

Comisión

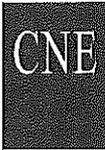
Nacional

de Energía

**PROPUESTA DE REVISIÓN DE LAS  
TARIFAS DE ACCESO PARA 2009 Y  
REVISIÓN DE LAS TARIFAS  
INTEGRALES VIGENTES PARA EL  
PRIMER TRIMESTRE DE 2009**

7 de noviembre de 2008

10



## INDICE

1	PREÁMBULO .....	3
2	OBJETO.....	4
3	INTRODUCCIÓN .....	5
4	RESUMEN EJECUTIVO .....	9
5	PREVISIONES Y COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA .....	13
5.1	Previsiones de demanda en barras de central y en consumo. ....	13
5.2	Composición de la demanda: mercado - tarifa .....	16
6	PREVISIÓN DE COSTES.....	18
6.1	Escenario de precios de mercado implícitos en el ejercicio tarifario.....	18
6.1.1	Previsión de precio de mercado de 2008 .....	19
6.1.2	Previsión de precio para el primer trimestre de 2009 .....	21
6.1.3	Previsión del precio de mercado para 2009 .....	23
6.2	Costes de acceso .....	25
6.2.1	Coste de la seguridad de suministro.....	25
6.2.1.1	Pagos por capacidad.....	25
6.2.1.2	Servicios de clientes en el mercado .....	26
6.2.2	Coste de transporte .....	26
6.2.3	Coste de distribución .....	29
6.2.4	Coste de gestión comercial .....	31
6.2.5	Coste de gestión de la demanda .....	32
6.2.6	Costes permanentes del sistema.....	34
6.2.6.1	Compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares.....	34
6.2.6.2	Retribución del Operador del Sistema.....	36
6.2.6.3	Retribución del Operador del Mercado.....	38
6.2.6.4	Retribución de la Comisión Nacional de Energía .....	40
6.2.6.5	Plan de Viabilidad de ELCOGÁS.....	41
6.2.7	Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	43
6.2.7.1	Prima del Régimen Especial.....	43
6.2.7.2	Incentivo al consumo de carbón autóctono .....	47
6.2.7.3	Moratoria Nuclear .....	47



6.2.7.4	Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos.....	47
6.2.8	Déficit de actividades reguladas .....	48
6.2.8.1	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos anterior a 2003 .....	48
6.2.8.2	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2005 .....	49
6.2.8.3	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2006 .....	50
6.2.8.4	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2007 .....	52
6.2.8.5	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2008 .....	54
6.2.8.6	Anualidad correspondiente al coste derivado de las revisiones del coste de generación extrapeninsular entre 1 de enero de 2000 y 31 de diciembre de 2005	
	62	
6.3	Escandallos de costes de acceso para 2009.....	64
7	METODOLOGÍA ASIGNATIVA CNE VS TARIFAS VIGENTES .....	66
7.1	Tarifas de acceso.....	66
7.2	Tarifas integrales .....	68
8	CONSIDERACIONES FINALES .....	72

## 1 PREÁMBULO

La propuesta presentada responde al mandato del Real Decreto 871/2007 según el cual la CNE debe presentar, en este caso, una revisión de las tarifas integrales eléctricas para el primer trimestre de 2009 y una revisión de las tarifas de acceso para el año 2009, basada, en los principios de aditividad, suficiencia de ingresos y asignación eficiente.

Como más adelante se precisa, la CNE tiene la función de remitir a la Secretaría General de la Energía propuestas de revisión de la tarifa eléctrica integral con carácter trimestral y de la tarifa de acceso con carácter anual. Estas propuestas deben ser realizadas por la CNE cumpliendo –como no puede ser de otra forma- de manera estricta con la normativa vigente lo cual implica que la propuesta no sea otra cosa que el resultado de un ejercicio matemático alimentado por previsiones de ingresos y costes que se realizan de manera acorde con lo establecido en la propia normativa.

Realizado el ejercicio matemático al que el párrafo anterior se refiere y a la vista de los resultados de revisión tarifaria que de modo cuasi unívoco presentan los ejercicios matemáticos que prescribe la normativa tarifaria vigente, esta CNE quiere poner de manifiesto una vez más la necesidad de un cambio normativo que restituya el equilibrio retributivo de la generación de electricidad del régimen ordinario que estaba presente en la LSE y sus primeras normas de desarrollo. Este equilibrio retributivo, que ha quedado alterado, entre otras razones, por la evolución de los precios de los combustibles fósiles, y por las modificaciones normativas relativas a los CTC, tenía por objeto una retribución suficiente, y no excesiva, de la generación de electricidad, manteniendo, al mismo tiempo, una adecuada distribución del excedente de la actividad entre las diferentes tecnologías que concurren en la cobertura de la demanda y entre las empresas y los consumidores.

Por consiguiente, la propuesta de revisión tarifaria que sigue es resultado de un ejercicio de cálculo en relación con el cual esta CNE carece de grados de libertad suficientes –sujeta como está a la normativa en materia retributiva- para la formulación de otras posibles propuestas de contenido más moderado.



Debido a que las tarifas de acceso vigentes durante el año 2008 según la Orden ITC/3860/2007, se construyeron reconociendo explícitamente que no se imputaba una parte de los costes (4.800 Millones de €), toda comparación con unas tarifas de acceso en 2009 que sean suficientes, es decir, que cubran todos los costes previstos, no es homogénea, y por ello cualquier cifra que exprese el porcentaje de aumento es ficticia.

Por tanto, en la propuesta de revisión de tarifas de acceso y de tarifas integrales de la propuesta de la CNE, se presentan variaciones no homogéneas entre precios regulados que consideran todos los costes necesarios en 2009 según la normativa vigente, y contra precios regulados de 2008, que fueron establecidos en la citada Orden, excluyendo la imputación de una parte significativa de los costes que deberían sido incluidos en 2008 si las tarifas hubieran sido aditivas.

## 2 OBJETO

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas a partir del 1 de julio de 2007, establece en la Disposición adicional séptima que, a partir del 1 de julio de 2008 y con carácter trimestral, en base a la función primera de la Comisión Nacional de Energía (CNE), se enviará a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de las tarifas eléctricas, junto con la memoria explicativa en la que se detallen los supuestos, previsiones y cálculo utilizados.

De acuerdo con el citado Real Decreto, dicha propuesta deberá basarse en los principios de aditividad, suficiencia de ingresos a corto-medio plazo, asignación eficiente de los costes entre los suministros y recuperación de los costes de actividades reguladas mediante la aplicación de las tarifas de acceso, que se revisarán una vez al año (en diciembre) y, en su caso, mediante la financiación del déficit ex ante.

El presente informe, aprobado por el Consejo de Administración en su sesión de 7 de noviembre de 2008, incluye una propuesta justificativa de revisión de tarifas de acceso para 2009 y una propuesta de revisión de tarifas integrales de baja tensión a partir del 1 de enero de 2009.

### 3 INTRODUCCIÓN

La propuesta de revisión de las tarifas de acceso y de tarifas integrales a partir del 1 de enero de 2009 que se incluye en el presente informe, se plantea a partir de un ejercicio de previsión de ingresos y costes.

Teniendo en cuenta la normativa vigente, se proponen actualizaciones en las tarifas de acceso de la Orden ITC/3860/2007 y en las tarifas integrales de la Orden ITC/1857/2008 con el objeto de cubrir los costes previstos para 2009. Cabe destacar las siguientes consideraciones en el ejercicio planteado.

En primer lugar, es un ejercicio de previsión. En particular, se presenta la estimación de un escenario de demanda para el cierre de 2008 y para 2009, con la información disponible del Operador del Sistema y de las empresas distribuidoras y bajo un criterio prudencial de crecimiento de la demanda eléctrica acorde con la situación económica prevista. Hay que indicar que se presentan estimaciones necesarias para realizar el ejercicio presentado en las siguientes variables de demanda eléctrica:

- Demanda en barras de central, desglosada en peninsular y extrapeninsular.
- Demanda en consumo y composición de la misma por grupos tarifarios,
- Composición de la generación en régimen especial por tecnologías.

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios para fundamentar, tanto el presente informe como el de propuesta de Orden por la que se establecerá la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2009, 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 del ejercicio 2008 y para 2009 al que se hace referencia en el presente informe. Asimismo, la CNE dispone de fuentes de información básicas para la estimación del ejercicio tarifario, tales como las liquidaciones eléctricas, régimen especial, modelos de distribución y costes de transporte.

En segundo lugar, en el ejercicio tarifario si bien se presentan dos escenarios del coste de la energía, teniendo en cuenta la mejor información disponible de las referencias a plazo

en el mercado eléctrico: escenario A más expansivo y escenario B más moderado. Se justifica la consideración del escenario de precios más moderado por la fuerte tendencia negativa registrada en los precios de electricidad y de los combustibles a plazo en el momento de realizar el presente informe. La referencia a plazo (a un año) de los precios de electricidad se utiliza para calcular costes de acceso de carácter anual, tales como la prima de régimen especial y la compensación extrapeninsular. Por otra parte, se utilizan referencias de precios de mercado a plazo de carácter trimestral (CESUR, OMIP y OTC) para calcular el coste de la energía de los consumidores a tarifa integral a partir del 1 de enero de 2009, y con carácter trimestral (para el primer trimestre de 2009).

En tercer lugar, se incluyen determinados costes con carácter provisional. En el momento de realizar el presente informe, hay aspectos relativos a los costes de acceso que están pendientes de determinación, por lo que se aportan cifras provisionales de los mismos. Se describen algunos de dichos aspectos:

- Para calcular la retribución del transporte no se dispone de los nuevos valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, por lo que se han aplicado los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento establecidos en el Real Decreto 2819/1998. Asimismo, está pendiente de definir, mediante Orden Ministerial, el procedimiento de cálculo del incentivo por disponibilidad global al que se hace referencia en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008. Por ello, se ha utilizado la metodología recogida en el Real Decreto 2819/1998.
- En el cálculo de la retribución de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, cuyo régimen transitorio finaliza el 31 de diciembre de 2008, se ha estimado provisionalmente y de forma parcial su retribución. Análogamente se han estimado los ingresos de dichos distribuidores por suministrar a los consumidores a tarifa.
- En la retribución del Operador del Sistema no se dispone de una metodología para el cálculo de su retribución. Como en años anteriores el criterio que se ha utilizado para dicho cálculo es el de considerar que, el Operador del Sistema y el gestor de la red de transporte son una única entidad jurídica.



- En la retribución del OMEL no se dispone de una metodología para el cálculo de su retribución. Se tiene en cuenta en el cálculo de su retribución el ingreso por actividades diferentes a la operación del mercado, como el de la organización de subastas de gas y de electricidad (CESUR), desempeñadas por la compañía.
- Plan de viabilidad de Elcogás. En el momento de realizar el presente informe no se dispone de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que determine parámetros para calcular la anualidad que deberá incluirse en la tarifa eléctrica de 2009. Provisionalmente se incluye la propuesta de Elcogás como mejor estimación de la anualidad correspondiente.
- Carbón autóctono. A la fecha de realización del presente informe están pendientes de aprobación por la Unión Europea los nuevos planes para el carbón, por lo que provisionalmente se ha mantenido el coste establecido en la Orden ITC/3860/2007.
- Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos. A falta de una mejor previsión se incluye la propuesta de ENRESA.
- A falta de publicación de la metodología que corresponda, en el presente informe para el cálculo del déficit 2008 se incluye el efecto de la asignación gratuita de los derechos de emisión de efecto invernadero a partir de Plan de asignación de CO<sub>2</sub>, a partir de una estimación meramente provisional.

En cuarto lugar, se ha incluido información disponible de parámetros básicos para realizar el ejercicio de actualización de determinados costes y que deberán ser actualizados, probablemente a la baja, de acuerdo con la información provisional más reciente, en el informe que corresponda sobre propuesta de Orden de tarifas para 2009. Dichos parámetros se refieren a las previsiones de IPRI e IPC para 2009 y cierre 2008, y datos del Euribor a 3 meses. Asimismo, en la fecha de emisión del presente Informe, la información relativa a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2008 y a las instalaciones de transporte cuya puesta en servicio está prevista en el ejercicio 2009, está pendiente de revisión por parte de esta Comisión.

En quinto lugar, en el presente informe se comparan los ingresos previstos con la demanda de 2009 a las tarifas de acceso vigentes con los costes de acceso (provisionales) de 2009. Dicha comparación permite analizar cuál debería ser la subida media de las tarifas de acceso para 2009. En este punto cabe destacar que la variación



propuesta de tarifas de acceso se realiza a partir de unas tarifas de acceso de 2008 que no incluyeron todos los costes previstos para dicho año. En particular, se estimó como déficit ex ante en el cálculo de dichas tarifas de acceso en la Orden ITC/3860/2007 un déficit de 4.800 Millones de €.

En sexto lugar, en el informe de la CNE se incluye un ejercicio de asignación de costes para establecer tarifas de acceso e integrales. Es decir, se describen las subidas (no uniformes) que deben corresponder a las tarifas integrales y de acceso, de acuerdo con la propuesta de metodología de asignación de costes para cumplir con los principios de suficiencia, aditividad y asignación eficiente, de la CNE. Dicha metodología, está publicada en la web de la CNE.<sup>1</sup>

Finalmente, cabe señalar que en el ejercicio planteado se tiene en cuenta la información del escrito de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con entrada en esta Comisión el 24 de octubre de 2008, sobre "Instrucciones en relación a la fecha de celebración y tipología de productos a subastar en la próxima subasta para la adquisición de energía eléctrica de los distribuidores (subasta CESUR)". Según dicho escrito se indica que está previsto que las tarifas de último recurso entren en vigor el próximo 1 de julio de 2009. En consecuencia, el escenario planteado en el presente informe se basa en el mantenimiento del esquema de tarifa integral de baja tensión el 1 de enero de 2009, proponiéndose variaciones en dichas tarifas integrales para el primer trimestre de 2009. A la espera de disponer de la propuesta de metodología de Tarifa de último recurso (TUR), las tarifas integrales de la propuesta se han construido adicionando las tarifas de acceso según la metodología asignativa, el coste de energía y los pagos por capacidad que corresponda.

Acompañan al presente informe los siguientes anexos. El Anexo I describe el ejercicio de previsión de la CNE sobre consumo, potencia e ingresos a las tarifas integrales de la Orden ITC/1857/2008 y las tarifas de acceso de la Orden ITC/3860/2007 para el cierre del

---

<sup>1</sup> La propuesta de metodología de la CNE, de noviembre de 2001, está disponible en [www.cne.es/cne/doc/publicaciones/CNE128\\_01.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/CNE128_01.pdf) y la versión revisada de dicha metodología, con fecha 20 de diciembre de 2005, está disponible en [www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne44\\_05.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne44_05.pdf).

ejercicio 2008 y 2009. El Anexo II describe los escenarios de precios de mercado implícitos en el ejercicio tarifario 2009. En los Anexos III y IV se detallan los análisis económico-financieros realizados para determinar la retribución del Operador del Sistema y el Operador del Mercado, respectivamente. Finalmente, en el Anexo V se detallan las variables de cálculo empleadas en el ejercicio de asignación de costes para 2009 de acuerdo con la metodología de la CNE.

#### 4 RESUMEN EJECUTIVO

Esta Comisión ha elaborado un informe sobre las variaciones a aplicar a las tarifas de acceso para 2009 establecidas en la Orden ITC/3860/2007 y las variaciones a aplicar a las tarifas integrales de la Orden ITC/1857/2008 para el primer trimestre de 2009, en cumplimiento del mandato establecido en el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas a partir del 1 de julio de 2007.

A partir de la información solicitada a los agentes que participan en el sector, se ha elaborado un escenario de demanda y un escenario de costes previsto para el cierre del ejercicio 2008 y 2009. Se realiza un ejercicio de asignación, de acuerdo con la metodología asignativa desarrollada por esta Comisión en 2001 y revisada en 2005. Por último, se analiza la diferencia entre las tarifas integrales y de acceso vigentes y el resultado del ejercicio de asignación. A continuación se describen brevemente los principales resultados obtenidos.

En el cuadro R.1 se recoge el escenario de demanda en consumo previsto por la CNE para el cierre del ejercicio 2008 y 2009. Es importante señalar que, si bien el escenario previsto para el cierre de 2008 es similar al escenario central previsto por el Operador del Sistema, el escenario previsto para 2009 es similar al escenario inferior.

