.825	15.948.494	102.330	0,6%

Fuentes: propuesta de Orden y CNE

(1) Incluye los ingresos previstos por exportaciones

En el Anexo II del presente informe se describen detalladamente las hipótesis de cálculo consideradas en la elaboración de los escandallos de costes de acceso previstos por esta Comisión para el cierre de 2009 y 2010.

4.4 Previsión de ingresos por tarifas de acceso a precios de la propuesta de Orden para 2010

En el Cuadro 7 se muestra el resultado de aplicar las tarifas de acceso de la Orden ITC/1722/2009 y de la propuesta de Orden, sobre las variables de facturación previstas para 2010 por la CNE (coincidentes con las de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden), tanto a las tarifas de acceso. Se analiza, por una parte, las variaciones medias en los precios propuestos respecto a los vigentes y, por otra parte, la suficiencia de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden para cubrir la totalidad de los costes de acceso previstos, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, considerando el déficit máximo permitido por el RD-Ley 6/2009 para 2010 (3.000 Millones €).

En primer lugar, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se obtendrían unos ingresos para 2010 de 12.560 Millones de euros, superior en un 16,2% a la facturación resultante de mantener las tarifas de acceso vigentes. Incluyendo los ingresos que pudieran obtenerse por la facturación de energía reactiva y por excesos de potencia, que según la información aportada por las empresas, ascenderían a 300 M€, los ingresos previstos para 2010 ascenderían a 12.860 M€.

Por grupos tarifarios, se observa que, con la excepción de las tarifas de acceso aplicables a los clientes conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (2.0 A y 2.0 DHA) que aumentan en torno al 12% y clientes conectados a redes con tensión superior a 145 kV (6.4) que prácticamente se mantienen constantes (0,57%), el resto de las tarifas de acceso experimentan aumentos por encima de la media. Las tarifas que experimentan mayores aumentos, excluida la tarifa 6.4, son las de alta tensión de seis periodos (6.1, 6.2 y 6.3) con incrementos cercanos al 25%, seguidas por las tarifas de baja tensión de clientes con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW (2.1 A y 2.1 DHA), que aumentan en torno al 22% y las tarifas de tres periodos de aplicación a clientes conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (3.0 A) y media tensión (3.1 A) que registran aumentos próximos al 18%.

En segundo lugar, los ingresos por tarifas de acceso previstos en la Memoria son insuficientes para cubrir los costes estimados en la propia Memoria en 3.190 M€, cifra que supera en 190 M€ el límite máximo de déficit permitido para 2010 (3.000 M€). En consecuencia, existe una incoherencia entre las variaciones en las tarifas de acceso de la propuesta de Orden y las que serían necesarias para cubrir la totalidad de los costes considerados en la Memoria, debiendo aumentar un 1,5% adicional para cumplir con límite sobre el déficit ex ante establecido en el RD-Ley 6/2009 para 2010.

No obstante, se ha estimado en aproximadamente 500 M€ el superávit de ingresos de pagos por capacidad, que podrían ser considerados como ingresos liquidables del sistema, total o parcialmente, en caso de que no se publicase o se retrasase en el tiempo la publicación el Real Decreto por el que se establece el mecanismo de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro, con el consecuente impacto en las liquidaciones de las actividades reguladas. En este caso el déficit de actividades reguladas para 2010 ascendería 2.690.7 M€, unos 309,2 millones menos que el límite legal permitido. Por tanto, las tarifas de acceso de la propuesta de Orden serán consistentes con el déficit legal máximo permitido.

Cabe señalar asimismo que deberán ajustarse a las variaciones de las tarifas de acceso una vez que sean realizadas las emisiones del Fondo de Titulización, a efectos de incorporar los costes de financiación que corresponda.

Cuadro 7. Previsión de ingresos para 2010 de facturación por tarifas de acceso a precios vigentes y precios de la propuesta de Orden

	Consumo (GWh)	Orden ITC/1723/2009		Propuesta de Orden	
		Facturación Acceso (A)		Facturación Acceso (B)	
		(Miles €)	c€/kWh	(Miles €)	c€/kWh
Baja Tensión	127.148	8.127.495	6,39	9.283.972	7,30
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	78.347	5.696.782	7,27	6.396.918	8,16
2.0 A	70.083	5.322.326	7,59	5.973.402	8,52
2.0 DHA	8.264	374.456	4,53	423.516	5,12
10< Pc ≤ 15 kW	9.532	628.840	6,60	767.184	8,05
2.1 A	6.857	502.212	7,32	612.700	8,94
2.1 DHA	2.675	126.628	4,73	154.485	5,77
<i>Pc > 15 kW</i>	39.269	1.801.873	4,59	2.119.869	5,40
Alta Tensión	115.138	2.682.450	2,33	3.275.888	2,85
MT	73.447	2.245.546	3,06	2.771.129	3,77
3.1 A	21.916	882.667	4,03	1.043.627	4,76
6.1	51.530	1.362.880	2,64	1.727.501	3,35
AT	41.490	436.703	1,05	504.559	1,22
6.2	15.385	186.406	1,21	233.026	1,51
6.3	7.621	84.308	1,11	104.594	1,37
6.4	18.485	165.989	0,90	166.939	0,90
TTS	201	201	0,10	201	0,10
Total	242.286	10.809.945	4,46	12.560.061	5,18
Costes de acceso de la propuesta de Orden (Miles €)				16.050.825	
DIFERENCIA INGRESOS - COSTES REGULADOS (Miles €)				- 3.490.763	
DIFERENCIA INGRESOS CON FACTURACIÓN POR REACTIVA Y EXCESOS DE POTENCIA - COSTES REGULADOS (Miles €)				- 3.190.763	

Fuente: Orden ITC/1723/2009, propuesta de Orden y CNE

Por último, cabe señalar que el aumento de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden afectará de forma diferente a los consumidores, dependiendo del peso de la facturación por acceso en la facturación total.

En el Cuadro 8 se muestra el impacto de las variaciones de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden en la facturación media de los distintos grupos de consumidores, en el supuesto de que todos ellos estuvieran en el mercado.

Cuadro 8. Impacto de las variaciones de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden en la facturación media de los clientes. Año 2010. Hipótesis: todos los consumidores están en el mercado

Tarifa Acceso	Consumo (GWh)	Facturación Acceso Orden ITC/1723/2009 (A)	Facturación Acceso Propuesta OM (B)	Coste de la energía en el mercado (C)	Facturación media de mercado tarifas Orden ITC/1723/2009 (A) + (C)	Facturación media de mercado tarifas propuesta OM (B) + (C)
2.0 A	70.083	5.322.326	5.973.402	3.543.458	8.865.783	9.516.860
2.0 DHA	8.264	374.456	423.516	374.963	749.419	798.479
2.1 A	6.857	502.212	612.700	346.469	848.680	959.168
2.1 DHA	2.675	126.628	154.485	122.216	248.844	276.701
3.0 A	39.269	1.801.873	2.119.869	1.943.193	3.745.066	4.063.062
3.1 A	21.916	882.667	1.043.627	1.015.203	1.897.869	2.058.830
6.1	51.530	1.362.880	1.727.501	2.241.030	3.603.909	3.968.531
6.2	15.385	186.406	233.026	682.895	869.301	915.921
6.3	7.621	84.308	104.594	320.912	405.220	425.505
6.4	18.485	165.989	166.939	787.206	953.195	954.144
Total	242.085	10.809.744	12.559.659	11.377.542	22.187.287	23.937.202
Baja tensión	127.148	8.127.495	9.283.972	6.330.298	14.457.793	15.614.270
Alta tensión	114.937	2.682.249	3.275.688	5.047.244	7.729.494	8.322.932

Fuente: Memoria de la Propuesta de Orden y CNE.

Cabe señalar que para los clientes con derecho a acogerse a tarifa de último recurso, el impacto para el primer semestre de 2010, dependerá del resultado de las subastas CESUR que se celebrarán el 15 de diciembre y de las cotizaciones registradas en las subasta OMIP que sirven de referencia para establecer el coste estimado de la energía.

4.5 Senda de déficit de tarifas de acceso

El RD-Ley 6/2009 establece que a partir del 1 de enero de 2013 las tarifas de acceso serán suficientes para cubrir la totalidad de los costes previstos. No obstante, hasta el 1 de enero de 2013, las disposiciones por las que se aprueben las tarifas de acceso deberán reconocer de forma expresa el déficit de ingresos que, en su caso, se estime se va a producir en las liquidaciones. Adicionalmente, limita el déficit de los ejercicios 2009, 2010, 2011 y 2012 a 3.500 M€, 3.000 M€, 2.000 M€ y 1.000 M€, respectivamente.

Uno de los aspectos destacables de la propuesta de Orden es que, si bien se incluye una anualidad para recuperar el déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2010, no se recoge expresamente el déficit de actividades reguladas previsto para 2010, en contra de lo establecido en el RD-Ley 6/2009. Según la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el déficit de actividades reguladas previsto para 2010 asciende a 3.190 M€, lo que supera en 190 M€ el límite de 3.000 M€ establecido en el citado RD-Ley, siendo las variaciones de la propuesta de tarifas de acceso insuficientes a no ser que se incorpore el aumento de ingresos de los pagos por capacidad, derivado de la no publicación del RD de restricciones por garantía de suministro. En el caso de considerar los costes de acceso propuestos por la CNE, la insuficiencia de ingresos ascendería a 88 M€.