**Cuadro R.1. Demanda en consumo prevista para el cierre de 2008 y 2009 (GWh).**

	2008	2009	Tasa de variación
<b>Demanda en consumo</b>	<b>260.923</b>	<b>265.975</b>	<b>1,94%</b>

Fuente: CNE

Como resultado de comparar los ingresos regulados de aplicar las tarifas integrales y de acceso vigentes a la previsión de demanda para el cierre del ejercicio 2008 con la mejor previsión de costes para el cierre de 2008, se estima que el déficit de ingresos de actividades reguladas para 2008 superará los 6.700 Millones de euros.

Se estima que del déficit total, alrededor de 5.000 Millones de euros se debe a la insuficiencia de las de tarifas de acceso para cubrir los costes de acceso, 276 Millones de euros se debe a la no imputación del coste derivado de los pagos por capacidad en las tarifas integrales y los 1.439 Millones de euros restantes se explican por la discrepancia de la evolución de los precios de la energía respecto al coste de energía considerado en las tarifas integrales (véase cuadro R.2).

**Cuadro R.2. Déficit de actividades reguladas previsto para el cierre de 2008 (Miles de €).**

	<i>Miles de €</i>
<b><i>Déficit actividades reguladas</i></b>	<b>-6.716.501</b>
Costes de acceso	-5.001.114
Coste pagos por capacidad	-276.146
Coste energía de clientes a tarifa	-1.439.241

Fuente: CNE

En el Cuadro R.3 se resume el resultado de actualizar con la última información disponible los distintos componentes de costes de acceso previstos para el cierre de 2008 y 2009. Cabe señalar que los costes de acceso experimentan un incremento del 14,6% respecto de la mejor estimación de los costes de acceso previstos para 2008. Por componente de coste, se observa que las primas del régimen especial, con un incremento del 27,8%, son las más contribuyen al incremento de los costes, seguidas por el coste del transporte y la distribución, con un incrementos del 14,2% y el 13,8%, respectivamente.

**Cuadro R.3. Escandallos de costes de acceso previstos para el cierre de 2008 y 2009 y contribución de cada componente al crecimiento del coste de acceso 2009**

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	Miles de €		DISTRIBUCIÓN DE COSTES POR CONCEPTO		Tasa de variación (%)	Contribución al crecimiento de costes (%)
	2008	2009	2008	2009		
Transporte (1)	1.175.860	1.349.670	9%	9%	14,8%	1,4%
Distribución	4.421.077	5.031.900	35%	34%	13,8%	4,8%
Gestión Comercial	312.139	312.139	2%	2%	0,0%	0,0%
Costes permanentes	1.368.611	1.471.162	11%	10%	7,5%	0,8%
Costes de diversificación y seguridad del abastecimiento	78.268	73.971	1%	1%	-5,5%	0,0%
Prima del Régimen Especial	2.859.000	3.653.000	22%	25%	27,8%	6,2%
Coste de servicio de interrumpibilidad en el mercado	380.000	500.000	3%	3%	31,6%	0,9%
Total Déficit de años anteriores	1.571.706	1.690.719	12%	12%	7,6%	0,9%
<b>COSTE TOTAL DE ACCESO</b>	<b>12.166.661</b>	<b>14.082.561</b>	<b>95%</b>	<b>96%</b>	<b>15,7%</b>	<b>15,0%</b>
Pagos por capacidad	574.766	522.000	5%	4%	-9,2%	-0,4%
<b>COSTES DE ACCESO + PAGOS CAPACIDAD</b>	<b>12.741.427</b>	<b>14.604.561</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>14,6%</b>	<b>14,6%</b>

Fuente: Orden ITC/3860/2007 y CNE

Notas:

(1) Incluye los ingresos previstos por exportaciones

Cabe señalar que el incremento del coste medio de acceso (esto es, el coste de acceso previsto para un año entre demanda en consumo prevista para ese mismo año) experimenta un aumento del 13,5% en 2009 respecto de 2008 sin considerar el déficit de actividades reguladas. Teniendo en cuenta que en 2008 las tarifas de acceso vigentes no son suficientes para cubrir los costes de acceso, el incremento necesario, en términos medios para cubrir la totalidad de los costes previstos para 2009 asciende a 92,8%.

**Cuadro R.4. Coste medio de acceso (Coste de acceso/demanda en consumo) (c€/kWh). Año 2009**

	2008	2009	Tasa de variación 2009/2008
<i>Sin considerar déficit "ex ante"</i>	4,663	5,295	13,5%
<i>Considerando déficit "ex ante"</i>	2,746		92,8%

Fuente: Orden ITC/3860/2007 y CNE

Nota: No se incluyen los pagos por capacidad

El impacto para los consumidores de alta tensión de la incorporación de la totalidad de los costes en sus tarifas de acceso, de acuerdo con la metodología de asignación de la CNE, supondría un aumento cercano al 63% en su facturación media de acceso respecto la

*h*

vigente. El impacto para todos los consumidores de baja tensión (esto es, mercado y tarifa), medido en los mismos términos, asciende al 93%.

**Cuadro R.5. Facturación media a tarifas de acceso (c€/kWh) según la propuesta de la CNE para 2009**

(1)

Tarifa	Consumo (GWh)	Orden ITC/3860/2007 (c€/KWh)	Propuesta CNE (c€/KWh)	Tasa de variación Propuesta CNE vs Orden ITC/3860/2007
Baja Tensión (Tarifa + Mercado)	131.416	4,347	8,400	93,2%
Alta Tensión	134.559	1,390	2,262	62,8%
<b>Total Facturación</b>	<b>265.975</b>	<b>2,851</b>	<b>5,295</b>	<b>85,7%</b>

Fuente: CNE

Nota: (1) No se incluyen los pagos por capacidad

Finalmente, el impacto de la incorporación de la totalidad de los costes sobre los consumidores de baja tensión que a 1 de enero de 2009 se mantendrían a tarifa integral vigente, de acuerdo con la metodología asignativa de la CNE, se estima en un 31%. Es importante señalar que este incremento puede descomponerse en un aumento de las tarifas de acceso implícitas en las tarifas vigentes de un 99,7% y una reducción del coste de la energía del 4,5%.

**Cuadro R.6. Facturación media a tarifa integral (c€/kWh) de clientes de baja tensión acogidos a tarifa integral según la propuesta de la CNE a partir del 1 de enero de 2009**

Escenario	Tarifa Acceso (A)	Coste energía (3) (B)	Tarifa Integral (C) = (A) + (B)
Situación actual (1)	4,36	8,44	12,80
Tarifa aditiva (2)	8,71	8,06	16,77
<b>% variación aditiva sobre actual</b>	<b>99,7%</b>	<b>-4,5%</b>	<b>31,0%</b>

Fuente: Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/1857/2008 y CNE

Notas:

- (1) Coste de la energía de la situación actual calculado como la diferencia entre la facturación a tarifa integral y la facturación a tarifa de acceso.
- (2) El coste de energía de la tarifa aditiva incluye los pagos por capacidad.
- (3) De acuerdo con el escenario de precios de energía esperado (65,46 €/MWh)

## 5 PREVISIONES Y COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA

### 5.1 Previsiones de demanda en barras de central y en consumo.

La CNE ha solicitado a las empresas eléctricas información relativa a las previsiones de demanda para el cierre de 2008 y 2009. En particular, se ha solicitado, por una parte, al Operador del Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) para el cierre de 2008 y para 2009 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2008 y para 2009.

En los cuadros 1 y 2 se presentan los escenarios de demanda en b.c. previstos por el OS para el cierre de 2008 y 2009, respectivamente. De acuerdo con la información aportada por el OS, con datos provisionales hasta el mes de julio, la demanda acumulada en el periodo comprendido entre enero y julio de 2008 asciende a 155,9 TWh, lo que supone un incremento del 2,4% respecto del mismo periodo del año anterior. Este crecimiento se explica mediante tres factores. En primer lugar, en el periodo enero-julio de 2008 las temperaturas han sido más suaves que las registradas en el mismo periodo del año anterior, lo que da lugar a que el efecto temperatura del -0,6%. En segundo lugar, el efecto derivado de la actividad económica se ha situado del 2,7%, valor inferior al 4,1% registrado en el mismo periodo del año anterior. Por último, la variación de la demanda acumulada en 2008 debido a la laboralidad se sitúa en un 0,3%.

El escenario central previsto por el OS para el cierre de ejercicio 2008 se corresponde con el resultando de extender el efecto temperatura observado en la primera parte del año, de considerar un efecto derivado de la actividad económica del 3,0% y de mantener el efecto de la laboralidad. Tomando como base el escenario central, el OS plantea dos previsiones adicionales para el cierre de 2008: para un escenario de temperaturas desfavorables (escenario superior) y para un escenario de temperaturas favorables (escenario inferior).

**Cuadro 1. Escenarios de previsiones de demanda en b.c. del OS para cierre de 2008**

Sistema	GWh				Tasa de Variación (%)			
	2007	2008			2007	2008		
		Inferior	Central	Superior		Inferior	Central	Superior
<b>Peninsular</b>	<b>261.273</b>	<b>265.192</b>	<b>268.588</b>	<b>271.985</b>	<b>3,1%</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,8%</b>	<b>4,1%</b>
<b>Extrapeninsular</b>	<b>15.558</b>	<b>16.096</b>	<b>16.190</b>	<b>16.283</b>	<b>2,9%</b>	<b>3,5%</b>	<b>4,1%</b>	<b>4,7%</b>
Baleares	5.964	6.155	6.203	6.250	0,5%	3,2%	4,0%	4,8%
Canarias	9.199	9.520	9.566	9.612	4,5%	3,5%	4,0%	4,5%
Ceuta	207	223	223	223	36,7%	8,1%	8,1%	8,1%
Melilla	189	197	197	197	49,3%	4,2%	4,2%	4,2%
<b>Nacional</b>	<b>276.831</b>	<b>281.288</b>	<b>284.778</b>	<b>288.268</b>	<b>3,1%</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>4,1%</b>

Fuente: OS

En cuanto a la previsión para 2009, el OS ha planteado tres<sup>2</sup> posibles escenarios de evolución para un año medio de temperaturas. De acuerdo con la información aportada por el OS, el escenario central de previsión se ha realizado considerando un incremento del PIB para 2009 de 1,5%, una variación de la demanda por el efecto temperatura del 0,5% (resultado de considerar un año medio) y un efecto de laboralidad del -0,5% (debido fundamentalmente a que el año 2009 es consecutivo a un año bisiesto). Los escenarios superior e inferior para 2009 se han elaborado a partir de dos previsiones alternativas de crecimiento económico, considerando un crecimiento del PIB del 2,0% para el escenario superior y del 1,0% para el escenario inferior. Este último coincide con la previsión de crecimiento del PIB real incluida en los Presupuestos Generales del Estado para 2009.

<sup>2</sup> La previsión del OS para el sistema peninsular correspondiente al año 2009 incluye cinco escenarios de previsión, de los cuales tres se han realizado considerando temperaturas medias, uno se ha realizado considerando un escenario de temperaturas favorables y otro con un escenario de temperaturas desfavorables. En este informe se incluyeron los tres escenarios previstos para el 2009 considerando un escenario de temperatura media.

**Cuadro 2. Escenarios de previsiones de demanda en b.c. del OS para 2009**

Sistema	GWh				Tasa de Variación (%)			
	2008 (Central)	2009			2008 (Central)	2009		
		Inferior	Central	Superior		Inferior	Central	Superior
<i>Peninsular</i>	268.588	273.960	275.303	276.377	2,8%	2,0%	2,5%	2,9%
<i>Extrapeninsular</i>	16.190	16.635	16.789	16.941	4,1%	2,8%	3,7%	4,6%
Baleares	6.203	6.370	6.413	6.451	4,0%	2,7%	3,4%	4,0%
Canarias	9.566	9.785	9.895	10.010	4,0%	2,3%	3,4%	4,6%
Ceuta	223	268	268	268	8,1%	20,0%	20,0%	20,0%
Melilla	197	212	212	212	4,2%	7,6%	7,6%	7,6%
<b>Nacional</b>	<b>284.778</b>	<b>290.595</b>	<b>292.092</b>	<b>293.318</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,6%</b>	<b>3,0%</b>

Fuente: OS

Se compara dicha información del OS sobre la demanda en b.c. con la previsión de las empresas distribuidoras sobre consumos para el cierre de 2008 y para 2009. En el Cuadro 3 se resumen los escenarios de demanda en b.c. elaborados por esta Comisión a partir de la información relativa a consumos, desagregada por grupos tarifarios, que fue solicitada a las empresas distribuidoras.

En el Anexo I del presente informe se describen las hipótesis consideradas en la elaboración del escenario de la CNE de previsión de consumos, potencias e ingresos para el cierre de 2008 y 2009.

Cabe señalar que, como resultado de aplicar los coeficientes de pérdidas establecidos en el Real Decreto 1634/2006 a los escenarios de previsión de demanda de la CNE se obtiene una demanda en barras de central de 284.667 GWh y 290.200 GWh para cierre de 2008 y 2009, respectivamente, con unas pérdidas implícitas del 9,1% en ambos años.

Los escenarios considerados por esta Comisión para el cierre de 2008 y 2009 en la propuesta tarifaria 2009 son similares a los escenarios previstos por el OS como escenario central para 2008 e inferior para 2009 (suponiendo un crecimiento de la actividad económica del 1%).

**Cuadro 3. Escenarios CNE de previsión de demanda para el cierre de 2008 y 2009**

	Previsión de cierre 2008				Previsión 2009			
	Peninsular	Extrapeninsular	Total	% variación 08 sobre 07	Peninsular	Extrapeninsular	Total	% variación 09 sobre 08
Demanda en consumo (GWh)	245.956	14.967	260.923	2,9%	250.763	15.212	265.975	1,9%
Demanda b.c. (GWh)	268.532	16.135	284.667	2,8%	273.801	16.399	290.200	1,9%
% pérdidas implícitas	9,2%	7,8%	9,1%		9,2%	7,8%	9,1%	

Fuente: CNE y empresas eléctricas

Estos escenarios de demanda para el cierre de 2008 y para 2009 son utilizados a lo largo de todo el ejercicio de previsión del presente informe.

## **5.2 Composición de la demanda: mercado - tarifa**

A la fecha de elaboración del presente informe se conoce, por escrito de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con entrada en esta Comisión el 24 de octubre de 2008, que la aplicación de la tarifa de último recurso (TUR) será el 1 de julio de 2009. En consecuencia, en el ejercicio de previsión tarifario para 2009 se ha supuesto que las tarifas integrales a partir del 1 de enero de 2009 tendrán la misma estructura que las vigentes de la Orden ITC/1857/2008. En este sentido, no se dispone de otra información (desarrollo de la regulación y estructura de la TUR) que permita realizar otro escenario tarifario.

En el Cuadro 4 se presenta el escenario de demanda y participación en el mercado prevista por la CNE para el cierre de 2008 y la composición de la demanda por grupo tarifario de acceso para 2009 elaborados por esta Comisión a partir de la información proporcionada por las empresas (véase Anexo I).

Se observa que el consumo de clientes de baja tensión aumenta un 4,8%, mientras que el consumo de clientes conectados a redes de media y alta tensión registra tasas de crecimiento negativas, debido a que en el escenario de previsión de la CNE para 2009 se ha tenido en cuenta que, de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 222/2008, a partir del 1 de enero de 2009 se suprime el régimen retributivo de los distribuidores establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997. Por

tanto, se ha estimado una distribución<sup>3</sup> del consumo de las empresas acogidas a dicha disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 entre las correspondientes tarifas integrales de los consumidores que son suministrados por dichas empresas.

**Cuadro 4. Escenarios de demanda previstos por la CNE para el cierre de 2008 y 2009**

	Previsión de cierre 2008					Previsión 2009	
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	% variación 08 sobre 07	Total	% variación 09 sobre 08
<b>BT</b>	<b>107.117</b>	<b>18.317</b>	<b>14,6%</b>	<b>125.434</b>	<b>2,5%</b>	<b>131.416</b>	<b>4,8%</b>
2.0 A (1)	68.533	5.754	7,7%	74.287	2,2%	78.481	5,6%
2.0 DHA (2)	12.425	7	0,1%	12.432	3,3%	12.935	4,0%
3.0 A (3)	26.158	12.557	32,4%	38.715	2,7%	40.000	3,3%
<b>MT</b>	<b>16.507</b>	<b>65.652</b>	<b>79,9%</b>	<b>82.159</b>	<b>3,3%</b>	<b>82.052</b>	<b>-0,1%</b>
3.1 A	6.651	13.481	67,0%	20.132	266,6%	20.712	2,9%
6.1	9.856	52.170	84,1%	62.027	64,2%	61.340	-1,1%
<b>AT</b>	<b>26.301</b>	<b>26.735</b>	<b>50,4%</b>	<b>53.036</b>	<b>4,1%</b>	<b>52.247</b>	<b>-1,5%</b>
6.2	5.994	12.890	68,3%	18.884	-3,1%	18.539	-1,8%
6.3	4.642	5.431	53,9%	10.073	3,4%	9.527	-5,4%
6.4	15.665	8.413	34,9%	24.079	10,8%	24.181	0,4%
<b>TTS</b>	<b>85</b>	<b>210</b>	<b>71,3%</b>	<b>295</b>	<b>-10,8%</b>	<b>260</b>	<b>-11,8%</b>
<b>Total (4)</b>	<b>150.010</b>	<b>110.913</b>	<b>42,5%</b>	<b>260.923</b>	<b>3,1%</b>	<b>265.975</b>	<b>1,9%</b>

Fuente: CNE y empresas eléctricas

Con el objeto de revisar las tarifas integrales vigentes de los consumidores conectados a baja tensión durante 2008, se ha solicitado a las empresas distribuidoras que se desglose la previsión de consumo de los clientes de baja tensión para 2009 según la estructura de las tarifas integrales vigentes.

En el Cuadro 5 se recoge, para el escenario de consumos previsto por la CNE para 2009, la distribución de consumo de los clientes de baja tensión de acuerdo con la estructura de tarifas vigentes. Se observa que, según dicha información, más del 90% de los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW contrataría su energía a la tarifa integral vigente.

<sup>3</sup> El consumo previsto en 2009 para la denominada tarifa D (tarifa de venta de energía a distribuidores) se ha distribuido entre las correspondientes tarifa integrales y de acceso de acuerdo con la estructura de consumos facilitada por las empresas acogidas a la DT11<sup>a</sup> de la Ley 54/1997.

**Cuadro 5. Distribución del consumo (GWh) de los clientes de baja tensión previsto para 2009 con la estructura de tarifas integrales y de acceso vigentes.**

Tarifa Acceso	Tarifa Integral	Tarifa	Mercado	Total	% tarifa sobre total
2.0 A	<i>Tarifas Sociales</i>	591			90,2%
	1.0	0			
	2.0.1	589			
	2.0.2	2			
	<i>Tarifas &lt; 15 kW sin DHA</i>	70.220	7.670	78.481	
	1.0	183			
	2.0.1	7.541			
2.0.2	34.257				
	2.0.3	22.073			
	3.0.1	6.166			
2.0 DHA	<i>Tarifas &lt; 15 kW con DHA</i>	12.092			93%
	2.0.1	258			
	2.0.2	3.412	844	12.935	
	2.0.3	5.054			
	3.0.1	3.368			
3.0 A	<i>Tarifas &gt; 15 kW</i>	24.609	15.391	40.000	61,5%
<b>Total baja tensión</b>		<b>107.512</b>	<b>23.905</b>	<b>131.416</b>	<b>81,8%</b>

Fuente: CNE y empresas eléctricas

## 6 PREVISIÓN DE COSTES

### 6.1 Escenario de precios de mercado implícitos en el ejercicio tarifario

En el presente epígrafe se describen brevemente las hipótesis de cálculo utilizadas en la estimación del precio del mercado para el cuarto trimestre de 2008 (información necesaria para estimar la cuantía del déficit ex post 2008), estimación del precio previsto para 2009 (información necesaria para el cálculo de la compensación extrapeninsular y de la prima del régimen especial incluidas en las tarifas de acceso) y la estimación del precio de mercado previsto para el primer trimestre de 2009 (necesario para la revisión de precios de los consumidores en régimen de tarifa integral).

En el Anexo II del presente informe se analiza en detalle la evolución de los mercados spot y a plazo de electricidad, de precios de combustibles y de derechos de emisión de



CO<sub>2</sub> durante el periodo más reciente y se detalla la metodología de cálculo para cada uno de los periodos considerados.

### 6.1.1 Previsión de precio de mercado de 2008

La existencia de diferentes mecanismos de contratación a plazo mediante los que las distribuidoras adquieren parte del volumen de energía para el suministro a tarifa, (subastas semanales de adquisición obligatoria de energía en el mercado de futuros del MIBEL y subastas CESUR) implica que parte de la energía prevista a tarifa para el cuarto trimestre de 2008, ya ha sido adquirida por los distribuidores.

Cabe indicar que se dispone de casi toda la información (excepto de una subasta OMIP del contrato mensual de diciembre FTB M Dic-08) sobre el coste de la energía adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo (subastas OMIP y subastas CESUR) con entrega en 2008.

Siguiendo el procedimiento de cálculo de anteriores informes de propuesta de tarifa, se ha estimado el coste de la energía para los consumidores a tarifa en los meses de noviembre y diciembre resultante en el mercado organizado por OMEL, a partir del precio de la contratación en los mercados a plazo de los productos con entrega en el periodo de análisis. En particular, los precios ponderados a los que se ha negociado el 31 de octubre en el mercado no organizado los contratos mensuales de noviembre y diciembre (FTB M Nov-08 y FTB M Dic-08) empleando un factor de apuntamiento<sup>4</sup> para estos meses del 4,5%. Este factor de apuntamiento es el que resulta de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado con las curvas de carga de las distribuidoras para el tercer trimestre de 2008 (fecha en la que los consumidores de alta tensión no tienen tarifa

---

<sup>4</sup> El 1 de julio de 2008 se eliminan las tarifas generales de alta tensión, según se establece en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio. El tercer trimestre de 2008 es el primer trimestre realizado tras este cambio normativo y por tanto, con información sobre las curvas de carga realizadas. El factor de apuntamiento en este periodo se define como  $F = (\sum_i^{2.208} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{2.208} p_i / 2.208)$ . Donde  $p_i$  es el precio horario OMIE (tercer trimestre de 2008) y  $q_i$  es con las curvas de carga de las distribuidoras para el tercer trimestre.

general), considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el tercer trimestre de 2008.

La cantidad sometida a este precio se ha calculado como la diferencia entre la previsión de la demanda a tarifa (en barras de central) y el volumen de energía con entrega en el los meses de noviembre y diciembre de 2008 adquirido en la quinta y sexta subastas CESUR y en las subastas obligatorias en OMIP.

En el Cuadro 6, se observa que, de acuerdo con las hipótesis anteriores, el coste medio del generación de clientes a tarifa integral previsto para el cuarto trimestre de 2008 asciende a 71,32 €/MWh.

**Cuadro 6. Coste previsto de la energía de clientes a tarifa integral para el cuarto trimestre de 2008**

Contrato	Energía Adquirida	Precio Medio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
Octubre	10.999	72,13	793.366
Noviembre	11.912	71,77	854.897
Diciembre	13.540	70,28	951.531
<b>TOTAL</b>	<b>36.451</b>	<b>71,32</b>	<b>2.599.795</b>

Fuentes: OMIP, OMEL y CNE

El coste de la energía previsto para el 2008 para los clientes en tarifa integral es el resultado de considerar el coste real de adquisición de la energía registrado durante los 9 primeros meses del año y el coste previsto para el cuarto trimestre de 2008, y asciende a 66,02 €/MWh para los clientes en tarifa integral. Este dato es utilizado en el cálculo del déficit ex post 2008, en particular, para la revisión del coste de energía incluido en las tarifas integrales.

Análogamente, el coste total de la energía previsto para el año 2008, resultado de considerar el coste de la energía de los clientes en tarifa integral y en el mercado asciende a 65,81 €/MWh. Dicha previsión sirve para recalculer el coste del régimen especial y la compensación extrapeninsular de los costes de acceso, en el ejercicio de cierre de 2008, a efectos de recalculer el déficit ex post 2008.



### 6.1.2 Previsión de precio para el primer trimestre de 2009

A la hora de estimar el precio de mercado para el primer trimestre de 2009, como se ha comentado anteriormente, parte de la energía prevista a tarifa (33.270 GWh) para el primer trimestre de 2009, ha sido ya adquirida por los distribuidores a través de la contratación a plazo de energía obligatoria a la que están sujetos.

El volumen de energía de adquisición obligatoria establecido en la Orden ITC/1934/2008 con entrega en el primer trimestre de 2009 asciende a 1.316 GWh. A fecha del presente informe se ha adquirido 556 GWh a un precio medio de 70,15 €/MWh.

En relación a las subastas CESUR, el volumen de energía adquirido en dichas subastas con entrega en el primer trimestre de 2009 asciende a 1.900 GWh a un precio de 72,45 €/MWh. Además, está prevista la celebración de una séptima subasta CESUR el 16 de diciembre, en la que los distribuidores adquirirán energía con entrega en el primer trimestre de 2009. No obstante, en la fecha de elaboración del presente informe se desconocen los volúmenes previstos de adquisición, así como los precios que resultan de dicha subasta<sup>5</sup>.

El elemento del coste pendiente de cálculo es el precio de la energía no adquirida por medio de los diferentes mecanismos de contratación a plazo a la fecha de realizar el presente informe. Siguiendo el procedimiento empleado para estimar el precio medio de energía del cuarto trimestre de 2008, se estima el coste de la energía para el primer trimestre de 2009 a partir de los precios de los contratos FTB Q1-09 en el mercado OTC y empleando un factor de apuntamiento del 4,5% resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado con las curvas de carga de las distribuidoras para el primer trimestre de 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el tercer trimestre de 2008.

---

<sup>5</sup> Nótese que a fecha de elaboración del presente informe se dispone de menos información sobre el coste de la energía adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo al estar pendientes de celebración la séptima subasta CESUR y varias subastas OMIP con entrega en el primer trimestre de 2009. Igualmente, para la energía no adquirida por medio de los diferentes mecanismos de contratación a plazo, su precio se estima a partir de los precios de los contratos FTB Q1-09.

En relación al valor de la cotización del contrato FTB Q1-09, se plantean dos escenarios posibles. Dichos escenarios contemplan la evolución decreciente de las cotizaciones a plazo de la electricidad con subyacente OMIE, en línea con la brusca caída de precios de los contratos de futuros de los combustibles y de los derechos de CO<sub>2</sub>. La incertidumbre respecto al nivel de caída de dicho precio, en el momento de elaborar el presente informe, motiva la presentación de dos escenarios de previsión para el ejercicio de tarifa integral para el 1 de enero de 2009, con carácter trimestral.

- Escenario A: contrato Q1-09, teniendo en cuenta referencias de precios de futuros y OTC del último mes disponible (octubre). El valor medio es 65,45 €/MWh.
- Escenario B: contrato Q1-09, teniendo en cuenta la última semana de octubre en la que se concentra un elevado volumen de negociación en dicho contrato. El valor medio es 62,64 €/MWh.

Aplicando el factor de apuntamiento, el coste medio del mercado diario previsto para el primer trimestre de 2009 asciende a 68,40 €/MWh bajo el escenario A y a 65,46 €/MWh bajo el escenario B.

La cantidad de energía valorada a este precio se ha calculado como la diferencia entre la previsión de la demanda a tarifa y el volumen de energía con entrega en el primer trimestre de 2009 adquirido en la sexta subasta CESUR y en las subastas obligatorias en OMIP.

El precio de energía prevista a tarifa para el primer trimestre de 2009 que ya ha sido adquirida por los distribuidores en la sexta subasta CESUR y en las subastas obligatorias en OMIP, junto con el coste medio del mercado diario previsto para el primer trimestre de 2009, da lugar a un coste medio del generación de clientes a tarifa integral previsto para el primer trimestre de 2009 de 68,66 €/MWh bajo el escenario A y de 65,94 €/MWh bajo el escenario B.

**Cuadro 7. Coste estimado de energía de clientes a tarifa integral (trimestre 1º 2009) según el escenario A**

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR 6	1.900	5,71%	72,45	137.649
OMIP	556	1,67%	70,15	38.978
OMEL + CESUR- 7 + subastas OMIP pendientes de celebración	30.814	92,62%	68,40	2.107.587
<b>TOTAL (*)</b>	<b>33.270</b>	<b>100%</b>	<b>68,66</b>	<b>2.284.215</b>

Fuentes: OMIP, OMIE, CNE

**Cuadro 8. Coste estimado de energía de clientes a tarifa integral (trimestre 1º 2009) según el escenario B**

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR 6	1.900	5,71%	72,45	137.649
OMIP	556	1,67%	70,15	38.978
OMEL + CESUR- 7 + subastas OMIP pendientes de celebración	30.814	92,62%	65,46	2.017.200
<b>TOTAL (*)</b>	<b>33.270</b>	<b>100%</b>	<b>65,94</b>	<b>2.193.827</b>

Fuentes: OMIP, OMIE, CNE

Estos dos escenarios de costes de generación se utilizan para estimar el coste de energía de los consumidores a tarifa de baja tensión para el primer trimestre de 2009.

### 6.1.3 Previsión del precio de mercado para 2009

Análogamente, se incluye la estimación del coste de la energía del total del sistema para 2009, a partir de los precios medios del contrato FTB YR-09, empleando un factor de apuntamiento del 3,62% resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado por la energía adquirida en la casación del mercado horario durante el año 2007, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el año 2007.

Dicha estimación anual del precio medio de mercado para 2009 sirve para calcular el coste de la prima del régimen especial y la compensación extrapeninsular en las tarifas de acceso de 2009.

En relación al valor de los precios contratos FTB YR-09, se plantean dos escenarios posibles. En el escenario A se toma como valor de referencia del contrato FTB YR-09, el precio promedio de la energía negociada en el mercado OTC en octubre, que ascendió a 60,28 €/MWh. En el escenario B se toma como valor de referencia del contrato FTB YR-09, el precio promedio de la energía negociada en el mercado OTC en la última semana de octubre (del 27 a 31 de octubre), que ascendió a 54,99 €/MWh. Aplicando el factor de apuntamiento, el coste medio del mercado diario previsto para el primer trimestre de 2009 asciende a 62,46 €/MWh bajo el escenario A y a 56,98 €/MWh bajo el escenario B.

Cabe señalar que si bien se han analizado dos posibles escenarios de precios de mercado para 2009, se observan claros indicios que apuntan a una desaceleración en el crecimiento de la demanda de electricidad y contracción de la actividad económica para el ejercicio tarifario 2009. Lo anterior unido al importante descenso de las cotizaciones de los precios de las materias primas (véase Anexo II) ha hecho que se considere como el escenario de precios de mercado más probable para 2009 el más bajo de los descritos anteriormente.

En el Cuadro 9 se recogen los escenarios de precios de mercado implícitos en el ejercicio tarifario de 2009.

**Cuadro 9. Escenarios de precios de mercado previstos para el cierre de 2008 y 2009**

	Cierre 2008	Previsión 2009	Previsión 1T 2009
<i>Precios implícitos en ejercicio tarifario 2009</i>	65,81	56,98	65,46

Fuentes: OMIP, OMIE, CNE



## **6.2 Costes de acceso**

### **6.2.1 Coste de la seguridad de suministro**

#### **6.2.1.1 Pagos por capacidad**

La Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, establece en su apartado Cuarto una nueva metodología para los pagos por capacidad. Estos pagos se regulan como un servicio prestado al sistema eléctrico por las instalaciones de generación.

En el Anexo III de la citada Orden, se especifican las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia, a medio y largo plazo, los requisitos para participar como proveedor del servicio y el régimen retributivo de pagos por dicha capacidad, de forma coordinada entre los dos sistemas ibéricos.

Respecto al servicio de capacidad a medio plazo, se prevé que se formalice mediante la contratación bilateral entre el Operador del Sistema y el titular de la instalación de generación. Tanto el procedimiento de contratación de este servicio como la cuantía anual máxima destinada a retribuirlo están pendientes de aprobación por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Sin embargo, la Disposición transitoria primera de la Orden ITC/3860/2007 autorizó al Operador del Sistema a la provisión de un servicio transitorio de disponibilidad en el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de julio de 2008, dotando una cuantía máxima por este concepto de 80 Millones de euros. Posteriormente, se prorroga el periodo hasta el 31 de diciembre de 2008. Teniendo en cuenta lo anterior, de acuerdo con la información proporcionada por el Operador del Sistema, se incluye un coste por este concepto de 79 Millones de euros para el ejercicio 2009.

El segundo y último componente de los pagos por capacidad, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, consiste en la puesta a disposición del Operador del Sistema de determinada potencia instalada que se acredita mediante el acta de puesta en marcha de la instalación de generación. Teniendo en cuenta la cuantía de la retribución fijada para este incentivo, las instalaciones de generación que, de acuerdo con el texto del anexo,

tendrán derecho al cobro, así como los planes de puesta en marcha de nuevas instalaciones en el próximo año, de acuerdo con la información del Operador del Sistema, se prevé un coste total anual de 443 Millones de euros para el ejercicio 2009.