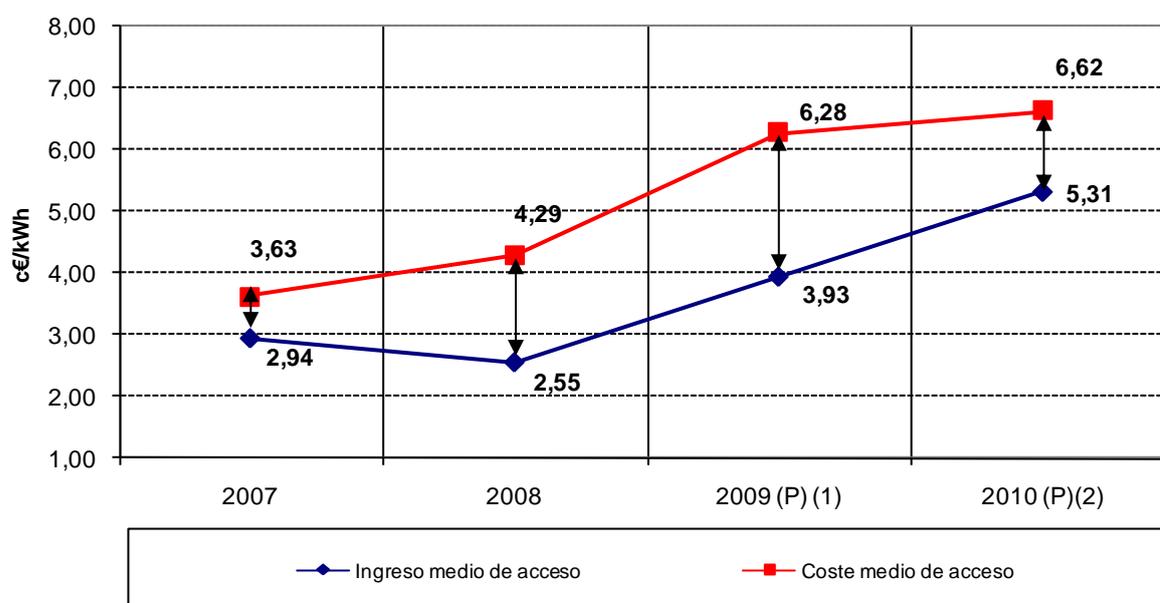
La Disposición adicional novena del RD 485/2009 establece que el MITC podrá revisar las tarifas de acceso con carácter semestral mientras exista déficit de tarifas, por lo que se podría descontar una revisión de tarifas de acceso el próximo 1 de julio. No obstante, se considera que en la propuesta de Orden debiera reconocerse expresamente el déficit de actividades reguladas

previsto para 2010, que teniendo en cuenta que, a pesar de que a partir de la información que acompaña a la propuesta de Orden supera el límite establecido en el RD-Ley 6/2009, debería ascender a 3.000 M€.

En el Gráfico 1 se recoge la evolución de la tarifa media de acceso incluyendo y sin incluir el déficit reconocido ex ante en el periodo comprendido entre 2007 y 2010. Se observa que, con los ingresos y costes previstos para 2010, se reduce la distancia entre los ingresos medios pagados por los consumidores y los costes medios reconocidos a la empresa.

En relación con lo anterior cabe señalar que, los ingresos⁷ de acceso correspondientes a los años 2007, 2008 y 2009, cubrieron el 81%, 59% y 63% de los costes de acceso, respectivamente. De acuerdo con la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2010, cubrirían el 80% de los costes de acceso de la Memoria excluyendo los 3000 M€ permitidos en el RD-L6/2009. El gráfico 1 refleja la evolución del margen entre ingresos y costes de acceso desde que se estableció el déficit ex ante en 2007.

Gráfico 1. Evolución de la tarifa media de acceso y el déficit ex ante. Años 2007-2010 (c€/kWh)



Fuente: CNE y Memorias que acompañaron las propuestas de RD y Ordenes.

Nota: No se han considerado los ingresos previstos en la disposición adicional primera de la propuesta de Orden en el déficit de acceso.

(P) Provisional

(1) Incluye la revisión de la Orden ITC/1723/2009.

(2) Se incluyen los ingresos por facturación de reactiva y excesos de potencia en los ingresos por tarifas de acceso.

En el Gráfico 2 se compara, en términos de costes de acceso, el déficit reconocido ex ante, o en su defecto, estimado en cada ejercicio tarifario, con el déficit de actividades reguladas que finalmente se ha producido, o en el caso de 2009 el que se estima se va a producir según la previsión de la CNE. Asimismo, se compara el déficit de tarifas de acceso estimado en cada periodo tarifario y el que finalmente se ha registrado.

En 2007 se reconoce, por primera vez, déficit ex ante en la liquidación de las actividades reguladas. Dicho déficit se estimó, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de

⁷ En un escenario de elegibilidad plena, esto es, facturando a toda la demanda por tarifas de acceso.

Real Decreto de tarifa eléctrica 2007, en 3.178 millones de euros. De acuerdo con la facturación por acceso en un escenario de elegibilidad total prevista por la CNE para el ejercicio 2007, las tarifas de acceso fueron insuficientes en 1.775 millones de euros para cubrir la totalidad de los costes de acceso previstos. Finalmente, el déficit ex post en la liquidación de actividades reguladas para 2007 se cifró en 1.244⁸ millones de euros, debido a la evolución favorable registrada por los precios de mercado en 2007 (47,62 euros/MWh frente a los 57,72 euros/MWh considerados en el ejercicio tarifario).

En 2008, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden, el déficit ex ante estimado por la liquidación de las actividades reguladas ascendió a 4.750 millones de euros. Este déficit se explicó por la insuficiencia de las tarifas de acceso para cubrir los costes de acceso. De acuerdo con la información de la Liquidación 14/2008, el déficit de actividades reguladas fue 5.819⁹ M€, y una vez deducida la devolución gratuita de los derechos de CO₂ correspondientes al ejercicio 2008 (1.179 M€), el déficit de actividades reguladas ascendió a 4.641 M€. De esta cuantía el déficit de tarifas de acceso correspondiente al ejercicio 2008 se ha estimado en 4.898 M€.

En 2009 el déficit de las tarifas de acceso se calculó en 4.662 millones de euros. El RD-Ley 6/2009 fijó en 3.500 M€ el déficit máximo previsto para el ejercicio 2009 y estableció la obligación de reconocer expresamente en la primera disposición por la que se actualizan las tarifas de acceso el déficit que se estime en la liquidaciones. En cumplimiento de lo anterior, en la Orden ITC/1723/2009, por la que se revisan las tarifas a partir del 1 de julio de 2009 se reconoció 3.500 M€ para el ejercicio 2009. De acuerdo con la última información disponible a la fecha de elaboración del presente informe, la CNE ha estimado en 3.216 M€ el déficit de actividades reguladas para el ejercicio 2009. El déficit estimado en las tarifas de acceso, según las previsiones de ingresos y costes de la CNE para el cierre de 2009, asciende a 5.684 M€. No obstante, existen diversas partidas extraordinarias que de acuerdo con la propuesta de Orden permiten disminuir el déficit de actividades reguladas hasta alcanzar el límite permitido por el RD-L 6/2009.