En consecuencia, el total del coste de pago por capacidad previsto para 2009 asciende a 522 Millones de euros.

#### **6.2.1.2 Servicios de clientes en el mercado**

El Real Decreto 1634/2006 establece en la Disposición transitoria sexta que los consumidores que adquieran su energía en el mercado de producción podrán proporcionar servicios de gestión de la demanda al sistema y, en concreto, establece servicios de interrumpibilidad y servicios de gestión de energía reactiva.

Asimismo, establece que los costes de estos servicios de gestión de la demanda tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y que será el Operador del Sistema el gestor de estos servicios, para lo que deberá suscribir contratos con cada uno de los clientes que oferten estos servicios en el mercado de producción.

El 3 de agosto se publicó la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

De acuerdo con la información facilitada por el Operador del Sistema, se ha considerado una partida de 500 Millones de euros por este concepto en el ejercicio tarifario 2009.

#### **6.2.2 Coste de transporte**

La determinación de la retribución de la actividad de transporte se basa, para las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008, en lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de

transporte y distribución de energía eléctrica, y para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, en lo dispuesto en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008

A la fecha de emisión del presente Informe, la información remitida por las empresas relativa a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2008 y a las instalaciones de transporte cuya puesta en servicio está prevista en el ejercicio 2009, aún está en proceso de revisión. Además, todavía no se dispone de los nuevos valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento a considerar para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, cuya propuesta debe ser remitida por esta Comisión a la Secretaria General de Energía, ello de acuerdo con la disposición adicional sexta del citado Real Decreto 325/2008, y para lo cual esta Comisión ha procedido a contratar el asesoramiento de una empresa consultora especializada en la material. Ante esta carencia, y de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto 325/2008, se han utilizado para la elaboración del presente informe los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento establecidos en el Real Decreto 2819/1998. Igualmente, está pendiente de definir, mediante Orden Ministerial, el procedimiento de cálculo del incentivo por disponibilidad global al que se hace referencia en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008. Por ello, se ha utilizado la metodología recogida en el Real Decreto 2819/1998. Por todo lo anterior, las cantidades que se plasman en el presente Informe deben ser consideradas a todos los efectos como provisionales.

Como singularidad para el ejercicio 2009, el Real Decreto 325/2008 ha establecido un procedimiento de retribución específico para las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2008, que supone el adelanto del cobro de la retribución por concepto de costes de inversión al propio año 2008, en lugar de seguir el criterio general establecido en el Real Decreto 325/2008 de retribuir las instalaciones por concepto de costes de inversión al año siguiente de su puesta en servicio. En este sentido, en el presente informe se no se han considerado las cantidades por concepto de costes de inversión correspondientes a las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero y el

30 de junio de 2008, que conforme a dicha propuesta serán incluidas en la retribución del 2008.

Asimismo, en las cantidades que se plasman en el presente Informe se ha incluido la retribución por concepto de costes de operación y mantenimiento desde su fecha de puesta en servicio correspondiente a las instalaciones puestas o previstas poner en servicio durante el año 2008, no así, como lleva siendo práctica habitual, la correspondiente a las instalaciones previstas poner en servicio durante el año 2009.

Sobre la base de todo lo anterior, y de acuerdo con la información facilitada por REE, la retribución asociada a sus instalaciones de transporte ascenderá para el año 2009 a 1.176.000 miles de euros, lo que representa un incremento del 15% respecto a la fijada para REE en el Real Decreto de tarifas de 2008, y del 13,8% si se considera que la retribución correspondiente al año 2008 se tiene que ver incrementada por el efecto de los costes de inversión de las instalaciones puestas en servicio en el primer semestre de 2008, que se ha comentado anteriormente. Es preciso señalar que en la retribución para el año 2009 de REE se han considerado los cambios de titularidad, a su favor, de instalaciones adquiridas a otras empresas transportistas.

Para el resto de empresas transportistas peninsulares el coste reconocido en la Orden de tarifas de 2008 era de 81.442 miles de euros. Esta cantidad se prevé que aumente para el año 2009 hasta los 82.200 miles de euros, lo que representa un incremento del 0,9%, y del -10% si se considera que la retribución correspondiente al año 2008 se tiene que ver incrementada por el efecto de los costes de inversión de las instalaciones puestas en servicio en el primer semestre de 2008.

En cuanto a la retribución de las instalaciones de transporte insular y extrapeninsular, se estima que la misma se elevará, de acuerdo con la información facilitada, hasta los 138.220 miles de euros, lo que representa un incremento del 16,65% respecto a los 118.485 miles de euros establecidos en la Orden de tarifas de 2008, y del 13,84% si se considera que la retribución correspondiente al año 2008 se tiene que ver incrementada por el efecto de los costes de inversión de las instalaciones puestas en servicio en el primer semestre de 2008.

En consecuencia, la mejor estimación para el ejercicio 2009 de la retribución a la actividad de transporte de energía eléctrica es, en estos momentos, de 1.396.420 miles de euros.

**Cuadro 10. Retribución de la actividad de transporte 2008 y 2009**

	2008	2009	% variación 09 sobre 08
<b>Retribución del transporte (miles €)</b>	<b>1.222.610</b>	<b>1.396.420</b>	<b>14,2%</b>
<i>Sistema peninsular</i>	<i>1.104.125</i>	<i>1.258.200</i>	<i>14,0%</i>
REE	1.022.683	1.176.000	15,0%
Resto empresas	81.442	82.200	0,9%
<i>Sistema extrapeninsular</i>	<i>118.485</i>	<i>138.220</i>	<i>16,7%</i>

Fuente: CNE, elaboración propia a partir de la información facilitada por las empresas eléctricas.

### 6.2.3 Coste de distribución

La determinación de la retribución de la actividad de distribución se basa en lo dispuesto en el artículo 8 y en la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. La fórmula de actualización de la retribución establecida en el artículo 8 del citado Real Decreto 325/2008, precisa tanto del IPC interanual como del IPRI interanual correspondientes al mes de octubre. De acuerdo con los últimos datos oficiales, correspondientes al mes de septiembre, publicados por el Instituto Nacional de Estadística, el IPC interanual se sitúa en el 4,5%, y el IPRI interanual en el 8,1%. Por ello, los cálculos plasmados en el presente Informe deben ser considerados, a todos los efectos, como provisionales y deberán ser revisados, en todo caso, una vez se disponga de los datos interanuales del IPC e IPRI correspondientes al mes de octubre<sup>6</sup>. Por otra parte, de acuerdo con la información disponible, para el año 2008 se prevé que la demanda en barras de central crezca un 2,8%.

<sup>6</sup> De acuerdo con el INE, el indicador adelantado del IPC armonizado (IPCA) en octubre de 2008 es del 3,6%.

Considerando las magnitudes del IPRI e IPC al mes de septiembre y el referido incremento de demanda, así como un factor de escala medio, resultado de ponderar los factores de escala asignados a cada empresa para el cálculo de la retribución del año 2008, se obtiene para el año 2009 una retribución reconocida global prevista para las empresas distribuidoras peninsulares e insulares sujetas a liquidaciones de 4.416.000 miles de euros, lo que representa un incremento del 8,76 % respecto a los 4.060 millones de € establecidos en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 14 de octubre de 2008, por la que se revisa la retribución de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones, una vez corregido el incremento de la demanda de cada una de ellas por los efectos de laboralidad y temperatura para el año 2008.

La Disposición transitoria tercera del R.D. 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, señala que el coste acreditado definitivo de los distribuidores acogidos a la DT Undécima de la Ley 54/1997, será establecido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta de la CNE, una vez revisado el coste acreditado de distribución provisional que el propio R.D. 222/2008 publica como Anexo III.

También señala que este coste definitivo será la retribución anual a aplicar desde el 1 de enero de 2009, y que estará basado en lo establecido en la disposición adicional duodécima del R.D. 1634/2006 y en el artículo 7 del R.D. 222/2008.

Actualmente, está pendiente de recepción y análisis parte de la información solicitada a las empresas distribuidoras acogidas a la DT11ª de la Ley, para dar cumplimiento a lo establecido en la citada Disposición transitoria tercera del R.D. 222/2008. Las primeras estimaciones realizadas con los datos que actualmente obran en poder de esta Comisión, indican que la retribución de estos distribuidores podría alcanzar la cifra de 330 Millones de euros.

Por todo lo anterior, la mejor estimación para el ejercicio 2009 de la retribución a la actividad de distribución es, a la fecha de elaboración del presente informe, de 4.746.000 miles de euros.

#### 6.2.4 Coste de gestión comercial

De acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 222/2008, hasta la entrada en vigor del sistema de tarifa de último recurso, la realización del suministro a tarifa de energía eléctrica dará lugar al reconocimiento de una retribución anual a los distribuidores que la realicen. Dicha retribución se fijó para el año 2008, para el conjunto de empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones, en 312.139 miles de euros. En esa misma disposición transitoria primera se establece que el Ministerio, con anterioridad a la supresión del sistema tarifario integral, determinará la cuantía que percibirán las empresas distribuidoras en concepto de retribución de gestión de contratos de acceso, que pasará a integrarse en el concepto de "otros costes de distribución" (OCD) contemplado en el artículo 7 del Real Decreto 222/2008.

De acuerdo con el citado artículo 7 el concepto de "otros costes de distribución" incluirá costes de gestión comercial tales como la contratación y atención al cliente relacionados con el acceso y conexión de los consumidores a las redes eléctricas y la lectura de contadores y equipos de medida, así como los relativos a la planificación y la gestión de la energía, añadiendo que su importe se determinará a partir de los costes auditados declarados por las empresas distribuidoras en la información regulatoria de costes que se establezca, y vendrán afectados de un factor que introduzca competencia referencial en los mismos. Igualmente se considerarán los costes derivados de la tasa de ocupación de la vía pública.

En el contexto anterior, la prevista desaparición del sistema tarifario integral llevará a una , reducción de los costes de gestión comercial incurridos por las empresas distribuidoras. Así, se prevé una reducción de costes relacionados con la facturación, cobros, gestión de impagados, atención a los clientes en oficinas comerciales y centros de atención telefónica, ya que a partir de la desaparición del sistema tarifario integral las relaciones serán, principalmente, con las empresas comercializadoras que suministren energía eléctrica a los clientes hasta ahora acogidos a tarifas integrales. De acuerdo con las primeras estimaciones realizadas sobre la base de la información de costes incurridos por las empresas distribuidoras por el ejercicio de dicha actividad, aportada en virtud de las

Circulares dictadas a tales efectos y que disponen del correspondiente informe de Auditoría, la reducción de tales costes podría alcanzar un 40%.

No obstante lo anterior, de acuerdo con esa misma información, en la actualidad existe un déficit retributivo para tal actividad cercano al 20%.

Por todo ello, por una parte, la prevista desaparición del sistema tarifario integral podría implicar una reducción de los costes de gestión comercial a reconocer a las empresas distribuidoras del orden del 20 % de la actual retribución.

Sin embargo, por otra parte, debería tenerse en consideración el incremento de costes que las empresas distribuidoras van a experimentar por la implantación de los sistemas de telegestión asociados a los nuevos equipos de media a instalar a todos los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, y que según las mejores estimaciones podrían alcanzar los 200 € por cliente.

En consecuencia, y en una primera aproximación, se considera que los costes de gestión comercial a reconocer a los distribuidores deberían mantenerse en 312.139 miles de euros, obligando, no obstante, a las empresas distribuidoras a implementar una contabilidad de costes que permita al regulador verificar la bondad de dicha aproximación, debiéndose imputar los costes asociados a la implantación del sistema de telegestión asociado a los nuevos equipos de media a instalar a todos los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW de manera totalmente independiente del resto de costes de tal actividad comercial.

### **6.2.5 Coste de gestión de la demanda**

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. La Estrategia identifica la senda que la política energética debería recorrer con el objeto de promover el ahorro y la eficiencia energética: garantizar el suministro de energía, unos niveles de autoabastecimiento umbrales reduciendo con ello las importaciones energéticas, considerar el impacto medioambiental que el uso

energético conlleva en aras de cumplir con los objetivos establecidos al respecto, así como el incremento de la competitividad de nuestra economía, objetivos todos estos recogidos en las leyes sectoriales de Electricidad e Hidrocarburos.

Asimismo, en esta Estrategia se entrecruzan otras dos en el ámbito de la sostenibilidad: la Estrategia Española del Cambio Climático y la Energía Limpia, y el Plan de Fomento de Energías Renovables (PER) 2005-2010. Del mismo modo, los sucesivos Planes Nacionales de Asignación (PNA) de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2005-2007 y 2008-2012 determinan las medidas a adoptar respecto a esta producción eficiente de la energía.

Como consecuencia de este 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 2009. De esta cuantía, un 58,3%, es decir, 275.900 miles de euros, serán financiados con fondos provenientes de la Tarifa Eléctrica.

En cuanto al destino por sectores, en porcentaje de aplicación de estos fondos públicos, cabe destacar que, en términos absolutos, reciben más recursos *"los sectores que requieren una mayor focalización e intensidad de los apoyos, por su extensión y dificultad de acceso con medidas y eficacia: edificios (34%), equipamiento (22,5%) y transportes (17,3%)"*.

Cabe comentar que, como en años anteriores, de acuerdo con lo previsto en el artículo 46 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, *"las empresas distribuidoras y comercializadoras, en coordinación con los diversos agentes que actúan sobre la demanda, podrán desarrollar programas de actuación que, mediante una adecuada gestión de la demanda eléctrica, mejoren el servicio prestado a los usuarios"*. El cumplimiento de los objetivos previstos en estos programas de gestión de la demanda,

siempre que hayan sido aprobados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, podrá dar lugar al reconocimiento de los costes en que se incurra para su puesta en práctica.

No obstante, teniendo en cuenta que estos programas están basados en incentivos para fomentar la eficiencia y el ahorro energéticos, aunque como se ha comentado, el Plan de Acción 2008-2012 establece que en un alto porcentaje serán financiados con fondos provenientes de la Tarifa Eléctrica, es importante destacar que el fin último de estos fondos recaudados de la tarifa han de ir destinados al fomento de la eficiencia y el ahorro del consumo de electricidad.

Por todo ello, se ha incorporado como parte del coste de 2009, una partida destinada a la financiación en ese año del Plan de Acción 2008-2012, que asciende a 275.900 Miles de euros.

Por último, dadas las funciones que tiene asignadas la CNE en la Ley del Sector Eléctrico, derivadas de la supervisión de los mercados energéticos y de informe o propuesta de regulación sectorial, se considera necesario que la CNE informe la normativa derivada del Plan de Acción en 2009 que establezca la distribución y adjudicación de la referida partida económica, así como de los mecanismos para la comprobación o inspección de la consecución de los objetivos de ahorro de electricidad.

## **6.2.6 Costes permanentes del sistema**

### **6.2.6.1 Compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares**

Se ha estimado para 2009 la "Compensación insular y extrapeninsular" como diferencia entre, por una parte, el coste de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) y, por otra parte, los ingresos derivados de las adquisiciones de energía por parte de los distribuidores y comercializadores de los SEIE, valorados a precio medio del mercado peninsular.

El coste de generación en régimen ordinario de los SEIE se obtiene como resultado de multiplicar a la demanda en b.c. que se prevé será cubierta por instalaciones en régimen ordinario prevista por esta Comisión para el año 2009 por el coste medio de generación en régimen ordinario previsto por el OS para el año 2009. De acuerdo con la información facilitada, este coste se ha calculado aplicando el sistema retributivo establecido en las Órdenes de desarrollo del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, a la previsión de generación de las distintas centrales que componen dichos sistemas (véase Cuadro 11).

**Cuadro 11. Previsiones de energía en b.c. (GWh) y coste del régimen ordinario para 2009**

Sistema	Energía (GWh)	Coste fijo (M€)	Coste variable (M€)	Coste total (M€)	Coste total medio (€/MWh)
Baleares	6.238	154	555	709	113,66
Canarias	9.200	294	1.152	1.446	125,00
Ceuta	268	9	37	46	171,30
Melilla	218	12	30	42	193,75
<b>TOTAL</b>	<b>15.925</b>	<b>470</b>	<b>1.774</b>	<b>2.243</b>	<b>140,87</b>

Fuente: OS

Los ingresos derivados de las adquisiciones de energía por parte de los distribuidores y comercializadores valorados a precio medio del mercado peninsular resultan de multiplicar la demanda en b.c. prevista por la CNE para el ejercicio 2009 por el precio medio de energía del mercado diario previsto para el año 2009 (véase epígrafe 6.1) y suponiendo un coste medio de los servicios complementarios equivalente al valor medio registrado en el periodo comprendido entre octubre de 2007 y septiembre de 2008.

En el Cuadro 12 se resume el cálculo de la compensación insular y extrapeninsular estimado por la CNE para 2009 para el escenario de precio de mercado peninsular considerado por la CNE.



**Cuadro 12. Cálculo de la Compensación Extrapeninsular en 2009**

<b>Coste de generación del régimen ordinario extrapeninsular (Miles €) (A)</b>	<b>2.213.122</b>
Energía producida en régimen ordinario de los SEIE (GWh)	15.711
Coste medio (€/MWh) previsto por el Operador del Sistema	140,9
<b>Coste de generación extrapeninsular (R.O + R.E.) a precio peninsular (Miles €) (B)</b>	<b>977.949</b>
Energía prevista para los SEIE (GWh)	16.399
Precio de mercado peninsular	56,98
Coste medio de los servicios complementarios previstos para 2009	2,66
<b>Compensación extrapeninsular (Miles €) (A) - (B)</b>	<b>1.235.173</b>

Fuente: CNE y OS

Se considera importante señalar que en el cálculo provisional de la compensación insular y extrapeninsular correspondiente al año 2009, no se ha incluido la previsible diferencia existente para el año 2008 entre la compensación prevista en la Orden ITC/3860/2007 y la compensación real que resulte para dicho ejercicio.

#### 6.2.6.2 Retribución del Operador del Sistema

De conformidad con el mandato previsto en la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla 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, REE ha procedido a la filialización de la rama de actividad regulada (funciones de operador del sistema, gestor de la red de transporte y transportista de energía eléctrica).

Actualmente, "Red Eléctrica de España, S.A.U." (REE) aglutina todos los activos y pasivos de las actividades reguladas, y realiza, en exclusiva, las funciones de operador del sistema, gestor de la red de transporte y transportista de energía eléctrica.

h REE ha registrado pérdidas en varios ejercicios derivados de las actividades que realiza de Operación del Sistema Peninsular y de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares. Sin embargo, aunque REE registró pérdidas por estas actividades, otras actividades

reguladas como la actividad de transporte de electricidad generaron beneficios. En 2007, último ejercicio completo sin datos provisionales, mientras la Operación del Sistema Peninsular y de los Sistemas Extrapeninsulares generaron un resultado neto negativo de 3.148 y 2.830 miles de euros, la actividad de transporte alcanzó unos beneficios de 243.746 miles de euros, cantidad suficiente para cubrir las pérdidas de las actividades de Operación del Sistema Peninsular y de los Sistemas Insulares y Peninsulares. Cabe destacar que, en cuanto existe separación funcional y no separación jurídica de las actividades reguladas realizadas por REE, la retribución asignada a la Operación del Sistema deberá proponerse teniendo en cuenta la retribución de otras actividades reguladas.

Esta Comisión ha señalado en los sucesivos informes anuales sobre la tarifa eléctrica que es preciso determinar una fórmula de la retribución del Operador del Sistema. Dicha fórmula debiera establecerse teniendo en cuenta la retribución que obtiene Red Eléctrica de España de otras actividades reguladas, en cuanto no existe separación jurídica de actividades en dicha compañía.

La aceptación de una base retributiva inicial debería partir de un análisis previo que determine los conceptos sobre los que se debe realizar el cálculo.

Según las consideraciones anteriores y la información disponible, se propone, a efectos de determinar la retribución de las actividades de Operación del Sistema Peninsular y de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares, que se actualice la cantidad asignada en la Orden ITC/3860/2007 de 36.781 miles de euros, con el objetivo de inflación del Banco Central Europeo del 2%. Según dicha propuesta, la retribución de Operación del Sistema Peninsular y de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares ascendería a 37.517 miles de euros.

No obstante, se considera necesario proponer un análisis detallado de costes de la actividad de Operación del Sistema para el siguiente ejercicio tarifario, que permita calcular adecuadamente el importe que debe ser financiado por los consumidores eléctricos y realizar una propuesta de retribución acorde a una metodología establecida. Asimismo, considera que todo reconocimiento de costes solicitado como retribución del

Operador del Sistema, derivado de funciones adicionales, debería ser informado previamente por esta Comisión.

En el Anexo III del presente informe se analiza tanto la propuesta del Operador del Sistema como los datos que permiten sostener la propuesta incluida en el presente informe.

### **6.2.6.3 Retribución del Operador del Mercado**

El artículo 16.9 de la Ley 54/1997, en su redacción dada por la Ley 17/2007, establece que el Operador del Mercado se financiará a través de los precios que éste cobre a los agentes que participen en el mismo, por los servicios que presta.

No obstante, la Disposición transitoria decimonovena de la citada Ley determina que, en función de la conformación del mercado ibérico de la electricidad y hasta la culminación del proceso de integración de OMIE y OMIP en el Operador del Mercado Ibérico (OMI), sin perjuicio de la financiación con cargo a los precios que esté cobre a los agentes, una parte de la retribución del OMIE podrá tener la consideración de coste permanente de funcionamiento del sistema, siendo responsabilidad del Gobierno la determinación de la cuantía anual.

En este sentido se considera que ante la futura integración de OMEL y OMIP en OMI (Operador del Mercado Ibérico) se deberían analizar posibles pagos con cargo a los servicios prestados que permitan la recuperación de una retribución adecuada por OMEL.

Actualmente, el Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A. (OMEL) recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, que son el resultado de aplicar unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas integrales y de acceso, según el procedimiento de ingresos sujetos a liquidación del Real Decreto 2017/1997.

Adicionalmente, OMEL recibe ingresos por actividades no eléctricas por servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten,

fundamentalmente, en la organización de cursos y en la prestación de servicios de asesoramiento. Asimismo, a partir de 2008 OMEL ha desempeñado la actividad de organizador de determinadas subastas de energía. En particular, fue designado por Resolución de la Secretaría General de Energía (SGE), de 25 de febrero de 2008, como organizador de la subasta para la adjudicación de la capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009 (subasta de AASS de gas natural), que se celebró el pasado 10 de abril. De acuerdo al artículo tercero de dicha Resolución, el coste de la prestación de este servicio por parte de OMEL debía ser aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) y su importe abonado por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), al que se le reconocerá como gasto liquidable del servicio. El importe abonado por Enagás queda dentro del ámbito del contrato firmado entre el GTS y OMEL, por la prestación del servicio de organización de la subasta.

A su vez, a través de la disposición transitoria única de la Resolución de la SGE, de 19 de mayo de 2008, se designó a OMEL como entidad responsable, en el año 2008, de la subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo (subasta de gas de operación y gas talón), celebrada el 12 de junio de 2008. En el artículo 7 de la Resolución de la DGPEyM, de 2 de junio de 2008, se fijó el importe a abonar por los adjudicatarios de la subasta a OMEL en 100.000 €, en concepto de organización de la subasta. Dicho importe debía ser abonado, según lo establecido en las Reglas de la subasta, publicadas como Anejo 2 de la Resolución de la DGPEyM, de 19 de mayo de 2008, en los 30 días posteriores a la celebración de la subasta.

Asimismo, OMEL fue designado por la CNE, en los términos de la Orden ITC/400/2007, con carácter anual y a partir de la sexta subasta, como organizador de las subastas de electricidad CESUR (Resolución de la CNE, publicada en el BOE del 19 de septiembre de 2008). Por el desarrollo de dicha función recibe el importe por subasta establecido por contrato con la CNE.

Por último, se destaca que, según información recibida por la CNE, OMEL realiza voluntaria y gratuitamente el servicio de gestión de garantías en las subastas CESUR. Según el

artículo 13 de la Orden ITC/400/2007 se les reconoce a los distribuidores el derecho a *“poner a disposición de un tercero, previa comunicación a la Comisión Nacional de Energía, la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas al contrato”*. Dicho servicio puede ser realizado por cualquier agente cualificado para ello. En particular, MEFF es el gestor de garantías de las Distribuidoras Endesa e Iberdrola. Por su parte, en las Resoluciones de la SGE<sup>7</sup> por las que se aprueban las Reglas y el Contrato Tipo de cada una de las seis subastas CESUR celebradas hasta la fecha, *“se habilita a la Comisión Nacional de Energía para fijar la cuantía máxima a reconocer a las empresas distribuidoras por los gastos asociados a la gestión de la facturación y la liquidación de las garantías asociadas al contrato en caso de que éstas los cedan a terceros, de acuerdo con el artículo 13.2 de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero”*.

Teniendo en cuenta los ingresos obtenidos por OMEL S.A., en el desarrollo de actividades de organizador de la subasta durante 2008 y en 2009, así como los análisis presentados en el Anexo IV del presente informe, se propone mantener la retribución del OMEL prevista en la tarifa de 2008 para 2009 (10.753 Miles de €) frente a los 11.700 miles de euros (incremento del 8,8% sobre la retribución asignada en 2008) solicitados por dicha Compañía con cargo a la tarifa eléctrica 2009.

#### **6.2.6.4 Retribución de la Comisión Nacional de Energía**

La Disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en la redacción dada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, establece el sistema de financiación de la Comisión Nacional de Energía. En concreto, establece en 0,201% la tasa aplicable a la facturación de acceso por la prestación de servicios y realización de actividades por la Comisión Nacional de Energía en relación con el sector eléctrico.

En consecuencia, la retribución correspondiente a la Comisión Nacional de Energía para 2009 se obtiene como resultado de aplicar el citado porcentaje a la facturación por tarifas

---

<sup>7</sup> Resolución de la SGE, de 29 de mayo de 2007; Resolución de la SGE, de 24 de julio de 2007; Resolución de la SGE, de 22 de noviembre de 2007; Resolución de la SGE, de 8 de febrero de 2008; Resolución de la SGE, de 19 de mayo de 2008 y Resolución de la SGE, de 29 de agosto de 2008.

de acceso en del escenario de ingresos considerados para dicho año, obteniéndose un valor de 29.355<sup>8</sup> miles de euros.

#### 6.2.6.5 Plan de Viabilidad de ELCOGÁS

Según lo contemplado en el apartado uno.7 del Anexo de la Resolución de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría de Industria, Turismo y Comercio, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007, por el que se establece un Plan de Viabilidad para la empresa ELCOGAS, S.A. (Elcogás), *“a efectos de la elaboración de la tarifa eléctrica del año n+1, la Comisión Nacional de Energía presentará antes del 1 de noviembre del año n una propuesta de aportación anual por concepto de plan de viabilidad de “Elcogás, Sociedad Anónima” correspondiente al año n”*.

Con fecha 10 de octubre de 2008 se recibió en la CNE estimación de la anualidad provisional del Plan de Viabilidad correspondiente al ejercicio 2008, realizada por Elcogás. Dicha estimación se eleva a 65.275.068 euros.

En la fecha de realizar el presente informe con el objeto de que la CNE pueda hacer propuesta de aportación anual correspondiente al año 2008 de Elcogás, a efectos de la elaboración de la tarifa eléctrica del año 2009, no se dispone de la normativa específica, siendo necesaria la publicación de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas sobre determinadas cuestiones. Las cuestiones necesarias para establecer la anualidad correspondiente son las siguientes.

#### Precio reconocido del gas natural

El punto 4 del apéndice 1 del Plan de Viabilidad, establece que el precio reconocido del gas natural para el año n-ésimo, se calculará como el precio medio de las adquisiciones

---

<sup>8</sup> Esta cuantía es virtual debido a que en el caso, tal y como se sucedió en 2008, de que se detraiga una parte de los costes de acceso imputados en los precios regulados, el porcentaje de la CNE aplicado sobre una cuantía inferior, proporciona una cifra de retribución de la CNE significativamente inferior a la considerada incluyendo todos los costes previstos para 2009.

de gas natural que se realicen a través del procedimiento de subastas, incluyendo los peajes que correspondan.

En relación al procedimiento de cálculo del coste del gas para el periodo de julio a diciembre de 2008, se señala la ausencia de una normativa explícita al respecto. Mientras para el primer semestre de 2008 la referencia al precio resultante de la primera subasta de gas de operación y de gas talón se ampara en la Resolución de la SGE de 12 de abril y en la Resolución de la DGPEM de 12 de noviembre de 2007, para el segundo semestre de 2008 no se ha emitido Resolución que establezca de forma explícita que el coste del gas a reconocer a Elcogás deba calcularse con referencia al precio resultante de la segunda subasta de gas de operación y de gas talón, ni tampoco si ha de aplicarse un coeficiente distinto de 0,351 para descontar el importe de los peajes asociados al gas de operación y gas talón.

#### Precio reconocido del carbón

Para determinar la aportación al Plan de Viabilidad de Elcogás, se establece que el precio reconocido del carbón será el precio del carbón de importación más el coste logístico de transporte que serán aprobados por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

A la fecha de elaboración del presente informe no se ha publicado la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que incluya el precio reconocido del carbón para 2007 y 2008.

#### Derechos de emisión de CO<sub>2</sub>

El apartado uno.5 del Plan de Viabilidad determina que los ingresos objetivo para el año n se calcularán como la suma de los ingresos objetivo por venta de energía y los ingresos objetivo por garantía de potencia.

En la propuesta de Elcogás se minoran los ingresos objetivo por venta de energía previstos en un importe de 10.218.284 euros, por la estimación que efectúa por la devolución de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados gratuitamente, correspondientes al ejercicio 2008.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y en tanto no se dispone de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que permita calcular la anualidad, se incluye de forma provisional la propuesta de Elcogás como mejor estimación de la anualidad provisional del Plan de Viabilidad correspondiente al ejercicio 2008 (65.275 miles de euros).

## 6.2.7 Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

### 6.2.7.1 Prima del Régimen Especial

Los cuadros 13 y 14 recogen la previsión de energía y potencia del régimen especial, incluidas las instalaciones de régimen ordinario que perciben prima según el artículo 45 del RD 661/2007, correspondiente al sistema español (peninsular y extrapeninsular), así como la retribución total prevista para el cierre de 2008 y 2009, considerando el escenario de coste de generación descrito en el epígrafe 5.1.

**Cuadro 13. Previsión de cierre de 2008 de energía, potencia y retribución del Régimen Especial.**

Año	Opción de venta	Tecnología	Energía vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución total R.E. (Miles €)	
2008	Venta a través de distribuidora	Cógeneración	6.620	2.145	583.797	
		Solar	1.825	2.029	827.458	
		Eólica	1.822	892	124.449	
		Hidráulica	1.336	607	106.867	
		Biomasa	757	147	79.257	
		Residuos	495	111	28.387	
		Tratamiento residuos	4.029	625	436.211	
	<b>Total ventas a tarifa</b>			<b>16.884</b>	<b>6.556</b>	<b>2.186.427</b>
	Participación en el mercado de ventas y vía representante	Cógeneración	13.591	4.403	1.323.484	
		Solar	13	11	4.376	
		Eólica	29.083	14.242	2.950.466	
		Hidráulica	3.065	1.393	314.185	
		Biomasa	3.348	653	363.868	
		Residuos	2.361	528	214.387	
<b>Total mercado</b>			<b>51.461</b>	<b>21.230</b>	<b>5.170.766</b>	
<b>Total 2008</b>			<b>68.345</b>	<b>27.786</b>	<b>7.357.193</b>	

Fuente: CNE

**Cuadro 14. Previsión para 2009 de energía, potencia y retribución del Régimen Especial**

Año	Opción de venta	Tecnología	Energía vertida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución total R.E. (Miles €)
2009	Venta a través de distribuidora	Cógeneración	6.737	2.351	594.105
		Solar	2.355	2.587	1.096.915
		Eólica	2.210	1.041	155.097
		Hidráulica	1.516	633	124.627
		Biomasa	1.100	270	118.417
		Residuos	537	120	30.799
		Tratamiento residuos	4.190	650	453.659
	<b>Total</b>		<b>18.645</b>	<b>7.652</b>	<b>2.573.619</b>
	Participación en el mercado de ventas y vía representante	Cógeneración	13.831	4.826	1.178.465
		Solar	73	61	23.722
		Eólica	35.275	16.609	3.354.358
		Hidráulica	3.479	1.451	324.707
		Biomasa	4.869	1.194	481.023
		Residuos	2.562	572	203.289
Tratamiento residuos	-	-	-		
<b>Total</b>		<b>60.089</b>	<b>24.713</b>	<b>5.565.564</b>	
<b>Total 2009</b>			<b>78.734</b>	<b>32.365</b>	<b>8.139.183</b>

Fuente: CNE

En el Cuadro 15 se recoge el importe de la prima equivalente prevista para el cierre de 2008 y 2009.