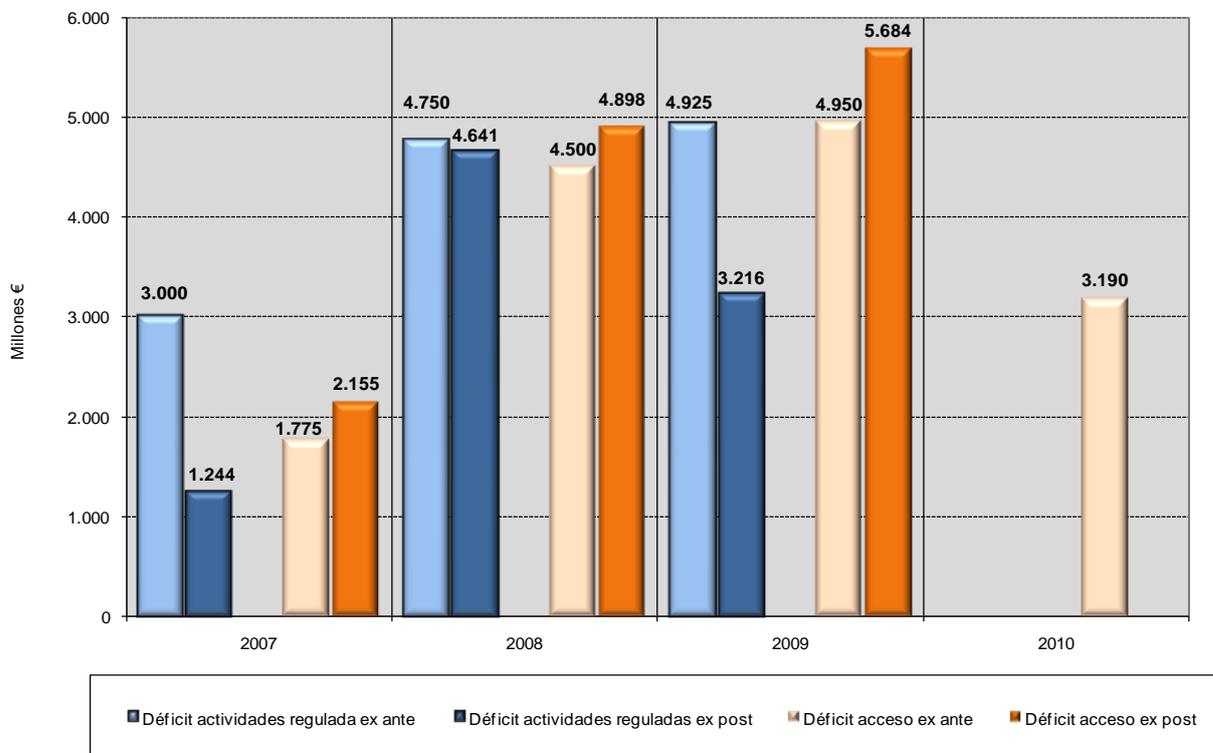
Por último, la propuesta de Orden no establece para 2010 previsión alguna de déficit de actividades reguladas, a pesar de que el RD-Ley 6/2009 establece que deberá incluirse el reconocimiento de dicho déficit ex ante (máximo 3.000 M€). Sin embargo, de acuerdo con la información contenida en la Memoria, el déficit de actividades reguladas previsto para 2010 ascendería a 3.190 M€, sin considerar, en su caso, el superávit de los pagos por capacidad.

Cabe señalar que, a partir del 1 de julio de 2009, el coste de la energía de los consumidores ha dejado de ser un coste liquidable del sistema, por lo que si, finalmente, el coste derivado de la introducción del mecanismo de resolución de restricciones técnicas por garantía de suministro, fuera financiado en su totalidad con cargo a los precios para la financiación de pagos por capacidad y considerando que estos precios se aumentarían, en su caso, en la cuantía necesaria para cubrir la totalidad de los costes de dicha medida, el déficit de actividades reguladas coincidiría con el déficit de acceso (Véase informe 29/2009 de la CNE).

⁸ Esta cifra no incluye la ejecución de la Sentencia del Supremo de 17 de octubre de 2007 por la que se declara nula la financiación del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética con cargo a la tarifa eléctrica, ni la detracción de derechos de CO₂, considerados éstos últimos como ingresos liquidables del ejercicio 2009, de acuerdo con la Disposición adicional primera de la propuesta de Orden.

⁹ No incluye la ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo de 28 de enero de 2009 por la que se declara nula la financiación del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética con cargo a la tarifa eléctrica.

Gráfico 2. Evolución del déficit ex ante y ex post. Años 2007-2010



Fuente: CNE y Memorias que acompañaron las propuestas de RD y Ordenes.

En resumen, las variaciones de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden no son suficientes para cubrir los costes previstos para 2010, según información de la Memoria. Adicionalmente, según dicha información el déficit de actividades reguladas previsto para 2010 asciende a 3.190 M€, cifra que supera en 190 M€ el límite máximo previsto en el RD-ley 6/2009.

5 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN

5.1 Tarifas de acceso

En la propuesta de Orden se introducen aumentos en las tarifas de acceso, lo que es coherente con la necesidad de ir reduciendo el déficit ex ante que existe actualmente en las actividades reguladas.

En relación con las variaciones consideradas en la propuesta de Orden se señalan los siguientes aspectos.

En primer lugar, se insiste en que no está justificada metodológicamente la diferenciación de tarifas de acceso para los consumidores de baja tensión de menos de 10 kW de potencia

(susceptibles de acogerse a la TUR) y de más de 10 kW sin diferenciación por periodos, lo que ya ha sido puesto de manifiesto en distintos informes de esta Comisión¹⁰.

En consecuencia, tampoco se entienden las discrepancias existentes entre las variaciones de los peajes de acceso aplicables para los consumidores de potencia contratada menor o igual que 10 kW, susceptibles de acogerse a la TUR (2.0 A y 2.0 DHA) y las aplicadas a los consumidores con potencia contratada entre 10 kW y 15 kW (2.1 A y 2.1 DHA).

Cabe señalar que, esta diferenciación en las variaciones de las tarifas de acceso, podría implicar, en una parte, que los consumidores ajusten sus potencias contratadas para poder acogerse a los peajes 2.0 A ó 2.1A, lo que incrementaría el déficit de las actividades reguladas sobre el inicialmente previsto.

En segundo lugar, en relación con las variaciones de los términos de potencia, no se justifica la aplicación de las mismas variaciones a distintos grupos y periodos tarifarios.

Asimismo, tampoco se justifica la aplicación de los mismos aumentos en los términos de energía por periodos horarios. Al respecto, se considera que, si bien la señal en las tarifas de acceso es controlable por el regulador, las señales de precio de la energía en el mercado no tienen por qué seguir una tendencia previsible. En consecuencia, aunque la discriminación de precios de la propuesta de Orden sea superior a la que reflejan los precios de mercado, la discriminación por periodo a la que se enfrentan los consumidores vendrá, principalmente, determinada por las señales que se originen en el mercado de producción debido a que la tarifa de acceso representa una parte del coste variable que deberán sufragar los clientes en el mercado (formado por el propio término variable de las tarifas de acceso y por el precio de la energía).

Finalmente, no se justifica desde un planteamiento metodológico en la Memoria la variación casi inexistente de las tarifas de acceso 6.4 para los consumidores que menos impacto registran en su precio final respecto al aumento significativo registrado en el resto de tarifas de acceso, en particular, para los de alta tensión excluyendo a los de la tarifa 6.4.

Esta Comisión, como ha manifestado en sucesivos informes, considera que los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso debieran ser el resultado de aplicar una metodología asignativa de costes.

En el Anexo III del informe se comparan los términos de potencia y energía de la propuesta de Orden con los precios resultantes de la metodología asignativa de la CNE resultado de considerar el escenario de costes contenido en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

5.2 Términos de facturación por energía reactiva

La propuesta de Orden modifica los términos de facturación por energía reactiva en dos sentidos. Por un lado, establece un único precio para el intervalo de $\cos \Phi$ comprendido entre 0,80 y 0,95 y, por otro lado aumenta sustancialmente los precios respecto de los vigentes (véase Cuadro 9).

¹⁰ "Propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica"

Cuadro 9. Términos de facturación por energía reactiva de la Orden ITC/3801/2008 y de la propuesta de Orden

factor de potencia	ITC 3801/2008	Propuesta de Orden	Variación propuesta respecto ITC/3801/2008
$0,95 < \text{Cos } \Phi \leq 0,90$	0,000013	0,041565	319731%
$0,90 < \text{Cos } \Phi \leq 0,85$	0,013091		318%
$0,85 < \text{Cos } \Phi \leq 0,80$	0,026182		159%
$\text{Cos } \Phi < 0,80$	0,039274	0,062350	159%

Se considera necesario proponer incentivos a que el factor de potencia sea superior a 0,95, en los términos establecidos en la propuesta de Orden, ya que los ahorros económicos en dimensionamiento¹¹ del sistema, en pérdidas y el aumento de la calidad del suministro compensan la instalación de baterías de condensadores en la red.

No obstante, cabe señalar que los consumidores con peores factores de potencia son los que experimentan menores subidas, por lo que se propone incrementar el precio del término de energía reactiva del intervalo correspondiente a $\text{cos } \Phi < 0,80$.

Cabe señalar que, la corrección del factor de potencia se puede lograr colocando baterías de condensadores en las redes, cuyo coste no es elevado.

5.3 Precios para la financiación de los pagos por capacidad

La propuesta de Orden mantiene los pagos por capacidad establecidos en la Orden ITC/3860/2007. De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta, los precios de los pagos por capacidad vigentes serían suficientes para cubrir el coste derivado de los pagos por capacidad a las instalaciones de generación previsto para 2010 alcanza los 465.534 Miles de euros.

No obstante, cabe señalar que en caso de aprobar el Real Decreto por el que se crea el Procedimiento de Resolución de Restricciones por Garantía de Suministro, sería necesario revisar los pagos por capacidad aprobados en la Orden ITC 3860/2007, sobre todo en caso de que finalmente se financiara el coste de la compensación de las centrales cuyo programa resulte reducido como consecuencia de la resolución de restricciones por garantía de suministro, con cargo exclusivo a los pagos por capacidad.

Como ya se indicó en el Informe¹² 29/2009 de la CNE, en este caso sería necesario aumentar en 2010 los precios de pagos de capacidad para la financiación del coste derivado de los pagos por capacidad entre el 17,2% y el 28,5%, dependiendo de si la tecnología desplazada es el carbón o

¹¹ Un factor de potencia alto produce que la intensidad que circula por los conductores, transformadores y demás dispositivos sea menor, y, en consecuencia, el dimensionamiento de los mismos es menor para transportar la misma potencia activa y se reduce las pérdidas que se transforman en calor.