**Cuadro 15. Previsión de la Prima del Régimen Especial para cierre de 2008 y 2009**

		Ventas de energía (GWh)	Coste total (Millones €)	Precio de Mercado (€/MWh)	Importe de la prima equivalente (Millones €)
2008	Previsión cierre	68.345	7.357	65,81	2.859
2009	Escenario A	78.734	8.441	62,46	3.523
	Escenario B		8.139	56,98	3.653

Fuente: CNE

Como información de detalle, en el Cuadro 16 se resumen la previsión de cierre 2008 y 2009 de energía y potencia del régimen especial correspondiente a los sistemas insulares y extrapeninsulares, desagregada por tipo de tecnología.

*Ae*

**Cuadro 16. Previsión de cierre 2007 y 2008 de energía (GWh) y potencia (MW), desagregada por tecnología, en los SEIE.**

Tecnología	Año 2008		Año 2009	
	Energía vertida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía vertida (GWh)	Potencia Instalada (MW)
Cógeneración	10	48	11	53
Solar	39	40	47	48
Eólica	196	154	420	330
Hidráulica	1	1	3	4
BioGas	-	-	2	10
Residuos	199	79	205	81
<b>Total R.E. extrapeninsular</b>	<b>445</b>	<b>322</b>	<b>688</b>	<b>526</b>

En aplicación del Real Decreto 1432/2002, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2009 debe recoger los costes de generación de régimen especial conforme a la previsión de energía realizada por la CNE.

Las previsiones anteriores se han realizado de acuerdo con las siguientes hipótesis:

Previsión de energía y potencia:

- No se incluyen las ventas de energía de las instalaciones de régimen especial a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/97.
- Se incluyen tanto las instalaciones que están vendiendo electricidad a tarifa regulada como las que están vendiendo a precio de mercado más prima. Se incluyen también las instalaciones de régimen ordinario que perciben prima o incentivo y tienen una potencia instalada superior a 50MW.
- Se calcula la potencia instalada a final de cada año, considerando la misma tendencia de crecimiento que la registrada en los últimos años para cada tecnología.
- Se considera una hidraulicidad media para los años 2008 y 2009.
- Para todas las tecnologías, se considera el tipo de funcionamiento medio de los últimos años.

### Previsión del Precio:

- Se considera que en 2009 se mantienen los periodos transitorios establecidos en el Real Decreto 661/2007.
- Se considera en 2009 una actualización de las tarifas y primas de la categoría b) del Real Decreto 661/2007, del IPC-0,25. Para esta actualización se ha considerado un IPC de 3%. Se ha supuesto que los precios de la cogeneración y los residuos, que dependen del precio del gas y del IPC, no varían.
- El precio medio de mercado estimado aplicable a las instalaciones que participan en el mercado de producción durante el año 2009 se determina a partir de las liquidaciones realizadas por el OMEL y REE a las instalaciones de régimen especial que han participado en él durante el periodo enero-octubre de 2008. Se considera que el régimen especial que participa en el mercado recibe un precio que es un 8,3% inferior al valor medio.
- El precio medio de mercado del año 2009 considerados 56,98 €/MWh.
- Se considera que un tercio de la potencia eólica instalada cumplirá el procedimiento de operación P.O. 12.3 sobre requisitos de respuesta frente a huecos de tensión y recibirá el incentivo correspondiente.

A título informativo en el Cuadro 17 continuación se muestra la previsión de ventas de energía del régimen especial realizada por UNESA.

**Cuadro 17. Evolución del Régimen Especial a Corto Plazo. Sistema: total España**

	Año 2008	Año 2009	Año 2010
Potencia instalada a 31 dic(MW)	27.480	30.116	32506
Excedentes a la red (GWh)	67.632	75.198	81.219
Crecimiento de excedentes respecto a año anterior (%)	17%	11%	8%
Retribución adicional mercado (Millones Euros)	2.933	4.023	4.697
Prima equivalente (Eur/MWh)	43,4	53,5	57,8

Fuente: UNESA

### **6.2.7.2 Incentivo al consumo de carbón autóctono**

A la fecha de realización del presente informe están pendientes de aprobación por la Unión Europea los nuevos planes para el carbón, por lo que se ha mantenido el coste establecido en la Orden ITC/3860/2007 (93.089 miles de euros).

### **6.2.7.3 Moratoria Nuclear**

Se han imputado en cada en el escandallo de costes considerado para 2009 en concepto de Moratoria el importe resultante de aplicar la cuota de 0,02% establecida en el la Orden ITC/3860/2007, obteniéndose un valor de 2.921 miles de euros.

### **6.2.7.4 Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos**

Con objeto de valorar convenientemente la actualización de tarifas integrales y de acceso para 2009, esta Comisión solicitó a ENRESA la previsión de los costes para el cálculo de las cuotas correspondientes a la 2ª parte del ciclo del combustible nuclear con cargo a la tarifa eléctrica.

En contestación a la citada solicitud, ENRESA ha remitido copia del sexto Plan General de Residuos Radioactivos (PGRR) enviada al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el 29 de junio de 2007, en cuyo capítulo 3 se realiza un estudio económico – financiero, en el que se actualiza el coste de las actividades contempladas en el PGRR.

ENRESA solicita una retribución de 71.050 miles de euros para 2009, resultado de actualizar el valor obtenido en dicho estudio de 61.690 miles de euros de 2008 con una tasa de inflación del 3,3% prevista para el año 2008. Dicha previsión parte de considerar un crecimiento anual constante de 9.357 miles de euros de 2008, para todo el periodo 2008-2028.

Esta Comisión ha considerado un coste para el año 2009 de 71.050 miles de euros, lo que supone un incremento del 16,6% sobre el coste implícito por este concepto en la Orden ITC/3860/2007.

## 6.2.8 Déficit de actividades reguladas

### 6.2.8.1 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos anterior a 2003

El importe estimado de la anualidad en 2009, correspondiente a los déficit de tarifa producidos con anterioridad al año 2003, a efectos de su consideración en la determinación de la tarifa, asciende a 225.671,31 miles de euros. Hay que tener en cuenta que dicho importe no incluye la parte correspondiente de los déficit extrapeninsulares. En la determinación de esta cifra se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Para el cálculo del importe pendiente de cobro provisional a 31 de diciembre de 2008 se ha utilizado la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses de los diez primeros meses de 2008 (esto es, 4,814%).
- Según se establece en la Orden ECO/2714/2003, para el cálculo de la anualidad el tipo de interés a utilizar será la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses del mes de noviembre de 2008. En la fecha de elaboración del presente informe no están disponibles los datos de noviembre. Esta Comisión ha empleado como mejor estimación la media de las cotizaciones del mes de octubre de 2008 (esto es, 5,145%).

En el Cuadro 18 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones anterior a 2003 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2009.

**Cuadro 18. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2000-2002 a imputar en la tarifa eléctrica 2009**

<b>Anualidad déficit anterior a 2003 (miles de euros)</b>	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-07</i>	614.282
<i>Actualización del importe pendiente</i>	643.854
<i>Euribor medio 3M 2008 (a 31/10/2008)</i>	4,814%
<i>Anualidad año 2008</i>	225.099
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-08</i>	418.755
<i>Euribor medio 3M Oct 2008</i>	5,145%
<b>Anualidad provisional año 2009</b>	<b>225.671</b>

Fuente: CNE y Resolución de 17 de junio de 2008 de la DGPEYM

### 6.2.8.2 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2005

El importe estimado de la anualidad de 2009 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, a efectos de su consideración en la determinación de la tarifa, asciende a 399.381,99 miles de euros. En la determinación de esta cifra se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Para el cálculo del importe pendiente de cobro provisional a 31 de diciembre de 2008 se ha utilizado la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses del mes de noviembre de 2008 (esto es, 4,703%).
- Según se establece en la Orden ITC/2334/2007, para el cálculo de la anualidad el tipo de interés a utilizar será la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses del mes de noviembre de 2008. En la fecha de elaboración del presente informe no están disponibles los datos de noviembre. Esta Comisión ha empleado como mejor estimación la media de las cotizaciones del mes de octubre de 2008 en base Act 365 (5,217%).

*u*

En el Cuadro 19 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones correspondiente a 2007 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2009.

**Cuadro 19. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 a imputar en la tarifa eléctrica 2009**

<b>Anualidad déficit 2005 (miles de euros)</b>	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-07</i>	3.710.356
<i>Actualización del importe pendiente</i>	3.884.854
Euribor medio 3M noviembre 2007, Act 365	4,703%
<i>Anualidad año 2008</i>	387.958
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-08</i>	3.496.896
Euribor medio 3M Oct 2008, Act 365	5,217%
<b><i>Anualidad provisional año 2009</i></b>	<b>399.382</b>

Fuente: CNE y Resolución de 16 de junio de 2008 de la DGPEYM

### 6.2.8.3 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2006

La Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 establece en su artículo 1 punto 7 que la cantidad que en 2008 resulta necesaria para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006, se fija en 210.242 miles de euros. Además, establece que dicha cantidad es provisional y podrá ser objeto de modificación una vez que la Comisión Nacional de la Energía comunique a la Secretaria General de Energía la cuantía final del déficit del año 2006, a tenor de lo contemplado en el apartado 4 de la disposición adicional única del la Orden ITC/3315/2007, de 15 de noviembre.

El pasado 27 de diciembre de 2007 esta Comisión remitió al Secretario General de Energía informe por el que se calcula de forma provisional el déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al año 2006 en



cumplimiento de la disposición adicional única de la Orden ITC/3315/2007, de 15 de noviembre.

En dicho informe se realizaba una nueva liquidación provisional para el ejercicio 2006, incluyéndose la mejor estimación de las cantidades a imputar en concepto de devolución de los derechos de emisión.

Esta Comisión, siguiendo el procedimiento descrito en el citado informe ha procedido a actualizar el importe a detraer en concepto de derechos de emisión, y en consecuencia a actualizar el importe del déficit de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2006, que de acuerdo a dicho procedimiento se estima provisionalmente en 2.258.543<sup>9</sup> miles de euros.

En cuanto al cálculo de la anualidad se han considerado las mismas condiciones que las establecidas en la Orden de 30 de julio, por la que se desarrolla el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, en lo referente al derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005 y su régimen de cesión, descontando la anualidades establecidas para 2007, y 2008 en la normativa vigente.

La anualidad a imputar por este concepto en el escandallo de correspondiente a 2009, con las hipótesis descritas anteriormente, se ha estimado en 222.119 miles de euros (véase Cuadro 20).

---

<sup>9</sup> A fecha de hoy está pendiente la decisión que ha de adoptar la Administración General del Estado sobre los términos concretos de ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, por la que se anula el artículo 5 del Real Decreto 1556/2005, relativa a la cuota del IDAE y cuyo importe se hizo efectivo en su día al IDAE por la CNE. La cuantía del déficit de tarifa de 2006 provisionalmente estimado, puede resultar finalmente inferior en el importe de dicha cuota. No obstante, en tanto no se adopte la decisión correspondiente por la Administración General del Estado sobre el ejercicio tarifario al que haya de imputarse la devolución a tarifa del importe de dicha cuota, se ha considerado preferible estimar el importe del déficit de 2006 sin tomar en cuenta su eventual minoración por este concepto.

M

**Cuadro 20. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2006**

Anualidad déficit 2006 (miles de euros)	2007	2008	2009
Saldo inicio de año	2.258.544	2.167.791	2.059.500
Actualización del importe pendiente Euribor medio 3M noviembre año n-1, Act 365	2.340.913 3,6470%	2.269.742 4,7030%	2.166.944 5,217%
Anualidad	173.122	210.242	222.119
Saldo a fin de año	2.167.791	2.059.500	1.944.825
<b>Anualidad provisional año 2009</b>			<b>222.119</b>

Fuente: CNE

#### 6.2.8.4 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2007

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, reconoce ex ante un déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas de 750 Millones de euros correspondiente al primer trimestre de 2007 y, asimismo, establece que, en los reales decretos posteriores por los que se modifiquen las tarifas eléctricas, se reconocerá ex ante un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, en cuyo cálculo se tendrá en cuenta el déficit o superávit de trimestres anteriores. No obstante, establece una cantidad máxima para el año 2007 de 3.750 Millones de euros.

Según el Real Decreto 1634/2006, dichos déficit se financiarán con los ingresos que se obtengan mediante la subasta de los derechos de cobro correspondientes, que consistirán en el derecho a percibir un determinado porcentaje de la facturación mensual por tarifas suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución. Estos derechos de cobro reconocidos deberán ser satisfechos en un plazo máximo de 15 años.

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 reconoce ex ante la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de julio de 2007 y el

30 de septiembre de 2007 que asciende a otros 750 Millones de euros. Por tanto, el déficit reconocido ex ante para el ejercicio 2007 ascendió a 1.500<sup>10</sup> millones de euros.

La Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo (que deroga la Orden PRE/2017/2007, de 6 de julio), por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, estableciendo las normas que regulan tanto el procedimiento de subasta del derecho como su ingreso y abono. En concreto, se establece que las subastas se realizarán, como máximo, por la totalidad del importe del déficit ex ante que haya sido reconocido.

Dicha Orden, en el apartado 4 del artículo 8, establece que las subastas serán gestionadas por la Comisión Nacional de Energía.

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía acordó no adjudicar derechos de cobro en el procedimiento de subasta convocado por la CNE que se celebró el día 27 de noviembre de 2007. Posteriormente, en la subasta celebrada el día 12 de junio de 2008, por un importe máximo de 2.700 millones de euros, la Mesa de adjudicación designada decidió, por unanimidad, adjudicar un importe total de 1.300 millones de euros, a un diferencial de 65 puntos básicos respecto del tipo de interés de referencia de la subasta, como consta en la Resolución de 12 de junio de 2008, de la Comisión Nacional de Energía, publicada en el BOE el 14 de junio de 2008.

La cantidad adjudicada permite financiar, en su totalidad, el déficit del ejercicio 2007, que asciende a un total de 1.244.435,92 miles de euros, incluidos los intereses, cantidad final que resultó inferior a la reconocida ex ante, por importe de 1.500.000 miles de euros.

---

<sup>10</sup> Cabe señalar que durante 2007 no se produjo revisión la revisión trimestral de tarifas integrales correspondiente al mes de octubre, por lo que no se reconoció la existencia de déficit ex ante para el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2007.



El tipo de interés de referencia de la subasta es la media de las cotizaciones diarias del euribor a 3 meses del mes de noviembre del año inmediatamente anterior al que haya de aplicarse.

La anualidad a imputar en 2009 para financiar el déficit del ejercicio 2007 asciende a 132.856 miles de euros.

Para calcularla, se ha tomado como mejor aproximación disponible del Euribor a tres meses del mes de noviembre de 2008, la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses de octubre de 2008, esto es, 5,2174%.

Este mismo tipo de interés se ha estimado como mejor aproximación de la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses del mes de noviembre de 2009, ante la falta de cotizaciones de futuros del Euribor de noviembre de 2009.

#### **6.2.8.5 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2008**

La Orden ITC/3860/2007 reconoció, en el artículo 1 punto 11, la existencia *ex ante* de un déficit de ingresos en la liquidación de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2008 de 1.200 Millones de euros.

La Orden ITC/1857/2008 reconoció *ex ante* la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de abril de 2008 y el 30 de septiembre de 2008 que asciende a un máximo de 2.700 millones de euros. Por lo que el déficit reconocido entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de septiembre de 2008 asciende a 3.900 Millones de euros. La cantidad prevista para el conjunto del año, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden, por la que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio, asciende a 4.832 Millones de euros.

En relación con lo anterior cabe señalar que, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/2794/2007, la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de



ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Para estimar el importe de la anualidad que debe imputarse en 2009 para recuperar el déficit de tarifas correspondiente a 2008 se comparan los costes regulados y los ingresos regulados resultantes de aplicar las tarifas integrales y de acceso vigentes durante 2008 al escenario de cierre previsto por la CNE para 2008.

Los ingresos por la aplicación de tarifas integrales y tarifas de acceso deben ser suficientes para cubrir los costes regulados, esto es, los costes de acceso y el coste de la energía de los clientes en régimen de tarifa integral.

En el Cuadro 21 se compara el escandallo de costes de acceso elaborado a partir de la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establece la tarifa para el 2008 e incorpora las modificaciones introducidas por la Orden ITC/3860/2007 y el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero con el escandallo de costes de acceso previsto por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2008.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que, en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007, el pasado 14 de marzo de 2008 esta Comisión remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta motivada de financiación de pagos por capacidad y que en la citada propuesta se considera que el coste derivado de los pagos por capacidad debe ser soportado por todos los consumidores, se incorpora en el escandallo de costes de acceso, el coste derivado de la financiación de los pagos por capacidad.

**Cuadro 21. Escandallo de costes de acceso del año 2008**

Coste de acceso (Miles €)	Escenario 2008		Diferencia Miles de €	Tasa de variación (%) (B/A)
	Orden ITC/3860/2007 (A)	Cierre previsto 2008 (B)		
Transporte (1)	1.175.860	1.175.860	0	0,0%
Distribución (2)	4.421.077	4.421.077	0	0,0%
Gestión Comercial	312.139	312.139	0	0,0%
Seguridad de suministro	954.766	954.766	0	0,0%
Pagos por capacidad	574.766	574.766	0	0,0%
Sistema de interrumpibilidad en mercado	380.000	380.000	0	0,0%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	2.434.317	2.937.268	502.951	20,7%
Moratoria Nuclear (3)	2.451	2.548	98	4,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	60.920	60.920	0	0,0%
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	14.800	0	0,0%
Prima del Régimen Especial	2.356.146	2.859.000	502.854	21,3%
Costes permanentes	1.383.344	1.368.611	-14.734	-1,1%
Compensación extrapeninsulares	1.151.620	1.136.887	-14.734	-1,3%
Operador del Sistema	36.781	36.781	0	0,0%
Operador del Mercado	10.753	10.753	0	0,0%
CNE	15.540	15.540	0	0,0%
ELCOGÁS	75.561	75.561	0	0,0%
Incentivo al consumo de carbón autóctono	93.089	93.089	0	0,0%
Déficit de actividaes reguladas	1.571.706	1.571.706	0	0,0%
Déficit extrapeninsular	191.292	191.292	0	0,0%
Déficit años 2000-2002	225.099	225.099	0	0,0%
Déficit de ingresos año 2005	387.958	387.958	0	0,0%
Déficit de ingresos año 2006	210.242	210.242	0	0,0%
Déficit de ingresos año 2007	83.649	83.649	0	0,0%
Déficit de ingresos año 2008	473.466	473.466	0	0,0%
<b>Total Acceso</b>	<b>12.253.210</b>	<b>12.741.427</b>	<b>488.218</b>	<b>4,0%</b>

Fuente: CNE

Notas:

- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones.
- (2) Se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11<sup>a</sup> de la Ley 54/1997 y se incluye el coste de gestión de la demanda del Plan de Acción 2008-2012 de la "Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012".
- (3) Se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.

En el Cuadro 22 se recoge el coste de la energía de los clientes en régimen de tarifa integral para el escenario de demanda y participación en el mercado previsto por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2008. El coste previsto de energía de los clientes en régimen de tarifa integral es el resultado de considerar el coste real de la energía en el periodo enero-octubre 2008 y el coste de la energía previsto para los meses de noviembre y diciembre de acuerdo con las hipótesis descritas el epígrafe 3.1 del presente informe.

En el Anexo I del presente informe se describe el escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos elaborado a partir de la información aportada por

las empresas eléctricas, así como el cálculo de la facturación de mercado y la facturación a los precios regulados vigentes.

**Cuadro 22. Coste de la energía de los clientes en régimen de tarifa integral. Año 2008**

Coste de generación de clientes a tarifa integral (Miles de €)						
	Consumo (GWh)	Energía	SS CC.	Pagos capacidad	Moratoria Nuclear	Total
<b>BT</b>	<b>107.117</b>	<b>8.152.951</b>	<b>299.174</b>	-	<b>1.690</b>	<b>8.453.815</b>
2.0 A (1)	68.533	5.276.739	191.950	-	1.094	5.469.782
2.0 DHA (2)	12.425	947.128	34.454	-	196	981.778
3.0 A (3)	26.158	1.929.084	72.770	-	400	2.002.255
<b>MT</b>	<b>16.507</b>	<b>1.161.050</b>	<b>42.420</b>	-	<b>241</b>	<b>1.203.710</b>
3.1 A	6.651	472.834	17.077	-	98	490.008
6.1	9.856	688.216	25.343	-	143	713.702
<b>AT</b>	<b>26.301</b>	<b>1.664.320</b>	<b>63.635</b>	-	<b>346</b>	<b>1.728.300</b>
6.2	5.994	388.257	14.827	-	81	403.165
6.3	4.642	293.177	11.246	-	61	304.484
6.4	15.665	982.886	37.562	-	204	1.020.652
<b>Total (4)</b>	<b>149.925</b>	<b>10.978.321</b>	<b>405.229</b>	-	<b>2.277</b>	<b>11.385.826</b>

Notas:

(1) Incluye el consumo correspondiente a Empleados

(2) Incluye el consumo de la tarifa 2.0 N

(3) Incluye el consumo de la tarifa R.0

(4) Se excluyen Consumos Propios, Concesiones Administrativas y Tránsito Tajo-Segura (TTS)

En el Cuadro 23 se resumen el escenario demanda, participación en el mercado e ingresos regulados previstos por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2008 a partir de la información facilitada por las empresas.

**Cuadro 23. Escenario CNE de ingresos regulados para el ejercicio 2008**

	Consumo (GWh)				Ingresos Regulados (Miles €) a precios Orden ITC/3860/2007 y Orden ITC/1857/2007		
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	Total
<b>BT</b>	<b>107.117</b>	<b>18.317</b>	<b>14,6%</b>	<b>125.434</b>	<b>13.136.813</b>	<b>706.026</b>	<b>13.842.838</b>
2.0 A (1)	68.533	5.754	7,7%	74.287	8.831.656	261.286	9.092.942
2.0 DHA (2)	12.425	7	0,1%	12.432	1.081.962	203	1.082.165
3.0 A (3)	26.158	12.557	32,4%	38.715	3.223.195	444.536	3.667.732
<b>MT</b>	<b>16.507</b>	<b>65.652</b>	<b>79,9%</b>	<b>82.159</b>	<b>1.264.141</b>	<b>1.091.725</b>	<b>2.355.867</b>
3.1 A	6.651	13.481	67,0%	20.132	567.067	326.165	893.232
6.1	9.856	52.170	84,1%	62.027	697.074	765.560	1.462.635
<b>AT</b>	<b>26.301</b>	<b>26.735</b>	<b>50,4%</b>	<b>53.036</b>	<b>1.071.027</b>	<b>180.080</b>	<b>1.251.107</b>
6.2	5.994	12.890	68,3%	18.884	294.884	100.614	395.498
6.3	4.642	5.431	53,9%	10.073	212.796	35.801	248.596
6.4	15.665	8.413	34,9%	24.079	563.347	43.665	607.012
<b>TTS</b>	<b>85</b>	<b>210</b>	<b>71,3%</b>	<b>295</b>	<b>4.065</b>	<b>875</b>	<b>4.940</b>
<b>Total (4)</b>	<b>150.010</b>	<b>110.913</b>	<b>42,5%</b>	<b>260.923</b>	<b>15.476.046</b>	<b>1.978.706</b>	<b>17.454.752</b>

Fuente: CNE

Notas:

- (1) Incluye el consumo correspondiente a Empleados
- (2) Incluye el consumo de la tarifa 2.0 N
- (3) Incluye el consumo de la tarifa R.0
- (4) Se excluyen Consumos Propios y Concesiones Administrativas

Finalmente, en Cuadro 24 se resumen los ingresos que se obtendrían de aplicar las tarifas de acceso de la Orden 3860/2007 al escenario de previsión de la CNE para el ejercicio 2008.

**Cuadro 24. Escenario CNE de ingresos regulados para el ejercicio 2008**

	Consumo (GWh)				Ingresos Regulados (Miles €) a precios Orden ITC/3860/2007 y Orden ITC/1857/2007		
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	Total
<b>BT</b>	<b>107.117</b>	<b>18.317</b>	<b>14,6%</b>	<b>125.434</b>	<b>4.750.138</b>	<b>706.026</b>	<b>5.456.163</b>
2.0 A (1)	68.533	5.754	7,7%	74.287	3.154.891	261.286	3.416.176
2.0 DHA (2)	12.425	7	0,1%	12.432	331.929	203	332.133
3.0 A (3)	26.158	12.557	32,4%	38.715	1.263.318	444.536	1.707.854
<b>MT</b>	<b>16.507</b>	<b>65.652</b>	<b>79,9%</b>	<b>82.159</b>	<b>570.898</b>	<b>826.108</b>	<b>1.397.006</b>
3.1 A	6.651	13.481	67,0%	20.132	322.632	166.230	488.862
6.1	9.856	52.170	84,1%	62.027	248.266	659.878	908.145
<b>AT</b>	<b>26.301</b>	<b>26.735</b>	<b>50,4%</b>	<b>53.036</b>	<b>208.426</b>	<b>103.076</b>	<b>311.502</b>
6.2	5.994	12.890	68,3%	18.884	64.976	74.946	139.922
6.3	4.642	5.431	53,9%	10.073	44.888	16.287	61.175
6.4	15.665	8.413	34,9%	24.079	98.561	11.843	110.405
<b>TTS</b>	<b>85</b>	<b>210</b>	<b>71,3%</b>	<b>295</b>	<b>0</b>	<b>875</b>	<b>875</b>
<b>Total (4)</b>	<b>150.010</b>	<b>110.913</b>	<b>42,5%</b>	<b>260.923</b>	<b>5.529.462</b>	<b>1.636.085</b>	<b>7.165.547</b>

Fuente: CNE

Como resultado de comparar los ingresos y los costes regulados se obtiene que el déficit de ingresos en las actividades reguladas previsto para el cierre del ejercicio 2008 alcanzará los 6.716 Millones de euros. Se estima que del déficit total alrededor de 5.000 Millones de euros se debe a la insuficiencia de las de tarifas de acceso para cubrir los costes de acceso, 276 Millones de euros se debe a la no imputación del coste derivado de los pagos por capacidad en las tarifas integrales y los 1.439 Millones de euros restantes se explican por la discrepancia de la evolución de los precios de la energía respecto al coste de energía considerado en las tarifas integrales (véase Cuadro 25).

M

**Cuadro 25. Previsión del déficit de actividades reguladas en el ejercicio 2008**

<b>Ingresos regulados (A)</b>	<b>17.410.752</b>
Ingresos de tarifas de acceso	1.636.085
Ingresos pagos por capacidad	298.620
Ingresos tarifas integrales	15.476.046
Coste de acceso	5.529.462
Coste de energía implícito	9.946.585

<b>Costes regulados (B)</b>	<b>24.127.253</b>
Costes de acceso	12.166.661
Coste pagos por capacidad	574.766
Coste energía de clientes a tarifa	11.385.826

<b>Déficit actividades reguladas (A) - (B)</b>	<b>-6.716.501</b>
Costes de acceso	-5.001.114
Coste pagos por capacidad	-276.146
Coste energía de clientes a tarifa	-1.439.241

Fuente: CNE

En el cálculo de la anualidad del déficit correspondiente a 2008, se ha tenido en cuenta el efecto en los ingresos del sistema del Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para el periodo 2008- 2012.

Debido a que a la fecha de elaboración del presente informe no ha sido publicada la normativa de desarrollo del citado Real Decreto-Ley 11/2007, se ha estimado la cantidad orientativa de 1.450 Millones de euros. Esta cifra resulta de considerar el mismo procedimiento de cálculo establecido que el establecido para el año 2006 en la Orden ITC/3315/2007 de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente, teniendo en cuenta la cotización del derecho de CO<sub>2</sub> en el mercado durante 2008 (24,3 €/t CO<sub>2</sub>).

A la fecha de elaboración del presente informe no se ha adjudicado<sup>11</sup> la mayor parte del importe del déficit reconocido ex ante para 2008, por lo que para estimar la anualidad provisional que se deberá incorporar por este concepto en el escandallo de costes para el año 2009, se han aplicado las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, suponiendo que hay un único adjudicatario por la totalidad del déficit estima con un diferencial nulo. Se ha tomado como mejor aproximación al Euribor a tres meses del mes de noviembre de 2008 el promedio de la cotización del Euribor a tres meses durante el mes de octubre de 2008 (esto es, 5,217%).

La anualidad a imputar por este concepto en el escandallo de correspondiente a 2009, con las hipótesis descritas anteriormente, se ha estimado en 515.892 miles de euros (véase Cuadro 26).

**Cuadro 26. Detalle del procedimiento de cálculo de la anualidad para 2009 del déficit correspondiente al ejercicio 2008**

Anualidad déficit 2008 (miles de euros)	2008	2009
<i>Saldo inicio de año</i>	5.262.481	5.036.510
Déficit previsto 2008	6.716.501	
Minoración derechos de emisión	1.454.020	
<i>Actualización del importe pendiente</i>	5.509.976	5.299.264
Euribor a tres meses de noviembre año n-1	4,7030%	5,217%
<i>Anualidad</i>	473.466	515.892
<i>Saldo a fin de año</i>	5.036.510	4.783.373
<b>Anualidad provisional año 2009</b>		<b>515.892</b>

Fuente: CNE

<sup>11</sup> Cabe señalar que, en el cálculo se ha tenido en cuenta que de la cantidad adjudicada en la subasta celebrada el día 12 de junio de 2008, 55.564,08 miles de euros corresponden al déficit 2008. La anualidad para financiar esta pequeña parte del déficit 2008 asciende a 5.653,08 miles de euros.

#### **6.2.8.6 Anualidad correspondiente al coste derivado de las revisiones del coste de generación extrapeninsular entre 1 de enero de 2000 y 31 de diciembre de 2005**

En relación con el cálculo de las anualidades correspondientes al desajuste de ingresos derivados de la revisión del coste de generación extrapeninsular se han tenido en cuenta los siguientes aspectos.

En primer lugar, la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se determina la revisión de los costes específicos definitivos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, ha establecido el valor a 31 de diciembre de 2005 de la cuantía definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares para dichos años. Dicho valor ha sido calculado una vez descontadas las anualidades correspondientes a los ejercicios 2003, 2004 y 2005 del déficit provisional 2001-2002 e incluyendo los costes financieros devengados para cada uno de ellos, calculados con un tipo de interés igual a la media anual del EURIBOR a tres meses.

En segundo lugar, se ha tenido en cuenta lo establecido en el artículo 94 de la Ley 53/2002. En concreto, el citado artículo establece que entre 1 de enero de 2003 y 31 de diciembre de 2010, la tarifa del año correspondiente incluirá como un coste más la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la Disposición adicional segunda del RD 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001 y en la Disposición adicional segunda del RD 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

Asimismo, se ha tenido en cuenta lo establecido en la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de septiembre, en lo referente a la cesión y/o titulización del coste correspondiente al desajuste de ingresos

de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares.

En consecuencia, por una parte, se ha considerado que los importes de las revisiones de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a los años 2001 y 2002, de acuerdo a lo establecido en la Ley 53/2002, se deben recuperar durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, en las condiciones establecidas en la Orden ITC/2714/2003.

Por otra parte, se ha considerado que los importes pendientes de las revisiones de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a los años 2003, 2004 y 2005, se deben recuperar durante un periodo de 15 años en las condiciones establecidas en la Orden ITC/3860/2007.

Por todo lo anterior, se han calculado dos anualidades con diferente horizonte temporal y diferentes condiciones de amortización: la primera por importe de 142.958 miles de euros destinada a recuperar linealmente el desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a 2001 y 2002 y la segunda por importe de 50.746 miles de euros destinada a recuperar linealmente el desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular 2003, 2004 y 2005 (véase Cuadro 27).

h

**Cuadro 27. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al extrapeninsular a imputar en la tarifa eléctrica 2009**

<b>Anualidad déficit extrapeninsular (miles de euros)</b>	
<b>Déficit 2001-2002</b>	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-07</i>	388.277
<i>Actualización del importe pendiente</i>	406.969
<i>Euribor medio 3M 2008 (a 31/10/2008)</i>	4,814%
<i>Anualidad año 2008</i>	141.697
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-08</i>	265.272
<i>Euribor medio 3M Oct 2008, Act 360</i>	5,145%
<i>Anualidad año 2009</i>	142.958
<b>Déficit 2003-2005</b>	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-07</i>	498.164
<i>Actualización del importe pendiente</i>	522.145
<i>Euribor medio 3M 2008 (a 31/10/2008)</i>	4,814%
<i>Anualidad año 2008</i>	49.595
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-08</i>	472.550
<i>Euribor medio 3M Oct 2008, Act 360</i>	5,145%
<i>Anualidad año 2009</i>	50.746
<b>Anualidad provisional año 2009</b>	<b>193.704</b>

Fuente: CNE

### **6.3 Escandallos de costes de acceso para 2009**

En el se presentan los escandallos de costes de acceso resultantes del escenario B de coste de la energía considerados para 2009.