¹² Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne136_09.pdf

los ciclos, respectivamente. En caso contrario se generará un déficit adicional en las liquidaciones de actividades reguladas.

6 CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES INCLUIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

A continuación se presentan las principales consideraciones sobre los costes incluidos en la propuesta de Orden. En el Anexo II del presente informe se describen detalladamente las hipótesis de cálculo consideradas.

6.1 Retribución del transporte

En la propuesta de Orden de Tarifas para 2010 que se informa, la previsión de los costes de transporte para 2010 asciende a 1.414.100 miles de euros, de los cuales 1.269.200 miles de euros corresponden al sistema peninsular, y 144.900 miles de euros corresponden a los sistemas insulares y extrapeninsulares. Es preciso señalar que las cantidades que figuran en dicha propuesta de Orden se corresponden con las contenidas en el *"Informe de solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica, para la elaboración de la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de enero de 2010"* aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 29 de octubre de 2009. No obstante, se destaca que dichas cantidades no se corresponden con las que figuran en la Memoria que acompaña a la citada propuesta de Orden.

Con respecto a dichas cantidades cabe destacar que las mismas han sufrido variaciones por las siguientes causas. En primer lugar, posteriormente al envío al Ministerio de dicho informe, se han realizado modificaciones por parte de las empresas titulares sobre las instalaciones declaradas como puestas en servicio tanto en 2008 como en 2009, y se ha revisado en detalle toda la información recibida. En segundo lugar, en el presente informe se han utilizado los últimos valores macroeconómicos, no disponibles al calcular la primera previsión.

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

En virtud de todo lo anterior, la previsión de los costes de transporte para 2010, desglosada por empresas, según los cálculos realizados por esta Comisión es la que se muestra en la siguiente Tabla:

Retribución transporte (miles de €) Año 2010	
TOTAL	1.397.104
TOTAL PENINSULAR	1.265.875
REE	1.180.832
IBERDROLA	21
UNIÓN FENOSA	48.810
HIDROCANTÁBRICO	7.317
ENDESA PENINSULAR	28.895
TOTAL EXTRAPENINSULAR	131.229

Fuente: Elaboración Propia

Por tanto, en la Orden que finalmente se apruebe se debería proceder a modificar las cantidades sobre la previsión de los costes de transporte para 2010, de acuerdo con los anteriores importes.

En relación con los importes contenidos en la anterior Tabla, y de acuerdo con lo establecido en el punto 6 del artículo 6 del Real Decreto 325/2008, es preciso diferenciar la retribución correspondiente a las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008 de la de las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, ya que los porcentajes a aplicar en las liquidaciones mensuales son distintos según se trate de unas u otras. En los dos siguientes Tablas se muestran las cantidades y porcentajes para cada empresa para un caso y otro.

Porcentajes de reparto por empresas de la previsión de la retribución al transporte para 2010 correspondiente a instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008		
EMPRESAS	Miles €	(%)
TOTAL	1.192.155	
TOTAL PENINSULAR	1.074.038	100,00%
REE	1.008.956	93,94%
IBERDROLA	21	0,00%
UNIÓN FENOSA	37.598	3,50%
HIDROCANTÁBRICO	6.334	0,59%
ENDESA	21.129	1,97%
TOTAL EXTRA PENINSULAR	118.117	100,00%

Fuente: Elaboración propia.

Porcentajes de reparto por empresas de la previsión de la retribución al transporte para 2009 correspondiente a instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 + Incentivo Disponibilidad		
EMPRESAS	Miles €	(%)
TOTAL	204.949	
TOTAL PENINSULAR	191.837	99,99%
REE	171.876	89,59%
IBERDROLA	0	0,00%
UNIÓN FENOSA	11.212	5,84%
HIDROCANTÁBRICO	983	0,51%
ENDESA	7.766	4,05%
TOTAL EXTRA PENINSULAR	13.112	100,00%

Fuente: Elaboración propia.

En el Anexo II del presente informe se describen detalladamente las hipótesis de cálculo consideradas en el cálculo de la retribución de la actividad de transporte.

6.2 Retribución de la distribución

En la propuesta de Orden de Tarifas para 2010 que se informa, los costes definitivos para 2009 y los costes previstos para 2010 correspondientes a las empresas distribuidoras sin incluir a las de menos de 100.000 clientes se corresponden con los importes contenidos en la “*Propuesta de retribución definitiva para el año 2009 y de retribución provisional para el año 2010 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009*” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 3 de diciembre de 2009.

En la reunión del Consejo Consultivo de Electricidad celebrada el 14 de diciembre de 2009, así como en las alegaciones presentadas por muchos de sus miembros, se puso de manifiesto la necesidad de que se hubiesen contrastado los resultados del Modelo de Red de Referencia contemplado en 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, previamente a su utilización para determinar la retribución de las empresas distribuidoras.

A este respecto, en cumplimiento del artículo 6 del citado Real Decreto, se remitieron en el mes de mayo de 2009 al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a las Asociaciones de empresas eléctricas distribuidoras y en el mes de junio de 2009 a las Comunidades Autónomas, las especificaciones y funcionalidades de dicho modelo que así quedó perfeccionado y preparado para su utilización.

Dada su complejidad y novedad es posible que algunos datos aportados por las empresas sobre las inversiones realizadas en 2008 y los planes de desarrollo de la actividad presentados por las empresas a las Comunidades Autónomas presenten defectos.

Por una sola vez, en aras a esa complejidad y novedad antes citada, con objeto de seguir utilizando el modelo de red de referencia para establecer la retribución de las empresas, definitiva para el año 2009 y provisional para el año 2010, y abandonar con ello la aplicación de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008, tal y como establece la normativa, y atendiendo a las alegaciones del Consejo Consultivo, esta Comisión propone que se establezca con carácter provisional tanto la retribución de 2009 como la previsión de retribución para 2010, conforme a la propuesta realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Una vez verificados por la CNE dichos datos y planes procesados en el modelo de red de referencia, las retribuciones de los años 2009 y 2010 devendrán definitivas.

Esta situación será irreplicable ya que, desaparecida la novedad que generó las dificultades alegadas, las empresas deberán presentar sus datos de manera correcta.

Por su parte, los costes previstos para 2010 correspondientes a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes que figura en la propuesta de Orden de Tarifas para 2010 que se informa, se corresponden con los importes contenidos en el “*Informe y Propuesta de retribución de la actividad de distribución para 2010. Distribuidores con menos de 100.000 clientes*” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 3 de diciembre de 2009. No obstante, desde la fecha de emisión de dicho Informe se han recibido los datos necesarios para calcular la retribución de siete nuevas empresas distribuidoras, por lo que el importe que debe figurar en el apartado 3 del artículo 2 de la Orden que finalmente se apruebe debería ascender a 350.629,692 miles de euros. Los cálculos realizados para dichas siete nuevas empresas distribuidoras se adjuntan como Anexo IV al presente informe. En este mismo sentido, es preciso modificar el Anexo VI de la propuesta de Orden que se informa, de acuerdo con el listado que se adjunta como el citado Anexo IV al presente informe, en el que se incluye la retribución correspondiente a

dichas siete nuevas empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes. A su vez, en la orden que finalmente se apruebe es preciso añadir una nueva disposición adicional con objeto de fijar la retribución de 2009 de las dichas siete nuevas empresas, de acuerdo con el siguiente texto:

Disposición adicional XXXX. *Retribución para el año 2009 de nuevos distribuidores.*

Para los distribuidores inscritos durante el año 2009 y que aún no tienen asignado su coste acreditado definitivo de la retribución de la actividad de distribución para el año 2009, establecido en el apartado 2 del artículo 2 de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009, y de conformidad con lo previsto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, se establece que sus respectivas retribuciones para el año 2009 serán las siguientes:

Nº Registro	Empresa distribuidora	Retribución 2009 (Euros)
R1-352	Eléctricas Hidrobosora, SL	82.195
R1-353	ELÉCTRICAS COLLADO BLANCO, S.L.	177.608
R1-354	LLUM D'AIN, S.L.	42.810
R1-355	ELÉCTRICAS LA ENGUERINA, S.L.	233.479
R1-356	Coop V.E.F.A. "SERRALLO"	41.414
R1-358	Eléctricas de Vallanca, S.L.	52.765
R1-361	Distribuciones Eléctricas de Gistaín, S.L.	25.140

6.3 Retribución de la gestión comercial a distribuidores

En relación con los costes reconocidos a partir de 1 de enero de 2010 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras, en el apartado 5 del artículo 2 de la propuesta de Orden que se informa, los mismos se fijan en 212.639 miles de euros, lo que viene a suponer una reducción de 100.000 miles de euros sobre los reconocidos para el ejercicio 2009.

6.4 Plan de Ahorro y Eficiencia

El 28 de noviembre de 2003 el Gobierno aprobó la "Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012", que fue informada previamente por la CNE con fecha 24 de octubre de 2003.

Como consecuencia del escenario de planificación energética en el marco de la eficiencia, en julio de 2007 el Gobierno aprobó el Plan de Acción 2008-2012 de la "Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012". En el apartado 6 del Resumen Ejecutivo de dicho Plan de Acción, se determina la financiación pública necesaria para llevar a cabo el Plan, que totaliza 2.366.500 miles de euros, estableciéndose, por tanto unos recursos medios anuales de 473.300 miles de euros para cada periodo que se incluye en el Plan de Acción, siendo, en el caso que nos ocupa, el correspondiente a 2010. De esta cuantía, un 58,3%, es decir, 275.900 miles de euros, serán financiados con fondos provenientes de la Tarifa Eléctrica.

Dado que el soporte jurídico-legal para la financiación con cargo a las tarifas de acceso de gas y electricidad del concepto de referencia es la previsión contenida en la Disposición Adicional

cuadragésima tercera del proyecto de ley de presupuestos para 2010, y que dicha previsión está referida explícitamente a "las cantidades previstas en el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia energética en España 2004-2012", es preciso que el importe del coste imputable a tarifa se atenga a los límites cuantitativos de dicha disposición presupuestaria. De otro modo, podría suceder que, aprobada y en vigor con el contenido expuesto la disposición presupuestaria de referencia, llegaran a prosperar las impugnaciones de la Orden de peajes que eventualmente pudieran interponerse en relación con este coste, por el importe que exceda al que resulta para 2010 conforme al Plan de Acción.

Se considera que la Orden debería recoger los 275.900 miles de euros previstos en el plan, en lugar de los 308.900 miles de euros recogidos en la propuesta de Orden.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que estos fondos están destinados a fomentar la eficiencia y el ahorro energéticos, y como el Plan de Acción 2008-2012 establece que un alto porcentaje de los mismos serán financiados con fondos provenientes de la Tarifa Eléctrica, se considera que el fin último de estos fondos debería ser el fomento de la eficiencia y el ahorro en el consumo de electricidad, lo que se debería establecer en el texto de la propuesta de orden.

6.5 Compensación Extrapeninsular

La propuesta de la Orden establece en 920.339 Miles de euros la compensación extrapeninsular que deberá ser recuperada con cargo a las tarifas de acceso, lo que supone un extracoste en los sistemas insulares y extrapeninsulares de 1.395,54 Millones de euros. Esta Comisión ha estimado en 1.359,46 Millones de euros en 2010 el extracoste de la compensación, de acuerdo los cálculos presentados en el Informe de la CNE con fecha 29 de octubre de 2009 (véase epígrafe 8.1 del anexo II).

Teniendo en cuenta que el 34% de la compensación extrapeninsular prevista para 2010 será financiada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, según se establece en el RD-Ley 6/2009, se propone que la compensación imputable al sector eléctrico sea de 897,24 millones de euros, cifra inferior en un 2,6% inferior al valor recogido en la propuesta de Orden.

Resumen 2010	millones euros
Compensación total prevista	1.359,46
Compensación imputable a PGE	462,22
Compensación imputable al sector eléctrico	897,24

Por último, por transparencia, se consideraría adecuado que en la propuesta de Orden se recogiera la compensación extrapeninsular prevista para 2010, teniendo en cuenta que, de acuerdo con el RD-Ley 6/2009, los desvíos tienen la consideración de costes permanentes del sistema.

Adicionalmente, se quiere señalar que en el sistema eléctrico balear está prevista la transformación a gas natural de dos ciclos combinados que consumen actualmente gasoil. Conforme a lo manifestado en las alegaciones del Consejo Consultivo, se considera necesario el establecimiento de estándares para esta nueva situación. En cualquier caso, la regulación vigente contempla el reconocimiento provisional del coste de combustible y su revisión posterior, previa inspección de la CNE, para determinar la compensación definitiva, teniendo en cuenta los costes realmente incurridos. A estos efectos, conforme a lo que también establece la normativa vigente y ha sido puesto de manifiesto por esta Comisión en informes previos, se considera que con

carácter de urgencia se deben revisar los estándares (técnicos y económicos) contemplados para la retribución de la actividad de producción extrapeninsular en régimen ordinario.

6.6 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

La propuesta de orden no incluye el coste de la 2ª parte del ciclo de combustible nuclear, de acuerdo con la Disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el apartado 2 de la Disposición final novena de la Ley 11/2009, de 26 de octubre, por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario.

En consecuencia, se propone incluir 126 miles de euros en el escandallo de costes de acceso para recoger el coste de la 2ª parte del ciclo de combustible nuclear e incluir en el artículo 6 de la propuesta de Orden la cuota correspondiente (0,001%).

6.7 Operador del Sistema

La propuesta de Orden asigna una retribución al Operador del Sistema de 38.267 miles de euros, lo que supone un incremento del 2% respecto de la retribución en 2009.

Se considera necesario realizar un análisis detallado de costes de la actividad de operación del 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 ausencia de una estimación que permita dar cumplimiento a lo indicado en el punto anterior, esta Comisión considera adecuado tomar en consideración como cantidad a asignar a la actividad de operación del sistema, en 2010, el importe de 38.267 miles de euros descrito en la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

En el Anexo V del presente informe se presenta un análisis detallado sobre la retribución del Operador del Sistema para 2010.

6.8 Operador del Mercado

La propuesta de Orden establece la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. correspondiente al año 2010 en 12.578 Miles de euros y que esta cantidad se financiará de los precios que cobre a los sujetos generadores del mercado. En concreto se establece una cantidad mensual fija de 15,90 euros/MW de potencia disponible, superior a la anteriormente establecida de 15 euros/MW en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 15,90 euros/MW a todas 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 2010, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 12.645 miles de euros. Esta cantidad estimada resulta superior a la establecida en la propuesta de 12.578 miles de euros, por lo que podría resultar una diferencia positiva que tendría la consideración de ingreso liquidable a incluir en las liquidaciones de la CNE (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Retribución estimada del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2010

TIPO INSTALACION	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	RETRIBUCIÓN OMEL 2010 (Miles €)
<i>ESPAÑA R. Ordinario</i>	60.096	9.436
<i>ESPAÑA R. Especial</i>	26.503	1.281
<i>PORTUGAL R. Ordinario</i>	11.268	1.681
<i>PORTUGAL R. Especial</i>	5.250	248
TOTAL	103.116	12.645

Fuente. Informe Marco 2009-2016. CNE y REN

Nota: Se ha considerado la potencia en España prevista en 2010 de instalaciones de régimen ordinario y régimen especial del Informe marco 2009-2016. En Portugal, se ha considerado la potencia instalada en 2009, ya que no existe ninguna incorporación prevista en 2010. Si bien en 2008 el régimen especial de Portugal no realizó ninguna aportación para la financiación del OMEL, está previsto que a partir de 2010 estas instalaciones contribuyan, de acuerdo con su potencia, con 248 miles de euros.

No obstante, cabe resaltar que la retribución de 12.578 miles de euros para 2010 de la propuesta de Orden es un 16,97% superior a la del año 2009. OMEL ha solicitado una retribución para el 2010 de 12.950 miles de euros, un 20,4% superior a la retribución de 2009, sin que se justifique adecuadamente la necesidad de dicho incremento.

En el Anexo VI del presente informe se incluye un análisis detallado de la retribución considerada para el Operador del Mercado en la propuesta de Orden, que concluye que la retribución propuesta de 12.578 millones de euros es elevada.

Esta Comisión considera que en el caso de que dicha Compañía obtenga nuevas funciones de acuerdo con el desarrollo de Mercado Ibérico, se analizarán las necesidades retributivas y su financiación. En el presupuesto de 2010 presentado por el OMEL no se contempla inversión alguna respecto al desarrollo del Mercado Ibérico.

6.9 Gastos Sociedad Gestora del Fondo de Titulización

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden incluye 36,5 M€ en concepto de gastos de la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización por emisión de deuda, si bien dicho importe no está contemplado en la propuesta de Orden.

Se considera que, dado que dicho componente de coste no se encuentra recogido en el RD-Ley 6/2009 como coste liquidable del sistema y teniendo en cuenta que en el artículo 8.2 de propuesta de RD FTD se establece que los derechos de cobro cedidos al fondo devengarán el tipo de interés que resulte de la sucesivas emisiones más un diferencial de 20 puntos básicos, lo que se entiende incluye, entre otros gastos del Fondo, las comisiones de la sociedad Gestora, por lo que se considera que no se debe considerar importe alguno por este concepto en las tarifas de acceso o se estaría duplicando el mismo.

7 CONSIDERACIONES SOBRE OTROS ASPECTOS INCLUIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

7.1 Coeficientes de pérdidas

En el apartado 6 del artículo 8 de la propuesta de Orden de Tarifas para 2010 que se informa, se vienen a establecer los coeficientes para el cálculo de las pérdidas de transporte y distribución para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central. Dichos coeficientes vienen a reproducir, básicamente, los establecidos por última vez en el Real Decreto 1634/2006, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, si bien adaptados convenientemente a la estructura tarifaria vigente.

Al respecto, es preciso señalar que de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda “Cierre de energía en el mercado” 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, el saldo resultante de la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema será considerada como un ingreso o coste liquidable del sistema, debiendo el Operador del Sistema realizar anualmente un informe de valoración de tales diferencias, pudiendo formular cada cuatro años una propuesta de revisión de los porcentajes de las pérdidas estándares con objeto de minimizar las diferencias con las pérdidas reales.

7.2 Cantidades a satisfacer por los derechos de acometida

En el apartado 1 del artículo 9 de la propuesta de Orden de Tarifas para 2010 que se informa se vienen a establecer las cantidades a satisfacer por los derechos de acometida para las instalaciones de baja tensión entre 50 y 100 kW sujetas a baremo. Dichos importes han sido determinados a partir de los fijados para las instalaciones de baja tensión de hasta 50 kW sujetas a baremo, actualizándolos con el Índice Actualizador (IA) definido en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. A este respecto, esta Comisión entiende que procedería actualizar, con este mismo criterio, la totalidad de las cantidades a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación, dado que las mismas fueron establecidas por última vez en el Real Decreto 1634/2006, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.

En el apartado 2 de este mismo artículo 9 se vienen a establecer, por vez primera, los derechos de supervisión de instalaciones cedidas a los que se hace referencia en el artículo 10 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Los importes fijados han sido calculados a partir de los valores propuestos por la CNE en el Informe 9/2009 “*Propuesta de revisión de los baremos relativos al régimen económico de los derechos de acometida*” de fecha 5 de febrero de 2009, actualizándolos con el Índice Actualizador (IA) definido en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Por otra parte, los cambios introducidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con posterioridad al informe emitido por la CNE, ha sido fuente inagotable de conflictos entre las empresas distribuidoras y los solicitantes de nuevos suministros, en lo relativo a cuáles de éstos les eran de aplicación los baremos establecidos para ciertos derechos de acometida.

Estos conflictos han sido puestos de manifiesto repetidamente por las Comunidades Autónomas en los Consejos Consultivos, ya que son ellas las responsables de resolverlos cuando se plantean.

En este sentido, hay que recordar que es urgente la publicación en su integridad de los procedimientos de operación básicos para la distribución propuestos por la CNE.

7.3 Aplicación del incentivo a la mejora de la calidad en 2010

En opinión de esta Comisión debe suprimirse la disposición adicional tercera toda vez que regula una materia que ya está regulada en una normativa de rango superior como es 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.

7.4 Revisión de perfiles de consumo

Respecto al mandato dado a REE para la elaboración de una propuesta de revisión de los perfiles de consumo existentes, de aplicación a aquellos puntos de suministros de clientes que no tengan obligación de disponer de registro de consumo horario en sus equipos de medida, entiende esta Comisión que dicho mandato es apropiado dado que REE, en su calidad de Operador del Sistema, dispone de la información más completa para abordar dicha tarea, ya que en el concentrador principal de medidas se dispone de todas las medidas de los distintos agentes.

7.5 Cómputo de eventos excepciones en los indicadores de calidad de servicio

Se considera que la disposición adicional quinta debe suprimirse toda vez que, para el año 2009, el incentivo a la mejora de la calidad de servicio ha sido calculado sin considerar, entre otras, las incidencias clasificadas como debidas a fuerza mayor, tal y como expresamente se señala en la “Propuesta de retribución definitiva para el año 2009 y de retribución provisional para el año 2010 por la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad al 1 de enero de 2009” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 3 de diciembre de 2009.

De mantenerse esta disposición, habría que proceder a recalcular el incentivo a la calidad para 2009, por lo que la retribución de la distribución definitiva para 2009 cambiaría respecto a la recogida en la propuesta de Orden que se informa, no así la correspondiente a la previsión para 2010, ya que ésta se calcula sin considerar el incentivo a la calidad del año anterior.

7.6 Disposiciones sobre el Régimen Especial

La propuesta de Orden actualiza las tarifas y primas del régimen especial e introduce una serie de disposiciones con objeto de establecer el índice para la actualización de las tarifas de las cogeneraciones a.1.1 y el coste unitario de la materia prima para el cálculo del complemento por eficiencia.

En primer lugar, en relación con la actualización de las primas cabe señalar que, se ha detectado un error en el apartado segundo del artículo 8 en relación con la variación del índice de precio del carbón, ya que se éste debe ser de un decremento del 16,01%.

En segundo lugar, en línea con las observaciones y propuestas de la CNE con ocasión de otros informes de revisión tarifaria, en la que se señalaba que el índice de referencia del combustible

utilizado para la actualización de tarifas y primas de las cogeneraciones que utilizan gas natural, debería ser objetivo y transparente, de forma análoga al utilizado para el subgrupo a.1.2. En la propuesta de Orden se propone la sustitución del índice *lcomb*, establecido en el anexo VII del RD 661/2007, por un índice nuevo que se calculará mediante el procedimiento establecido en la disposición final segunda.

Este nuevo índice, CbmpGN resulta de aplicar la fórmula utilizada para el cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, establecido en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio.

Así el índice CbmpGN será el resultado de la suma de los siguientes términos:

- Cn= coste de la materia prima calculada de acuerdo con el artículo 8 de la mencionada orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, teniendo en cuenta que se anulan los términos relativos al consumo de invierno y a la prima de riesgo, dado que los consumos de la cogeneración es a largo plazo y estable.
- TP= término de peaje correspondiente al escalón 2.4. (consumos entre 30-100 GWh de GN, y tramos de presión entre 4-60bares)

Esta Comisión encuentra razonable la aplicación de esta fórmula, con las particularidades consideradas. Sin embargo, se considera necesario que en la **disposición final segunda** de la propuesta de Orden recoja la fórmula de cálculo del Cn, establecida en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, señalando que los términos PRQ y α son nulos.

Asimismo la CNE señala que la errata existente en la fórmula del término TP que figuraba en la propuesta de Orden, ha sido modificada y corregida por el MITC, según se expuso en el Consejo Consultivo Electricidad.

Finalmente, en lo que se refiere a la revisión trimestral de los grupos a.1.1., a.1,2 y c.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 II de la propuesta de Orden, para la revisión del último trimestre de 2009 son coherentes con la variación de los mencionados índices.

Igualmente, se señala que el MITC ha corregido la actualización trimestral de precios aplicables a partir del 1 de enero de 2010 para estos mismos grupos de instalaciones, por lo que los precios resultantes son coherentes con la variación de los índices de precios e IPC indicados.

En este sentido se ha detectado una errata en el apartado 2 del artículo 8 de la propuesta de Orden cuando alude al anexo IV en lugar del anexo II.

Respecto del complemento por eficiencia, dado que el parámetro Cmp, utilizado para el cálculo del complemento por eficiencia según establece el artículo 28 del RD 661/2007, ha desaparecido de la legislación desde el mes de abril de 2008, la presente Orden propone, en su disposición adicional sexta, su sustitución por un nuevo parámetro, así como la actualización del mismo desde julio de 2008.

El parámetro propuesto, es el término Cn, recogido en el artículo 8 de la anteriormente mencionada den ITC/1660/2009, de 22 de junio, tomando igualmente como nulos los términos PRQ y α .

Esta Comisión considera adecuada la utilización de este término, si bien señala que los parámetros utilizados para la actualización de la dicha fórmula, deberían ser igualmente publicados, en aras de una mayor transparencia.

Finalmente, respecto de la actualización retroactiva de este nuevo índice, para actualizar los valores congelados del anterior índice Cmp, se considera que debe utilizarse únicamente el valor RBn, resultante de anular en la fórmula de cálculo del Cn, los valores PRQ, α y β sB.

Asimismo, la CNE señala que los valores erróneos de este parámetro indicado en la disposición adicional séptima de la propuesta de Orden, han sido corregidos según la información expuesta por el MITC en el Consejo Consultivo de Electricidad.

7.7 Modificación de la fórmula de cálculo del coste estimado de la energía para la TUR sin discriminación horaria

La *disposición derogatoria única* y la *disposición final primera* de la propuesta de Orden modifican los artículos 9 y 10 de la Orden ITC/1659/2009 en lo relativo a la estimación del coste de la energía a incorporar en las tarifas de último recurso de energía eléctrica.

La disposición derogatoria única suprime el apartado 2 del artículo 9 por el que establece que el coste estimado de la energía en el mercado diario de la tarifa de último recurso sin discriminación horaria se calcula a partir del coste estimado de la energía en el mercado diario en los periodos tarifarios P1 y P2 de la tarifa con discriminación horaria.

La derogación del artículo 9.2 supone la aplicación automática de la fórmula de cálculo del coste estimado de la energía en el mercado diario, establecida en el apartado 2 del artículo 10 de la Orden ITC/1659/2009, en el caso de la tarifa de último recurso sin discriminación horaria. En dicha fórmula se tiene en cuenta el perfil de consumo inicial de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso sin discriminación horaria, así como la energía suministrada a estos consumidores en las horas de punta y valle de los contratos a plazo con entrega en la zona española del mercado Ibérico de electricidad. Por otra parte, la *disposición final primera* modifica el apartado 1 del artículo 9 de la Orden ITC/1659/2009 para incorporar el periodo tarifario 0 (P0) en la fórmula establecida para el cálculo del coste estimado de la energía en el periodo tarifario correspondiente.

La modificación introducida sería consistente con la nueva fórmula de cálculo del coste estimado de la energía en el mercado diario, puesto que la redacción de dicha fórmula en el artículo 9 de la Orden ITC/1659/2009 podría dar lugar a equívoco al no incluir el periodo tarifario 0 y no incluir ninguna fórmula específica para la determinación del coste estimado de la energía de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso sin discriminación horaria.

8 OTRAS CONSIDERACIONES

8.1 Publicidad de la información.

En la Disposición adicional segunda de la Orden ITC 1659/2009, de 22 de junio, se establece que “*si una empresa comercializadora dispone de ofertas comerciales para colectivos de consumidores, deberá comunicarlas a la Comisión Nacional de Energía quien las deberá publicar en su página web*”.

Dado que la mencionada disposición únicamente afecta a las ofertas comerciales de electricidad, y que su ámbito es poco preciso, se propone introducir en esta Orden, una nueva disposición adicional más concreta con aplicación también a las ofertas de gas.

“En el marco de sus funciones de información y supervisión relacionadas con la transparencia en el funcionamiento del sistema de suministro eléctrico, la Comisión Nacional de Energía gestionará un sistema de comparación de los precios del suministro de electricidad sobre la base de las ofertas que, para colectivos o grupos de consumidores, realicen las empresas comercializadoras. Dicho sistema será accesible para los consumidores a través de Internet.”

Al objeto de articular el funcionamiento del sistema de comparación de precios, las empresas comercializadoras habrán de remitir a la Comisión Nacional de Energía la información sobre las ofertas mencionadas y las modificaciones a las mismas, de acuerdo con el modelo normalizado que se apruebe por la Comisión Nacional de Energía, y que deberá estar disponible en su página web. La remisión de la información a la Comisión Nacional de Energía se efectuará al menos con diez días de antelación a la fecha de efectividad o publicación de la oferta correspondiente; la Comisión Nacional de Energía deberá garantizar la confidencialidad de esa información hasta su difusión pública. La Comisión Nacional de Energía podrá, mediante Circular, modificar o precisar la regulación contenida en la presente disposición.”

8.2 Modificación del articulado y disposiciones de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, que afectan a las referencias de precios de los contratos a plazo que son consideradas para el establecimiento de la TUR

En la actualidad, no existe un calendario programado de subastas CESUR para los productos con entrega posterior al 1 de julio de 2010. En concreto, la última subasta programada se ha celebrado el 15 de diciembre de 2009, en la que se han subastado los productos base y punta con entrega en los trimestres primero y segundo de 2010.

De acuerdo con el informe de mejoras de la novena subasta CESUR e informe CNE 13/2009 se considera necesario realizar más subastas CESUR de un mismo producto, en las que se subasten cantidades inferiores a las que correspondería subastar en una única subasta CESUR, al objeto de: (i) garantizar una suficiente presión competitiva, (ii) disponer de, al menos, cuatro referencias de precios de cada producto trimestral que se incluya en la TUR, (iii) reducir la prima de riesgo a incluir en el cálculo de la TUR y (iv) disminuir el riesgo de cantidad y de precios que se incorpora al resultado de la subasta. De esta forma se reducirá el impacto para los consumidores acogidos a la TUR.

La celebración de más subastas permitiría que los comercializadores de último recurso actualizaran sus previsiones de demanda, lo que daría lugar a una disminución del riesgo al que se enfrentan, tanto de cantidades como de precios. De esta forma, en la última subasta que sirva de referencia para el cálculo de la TUR se permitiría que dichos agentes pudieran realizar una cobertura de su cartera de demanda con la última información disponible antes del inicio del periodo de entrega de la energía. En consecuencia, se considera que, dada la actualización de las previsiones de demanda de las CUR en sucesivas subastas, la prima de riesgo sobre los precios que configurar la TUR debería aplicarse únicamente sobre los de la última subasta CESUR (no sobre las anteriores).

Asimismo, cabe señalar que tanto los CUR como el resto de agentes, disponen de mercados de contratación a plazo, organizados (mercado de derivados del MIBEL gestionado por OMIP-OMIClear) y no organizados (mercado OTC), para cubrir sus posiciones adquiridas en las subastas que sirven de referencia para el cálculo de la TUR.

Por último, tal y como se señaló en el Informe 13/2009, se considera que en la actualización de los costes de la energía del suministro de último recurso deberían tenerse en cuenta, exclusivamente,

los precios de equilibrio de las subastas CESUR, debido a que estas subastas incorporan mecanismos de protección del nivel de competencia y a que son supervisadas por la CNE.

Visto lo anterior, se considera necesario introducir una nueva disposición adicional con la modificación de los siguientes artículos y disposiciones de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio:

Artículo 11. Determinación del coste estimado de los contratos mayoristas en Punta y Base.

La modificación de este artículo va orientada a eliminar las subastas de OMIP-OMIClear como precios de referencia para el establecimiento de la TUR. En concreto, se modificaría el punto 1 del citado artículo de la siguiente forma:

- Donde dice "(...) con referencia a los precios del OMIP-OMIClear y/o de las subastas CESUR (...)", debe decir "(...) con referencia a los precios de las subastas CESUR (...)".
- Donde dice "Factor de ponderación del precio de la subasta, tanto OMIP como CESUR, en la sesión k para el tipo de contrato tc", debe decir "Factor de ponderación del precio de la subasta CESUR en la sesión k para el tipo de contrato tc".
- Donde dice "Precio de la subasta CESUR y/o de la subasta de apertura de OMIP, en la sesión k para el tipo de contrato tc", debe decir "Precio de la subasta CESUR en la sesión k para el tipo de contrato tc".

Artículo 13. Prima por riesgo.

La modificación de este artículo está en línea con la consideración de una prima de riesgo únicamente para la última subasta CESUR que pondere en la fórmula de la TUR. En este sentido, se propone la siguiente modificación del punto 1 del citado artículo:

- Se sustituye la fórmula existente por la siguiente:

$$PR_{tc} = \sum_{m=1}^n PR(m)$$

- Se elimina lo siguiente: "k Subíndice de subastas (k=1, 2,..., K)".
- Donde dice "m Subíndice de mes de entrega (m=1, 2,..., n)", debe decir "m Subíndice de mes de entrega correspondiente a la última subasta CESUR (m=1, 2,..., n)".
- Donde dice " $PR_{tc,k}$ Prima de riesgo correspondiente al tipo de contrato tc en la subasta k", debe decir " PR_{tc} Prima de riesgo correspondiente al tipo de contrato tc de la última subasta CESUR".
- Donde dice " $PR(k,m)$ Prima de riesgo correspondiente a los meses de desfase entre la subasta k y el mes de entrega m", debe decir " $PR(m)$ Prima de riesgo correspondiente a los meses de desfase entre la última subasta CESUR y el mes de entrega m".
- Donde dice "(...) se considerarán las primas por riesgo correspondiente al número de meses de desfase a contar entre el mes de celebración de la subasta k y el mes de entrega m de la energía (...)", debe decir "(...) se considerarán las primas por riesgo correspondientes al número de meses de desfase a contar entre el mes de celebración de la última subasta CESUR y el mes de entrega m de la energía (...)".
- Se elimina lo siguiente: " $F_{Ptc,k}$ Factor de ponderación del precio de la sesión k de la subasta correspondiente, ya sea OMIP o CESUR, para el tipo de contrato tc".

Artículo 14. Supervisión de las subasta.

La modificación de este artículo va orientada a eliminar las subastas de OMIP-OMIClear como precios de referencia para el establecimiento de la TUR. En este sentido, se propone la eliminación de los puntos 2, 4 y 6 del citado artículo, así como la correspondiente adaptación del punto 3.

Disposición adicional cuarta. Adquisiciones de contratos en el mercado a plazo de los comercializadores de último recurso.

Se propone la modificación del punto 1 de la citada disposición al objeto de eliminar las referencias de precios de las subastas gestionadas por OMIP-OMIClear para el establecimiento de la TUR: donde dice “(...) los comercializadores de último recurso podrán comprar contratos de adquisición de energía en las subastas CESUR y en las subastas OMIP-OMIClear”, debe decir “(...) los comercializadores de último recurso podrán comprar contratos de adquisición de energía en las subastas CESUR”.

De acuerdo con el artículo 11.2 de la Orden ITC/1659/2009, se considera que la Secretaría de Estado de Energía deberá publicar en los próximos meses una Resolución en la que se determinen los factores de ponderación de los precios de los productos en las subastas realizadas durante el primer semestre de 2010 con entrega en los trimestres tercero y cuarto de 2010. Sería deseable que dicha Resolución fuera publicada antes de finalizar el mes de febrero de 2010, a efectos de disponer de un plazo suficiente que permita la celebración de al menos cuatro subastas CESUR. En cualquier caso, se considera necesario que se consulte previamente al Organizador de la subasta a efectos de confirmar que la celebración de varias subastas es factible.

Adicionalmente, se considera necesario que la Dirección General de Política Energética y Minas evalúe la posibilidad de modificar, mediante Resolución, los valores de la prima por riesgo de la Orden ITC/1659/2009, en función de la cuantificación de los errores en la estimación de la curva de carga en el tercer y cuarto trimestres de 2009, sobre los ingresos de los CUR.

8.3 Fe de erratas

En el artículo 8.2 de la propuesta de Orden las actualizaciones no se encuentran recogidas en el anexo V sino en el III.

En el artículo 8.3 de la propuesta de Orden se ha de sustituir la referencia al anexo IV por el anexo II.

En el apartado 4 de la disposición adicional primera de la propuesta de Orden de Tarifas para 2010 que se informa, se debe sustituir la fecha “31 de marzo de 2009” por la de “31 de marzo de 2010”, ello en coherencia con lo establecido en la ORDEN ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.

9 CONCLUSIONES

Primera. Las variaciones de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden podrían no ser suficientes (en 190 M€), para cubrir los costes previstos por el MITC para 2010, teniendo en cuenta el límite máximo permitido por el RD-L 6/2009 (3.000 M€) según la información de la propia Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Las incertidumbres respecto a la evolución de la demanda de electricidad, y a la pendiente publicación de determinadas disposiciones normativas, influyen en las estimaciones sobre las variaciones sobre las tarifas de acceso para cumplir con el límite máximo de déficit de actividades reguladas establecido en el RD-L.

En particular, en caso de que no se publicara el Real Decreto de restricciones por garantía de suministro, podría obtenerse un ingreso en los pagos por capacidad (estimado en 500 M€), que sería considerado como ingreso liquidable del sistema y, consecuentemente, permitiría reducir el déficit de actividades reguladas previsto para 2010 y no superar, por tanto, el límite legal establecido. Consecuentemente, en el citado caso, las tarifas de acceso de la propuesta de Orden serían consistentes con el límite legal establecido.

Segunda. En relación con los costes, se proponen las siguientes modificaciones a la propuesta de Orden:

- Modificación del coste del *transporte* para reflejar los últimos cálculos realizados por esta Comisión, como consecuencia de la revisión de las auditorías de inversiones correspondientes al ejercicio 2008 y los parámetros macroeconómicos.
- En la reunión del Consejo Consultivo de Electricidad celebrada el 14 de diciembre de 2009, así como en las alegaciones presentadas por muchos de sus miembros, se puso de manifiesto la necesidad de que se hubiesen contrastado los resultados del Modelo de Red de Referencia contemplado en 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, previamente a su utilización para determinar la retribución de las empresas distribuidoras.

A este respecto, en cumplimiento del artículo 6 del citado Real Decreto, se remitieron en el mes de mayo de 2009 al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a las Asociaciones de empresas eléctricas distribuidoras y en el mes de junio de 2009 a las Comunidades Autónomas, las especificaciones y funcionalidades de dicho modelo que así quedó perfeccionado y preparado para su utilización.

Dada su complejidad y novedad es posible que algunos datos aportados por las empresas sobre las inversiones realizadas en 2008 y los planes de desarrollo de la actividad presentados por las empresas a las Comunidades Autónomas presenten defectos.

Por una sola vez, en aras a esa complejidad y novedad antes citada, con objeto de seguir utilizando el modelo de red de referencia para establecer la retribución de las empresas, definitiva para el año 2009 y provisional para el año 2010, y abandonar con ello la aplicación de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008, tal y como establece la normativa, y atendiendo a las alegaciones del Consejo Consultivo, esta Comisión propone que se establezca con carácter provisional tanto la retribución de 2009 como la previsión de retribución para 2010, conforme a la propuesta realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Una vez verificados por la CNE dichos datos y planes procesados en el modelo de red de referencia, las retribuciones de los años 2009 y 2010 devendrán definitivas.

Esta situación será irrepitable ya que, desaparecida la novedad que generó las dificultades alegadas, las empresas deberán presentar sus datos de manera correcta.

- Incrementar la retribución de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes hasta 350.629,7 miles de euros, con objeto de incorporar la retribución de siete nuevas empresas distribuidoras.
- El importe contemplado en el *Plan de Acción 2008-2012* de la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012” asciende a 275.900 miles de euros, en lugar de los 309.900 recogidos en la propuesta de Orden.
- La *compensación extrapeninsular* prevista para 2010 estimada por la CNE, una vez considerada la financiación del 34% con cargo a los PGE, tal y como establece el RD-Ley 6/2009, asciende a 827,24 millones de euros. Conforme a lo que establece la normativa vigente y ha sido puesto de manifiesto por esta Comisión en informes previos, se considera que con carácter de urgencia se deben revisar los estándares (técnicos y económicos) contemplados para la retribución de la actividad de producción extrapeninsular en régimen ordinario.

- Se considera que debe incorporarse en el artículo 6 la cuota correspondiente a la financiación de la *2ª parte del ciclo de combustible nuclear*.
- Las *anualidades resultantes para la recuperación de los déficit en las liquidaciones de actividades reguladas*, de acuerdo con la última información de tipos de interés, ascienden a 1.843.928 miles de euros.
- Se considera que el coste del Fondo de Titulización no debe incorporarse como coste de actividades reguladas por no estar previsto ni en el Real Decreto 2017/1997 ni en el Real Decreto Ley 6/2009.
- Se considera que el importe de *déficit de actividades reguladas para 2010* (3.000 M€) debe establecerse en la propuesta de Orden, tal y como se establece en el RD-L 6/2009.
- La retribución considerada en la propuesta de Orden para el Operador del Mercado, de 12.578 millones de euros, resulta elevada.

Tercero. En relación con las tarifas de acceso incorporadas en la propuesta de Orden se considera que:

- No se justifica la diferenciación de un peaje distinto para los consumidores de menos de 10 kW de potencia, puesto que los costes de redes son los mismos y no se dispone de información adicional que permita la diferenciación de la asignación del resto de costes.
- No se justifica desde un planteamiento metodológico de una asignación eficiente de los costes para establecer tarifas de acceso que, por una parte se establezcan variaciones diferentes en las tarifas de acceso de consumidores en baja tensión y sin discriminación horaria, dependiendo de la potencia contratada (susceptibles de acogerse a TUR inferiores, y resto, superiores). Lo anterior es aplicable a la tarifa de acceso 6.4.
- En relación con las variaciones de los términos de potencia y energía, no se justifica la aplicación de las variaciones a distintos grupos y periodos tarifarios de la propuesta. Esta Comisión, como ha manifestado en reiterados informes, 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.

Cuarto. Se proponen las siguientes modificaciones a la propuesta de Orden:

- En el apartado 1 del artículo 9 se actualizan la totalidad de las cantidades a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación, dado que las mismas fueron establecidas por última vez en el Real Decreto 1634/2006, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.
- Por otra parte, los cambios introducidos en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, con posterioridad al informe emitido por la CNE, ha sido fuente inagotable de conflictos entre las empresas distribuidoras y los solicitantes de nuevos suministros, en lo relativo a cuáles de éstos les eran de aplicación los baremos establecidos para ciertos derechos de acometida.
Estos conflictos han sido puestos de manifiesto repetidamente por las Comunidades Autónomas en los Consejos Consultivos, ya que son ellas las responsables de resolverlos cuando se plantean.
En este sentido, hay que recordar que es urgente la publicación en su integridad de los procedimientos de operación básicos para la distribución propuestos por la CNE.
- Se propone corregir los errores materiales descritos en el apartado 6.6. del presente informe.

Quinto. Se considera que deben suprimirse las siguientes disposiciones:

- Adicional tercera, debido a dicha materia ya está regulada en una normativa de rango superior como es 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.
- Adicional quinta, ya que, para el año 2009, el incentivo a la mejora de la calidad de servicio ha sido calculado sin considerar, entre otras, las incidencias clasificadas como debidas a fuerza mayor

Sexto. Se propone añadir las siguientes disposiciones:

- Adicional en la que se recoja la retribución para el año 2009 de nuevos distribuidores.
- Adicional en la que se recoja la obligación a las empresas comercializadoras de poner a disposición de la Comisión Nacional de Energía toda la información pública sobre ofertas comerciales que tengan disponibles para los consumidores nacionales de gas y electricidad.

Séptimo. Se propone incluir una nueva disposición adicional con la modificación del articulado y disposiciones de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, que afectan a las referencias de precios de los contratos a plazo que son consideradas para el establecimiento de la TUR, a efectos de programar más de una subasta CESUR que sirva de referencia en el cálculo de la TUR.

Asimismo, se considera que la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía en la que se determinen los factores de ponderación de los precios de los productos en las subastas realizadas durante el primer semestre de 2010 con entrega en los trimestres tercero y cuarto de 2010, debería ser publicada antes de finalizar el mes de febrero de 2010, a efectos de disponer de un plazo suficiente que permita la celebración de al menos cuatro subastas CESUR.

Adicionalmente, se considera necesario que la Dirección General de Política Energética y Minas evalúe la posibilidad de modificar, mediante Resolución, los valores de la prima por riesgo de la Orden ITC/1659/2009, en función de la cuantificación de los errores en la estimación de la curva de carga en el tercer y cuarto trimestres de 2009, sobre los ingresos de los CUR.