**Cuadro 28. Escandallo de costes de acceso (1) para 2009**

Coste de acceso (Miles €)	Cierre previsto 2008	Previsión 2009	Diferencia (Miles de €)	
			Miles €	%
<b>Transporte (2)</b>	<b>1.175.860</b>	<b>1.349.670</b>	<b>173.810</b>	<b>14,8%</b>
<b>Distribución (3)</b>	<b>4.421.077</b>	<b>5.031.900</b>	<b>610.823</b>	<b>13,8%</b>
<b>Gestión Comercial</b>	<b>312.139</b>	<b>312.139</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
<b>Seguridad de suministro</b>	<b>954.766</b>	<b>1.022.000</b>	<b>67.234</b>	<b>7,0%</b>
<i>Pagos por capacidad</i>	574.766	522.000	-52.766	-9,2%
<i>Sistema de interrumpibilidad en mercado</i>	380.000	500.000	120.000	31,6%
<b>Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento</b>	<b>2.937.268</b>	<b>3.726.971</b>	<b>789.703</b>	<b>26,9%</b>
Moratoria Nuclear (4)	2.548	2.921	373	14,6%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	60.920	71.050	10.130	16,6%
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	-	-14.800	-100,0%
Prima del Régimen Especial	2.859.000	3.653.000	794.000	27,8%
<b>Costes permanentes</b>	<b>1.368.611</b>	<b>1.471.162</b>	<b>102.552</b>	<b>7,5%</b>
Compensación extrapeninsulares	1.136.887	1.235.173	98.287	8,6%
Operador del Sistema	36.781	37.517	736	2,0%
Operador del Mercado	10.753	10.753	0	0,0%
CNE	15.540	29.355	13.815	88,9%
ELCOGÁS	75.561	65.275	-10.286	-13,6%
Incentivo al consumo de carbón autóctono	93.089	93.089	0	0,0%
<b>Déficit de actividades reguladas</b>	<b>1.571.706</b>	<b>1.690.719</b>	<b>119.013</b>	<b>7,6%</b>
Déficit extrapeninsular	191.292	193.704	2.412	1,3%
Déficit años 2000-2002	225.099	226.767	1.668	0,7%
Déficit de ingresos año 2005	387.958	399.382	11.424	2,9%
Déficit de ingresos año 2006	210.242	222.119	11.877	5,6%
Déficit de ingresos año 2007	83.649	132.856	49.207	58,8%
Déficit de ingresos año 2008	473.466	515.892	42.426	9,0%
<b>Total Acceso</b>	<b>12.741.427</b>	<b>14.604.561</b>	<b>1.863.134</b>	<b>14,6%</b>

Fuente: CNE

Notas:

- (1) Se incluye pagos por capacidad.
- (2) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones.
- (3) Se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley 54/1997 en el cierre de 2008 y se incluye el coste de gestión de la demanda del Plan de Acción 2008-2012 de la "Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012".
- (4) Se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.
- (5) La retribución de la CNE prevista para 2009 es virtual debido a que en el caso, tal y como se sucedió en 2008, de que se detraiga una parte de los costes de acceso imputados en los precios regulados, el porcentaje de la CNE aplicado sobre una cuantía inferior, proporciona una cifra de retribución de la CNE significativamente inferior a la considerada incluyendo todos los costes previstos para 2009

## 7 METODOLOGÍA ASIGNATIVA CNE VS TARIFAS VIGENTES

En este epígrafe se comparan las tarifas vigentes, tanto integrales como de acceso, establecidas en Orden ITC/3860/2007 y la Orden 1857/2008, con las resultantes de aplicar la metodología<sup>12</sup> asignativa de la CNE 2001 revisada. Dicho ejercicio permite comprobar a qué distancia están los precios regulados actuales y los resultantes de la propuesta asignativa de la CNE.

En el Anexo V del presente informe se describen las variables de entrada al modelo de asignación de costes.

### 7.1 Tarifas de acceso

En el Cuadro 29 se muestra el resultado de la asignación de los costes de acceso, aplicando la metodología asignativa de la CNE incluyendo y sin incluir el coste derivado de los pagos por capacidad, para el escenario de precio de mercado considerado. El resultado de dicha asignación, por grupos tarifarios, se compara con las tarifas de acceso nominales publicadas en la Orden ITC/3860/2007.

---

<sup>12</sup> Disponible en [www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne44\\_05.pdf](http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne44_05.pdf)

**Cuadro 29. Asignación de acceso resultante de la Propuesta CNE para el año 2009 vs Orden ITC/3860/2007 (Precio de mercado 56,98 €/MWh)**

		Situación actual Tarifa nominal Orden ITC/3860/2007		Propuesta CNE - Tarifa Real Escenario B (56,98 €/MWh)		Diferencias	
		Consumo (GWh)	Facturación Acceso (Miles €) (A)	Facturación Acceso (Miles €) (B)	Facturación Acceso + Pagos por capacidad (Miles €) (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (A)
<b>BT</b>		<b>131.416</b>	<b>5.712.681</b>	<b>11.038.841</b>	<b>11.444.235</b>	<b>93%</b>	<b>100%</b>
2.0 A		78.481	3.635.711	8.009.168	8.296.601	120%	128%
2.0 DHA		12.935	392.119	797.804	827.395	103%	111%
3.0 A		40.000	1.684.851	2.231.868	2.320.239	32%	38%
<b>MT</b>		<b>82.052</b>	<b>1.548.594</b>	<b>2.534.329</b>	<b>2.620.611</b>	<b>64%</b>	<b>69%</b>
3.1 A		20.712	561.413	815.565	846.238	45%	51%
6.1		61.340	987.181	1.718.765	1.774.373	74%	80%
<b>AT</b>		<b>52.247</b>	<b>320.074</b>	<b>508.833</b>	<b>539.158</b>	<b>59%</b>	<b>68%</b>
6.2		18.539	145.470	250.750	263.925	72%	81%
6.3		9.527	68.475	114.888	121.346	68%	77%
6.4		24.181	106.129	143.196	153.886	35%	45%
<b>TTS</b>		<b>260</b>	<b>1.040</b>	<b>558</b>	<b>558</b>	<b>-46%</b>	<b>-46%</b>
<b>Total</b>		<b>265.975</b>	<b>7.582.388</b>	<b>14.082.561</b>	<b>14.604.561</b>	<b>86%</b>	<b>93%</b>

Fuente: CNE

Cabe señalar que en caso de que las tarifas de acceso vigentes hubieran sido suficientes para cubrir la totalidad de los costes de acceso (esto, sin considerar la existencia del déficit ex ante) el aumento de las tarifas de acceso necesario para incorporar el incremento de los costes previsto para 2009 hubiera sido del 15,7% en lugar del 86% (sin considerar el coste de financiación de los pagos por capacidad).

Se observa que la diferencia entre las tarifas de acceso recogidas en la Orden ITC/3860/2007 y la propuesta de tarifas de acceso de la CNE incluyendo los pagos por capacidad son de unos 7.022 Millones de euros. Se observa que este déficit se concentra fundamentalmente en los clientes conectados a redes de baja tensión con 5.731 Millones de euros (el 82% del déficit total). Ello es debido a que la Orden ITC 3860/2007 incrementó las tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 1634/2006 en un 3,3% para todos los clientes, excepto para los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW (esto es, tarifas 2.0 A y 2.0 DHA) cuyas tarifas de acceso se redujeron un 25%, en términos de facturación media.

Cabe señalar que si bien, en términos medios, sería necesario incrementar el 86% las tarifas de acceso vigentes para cubrir la totalidad de los costes de acceso reconocidos en

M

la Orden ITC/3860/2007, el impacto sobre la facturación total a la que deben hacer frente los consumidores dependerá del peso de la facturación por acceso en la facturación total.

Al analizar el impacto de la propuesta de tarifas de la CNE sobre la facturación de mercado para el colectivo de consumidores de alta tensión se observa que la facturación media del mercado de este colectivo aumentaría, aproximadamente, un 8,6% para el escenario de precios de mercado considerado.

**Cuadro 30. Impacto sobre la facturación de mercado de los clientes de alta tensión de la Propuesta de tarifas de acceso de CNE para un escenario de precios de mercado de 56,98 €/MWh. Año 2009**

Tarifa Integral	Consumo (GWh)	Situación actual (Orden ITC/3860/2007) (A)				Propuesta CNE (B)				% variación (B) sobre (A)
		Facturación Mercado (Millones €)				Facturación Mercado (Millones €)				
		Energía	Pagos capacidad	Acceso	Total	Energía	Pagos capacidad	Acceso	Total	
3.1 A	7.670	1.347	84	561	1.992	1.347	31	816	2.193	10,1%
6.1	844	3.905	170	987	5.062	3.905	56	1.719	5.679	12,2%
6.2	15.391	1.131	46	145	1.324	1.131	13	251	1.395	5,3%
6.3	20.712	558	23	68	650	558	6	115	680	4,5%
6.4	79.880	1.401	59	107	1.567	1.401	11	144	1.555	-0,7%
<b>Total alta ten</b>	<b>124.496</b>	<b>8.342</b>	<b>383</b>	<b>1.870</b>	<b>10.596</b>	<b>8.342</b>	<b>117</b>	<b>3.044</b>	<b>11.503</b>	<b>8,6%</b>

Fuente: CNE

## 7.2 Tarifas integrales

Las tarifas integrales se obtienen agregando a los términos de energía de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa de la CNE, los costes de generación que le corresponden a cada grupo tarifario en el escenario previsto de precios considerado.

Debido a que las tarifas integrales vigentes se actualizan con carácter trimestral, se ha incluida la previsión del precio medio de la energía el precio correspondiente al primer trimestre de 2009 (esto es, 65,46 €/MWh) para el escenario de precios de mercado considerado (véase epígrafe 4.1

En el Cuadro 31 se recogen las subidas necesarias para que las tarifas integrales sean aditivas y permitan recuperar todos los costes previstos para 2009.

La explicación de la información contenida en dicho cuadro es la siguiente: la columna (A) refleja la facturación media resultante de aplicar las tarifas integrales establecidas en la Orden ITC/1857/2008. La columna (B) muestra la facturación media por acceso, resultante de aplicar los precios de la Orden ITC/3860/2007 a los clientes que en 2008 se encontraba en régimen de tarifa integral. En consecuencia, la columna (C), que es la resta entre (A) y (B), está reflejando el precio medio implícito por la energía en las distintas tarifas integrales vigentes.

La columna (D) muestra la facturación media por acceso resultante de aplicar las tarifas de acceso, según la metodología de la CNE, en caso de que las tarifas de acceso se construyeran sin déficit. La columna (E) muestra la facturación media de los pagos por capacidad. La columna (F) muestra la facturación media por energía. Por tanto, la columna (G) incluye la facturación media que deberían pagar los clientes, en caso de que la tarifa integral fuera totalmente aditiva con los costes actualmente reconocidos.

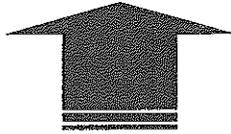
Finalmente, la columna que aparece sombreada en amarillo muestra la variación que, en términos de la facturación media, debería producirse en las tarifas integrales establecidas en la Orden ITC/1857/2008 (columna (A)) para que la misma fuera construida de forma totalmente aditiva con los costes actualmente reconocidos.

Se observa que las tarifas integrales vigentes debieran aumentar, en términos de facturación media, un 31% para cubrir la totalidad de los costes previstos, considerando un escenario de precios del mercado para el primer trimestre de 2009 de 65,46 €/MWh.

Es importante señalar que, en caso de que las tarifas integrales vigentes hubieran incorporado tarifas de acceso sin considerar déficit ex ante, la subida necesaria, en términos de facturación media, para cubrir la totalidad de los costes previstos para 2009, según la metodología de la CNE, hubiera sido de un 3% en lugar del 31% resultante en la situación actual.

**Cuadro 31. Comparación de las tarifas integrales de la Orden ITC/1857/2008 y las tarifas de acceso de la Orden ITC/3860/2007 con la propuesta de tarifas de la CNE para un escenario de precios de mercado en el primer trimestre de 2009 de 65,46 €/MWh**

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Situación actual (€/kWh)			Tarifa Aditiva (€/kWh)			% variación aditiva sobre actual		
		Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso: Pagos por capacidad (D)	Coste energía + Comercialización (E) + (F)	Tarifa Integral (G) = (D) + (E) + (F)	Tarifa Acceso sin pagos por capacidad	Coste energía	Tarifa Integral
<b>Tarifa Social</b>	<b>591</b>	<b>10,22</b>	<b>3,68</b>	<b>6,53</b>	<b>0,24</b>	<b>7,84</b>	<b>16,59</b>	<b>131,1%</b>	<b>23,7%</b>	<b>62,4%</b>
<b>Tarifas P (1) &lt; 15 kW sin DHA</b>	<b>70.220</b>	<b>13,60</b>	<b>4,69</b>	<b>8,91</b>	<b>0,37</b>	<b>7,90</b>	<b>16,58</b>	<b>119,8%</b>	<b>-7,2%</b>	<b>36,6%</b>
1.0	183	8,29	3,87	4,42	0,27	7,84	16,94	128,6%	83,4%	104,4%
2.0.1	7.541	12,92	4,45	8,47	0,34	7,90	18,12	122,0%	-2,6%	40,3%
2.0.2	34.257	13,32	4,81	8,51	0,39	7,90	18,81	118,8%	-2,6%	41,2%
2.0.3	22.073	13,99	4,73	9,26	0,38	7,90	18,65	119,5%	-10,6%	33,3%
3.0.1	6.166	14,79	4,21	10,58	0,31	7,90	17,66	124,5%	-22,4%	19,4%
<b>Tarifas P &lt; 15 kW sin DHA</b>	<b>12.092</b>	<b>9,05</b>	<b>2,75</b>	<b>6,31</b>	<b>0,19</b>	<b>7,02</b>	<b>12,97</b>	<b>109,5%</b>	<b>14,3%</b>	<b>43,2%</b>
2.0.1 DHA	258	8,57	2,65	5,91	0,18	7,02	12,81	111,7%	21,7%	49,6%
2.0.2 DHA	3.412	9,08	2,93	6,14	0,22	7,02	13,26	105,7%	17,8%	46,1%
2.0.3 DHA	5.054	9,04	2,76	6,27	0,20	7,02	12,99	109,1%	15,0%	43,8%
3.0.1 DHA	3.368	9,10	2,54	6,56	0,17	7,02	12,63	114,5%	9,6%	38,9%
<b>Tarifas P &gt; 15 kW</b>	<b>24.609</b>	<b>12,42</b>	<b>4,25</b>	<b>8,17</b>	<b>0,22</b>	<b>7,63</b>	<b>13,49</b>	<b>32,5%</b>	<b>-3,8%</b>	<b>8,7%</b>
<b>Total BT a tarifa</b>	<b>107.512</b>	<b>12,80</b>	<b>4,35</b>	<b>8,44</b>	<b>0,32</b>	<b>7,74</b>	<b>16,77</b>	<b>99,7%</b>	<b>-4,5%</b>	<b>31,0%</b>





Los colectivos de consumidores que registran una mayor diferencia con los precios que resultan de la metodología asignativa de la CNE son los acogidos a la Tarifa Social y a la tarifa 1.0 (de aplicación a los clientes con potencia contratada inferior a 1 kW).

La Tarifa Social fue introducida en la Orden ITC/1857/2008. De acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional tercera de la citada Orden, la Tarifa Social es de aplicación a los suministros en baja tensión contratados por personas físicas cuando el suministro esté destinado a la residencia habitual del titular, la potencia contratada sea inferior a 3 kW y dicho suministro tenga instalado el correspondiente Interruptor de Control de Potencia (ICP).

Esta Comisión considera necesario señalar, como ya puso de manifiesto en su Informe 24/2008, que si bien apoya la existencia de una tarifa social, ésta no debería ser financiada a través de la tarifa eléctrica. Asimismo, se considera que el establecimiento de una tarifa de carácter social debiera depender de algún parámetro que fuera función de la renta que perciben los individuos, en lugar del consumo, ya que en caso contrario las ayudas podrían destinarse a individuos que realmente no las necesitan. En el informe 24/2008 sobre la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008, esta Comisión proponía como posible índice el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM)<sup>13</sup>.

Asimismo, se considera importante señalar que los consumidores acogidos a la tarifa 1.0 no tienen incentivos a cambiarse a la tarifa social, con la excepción de aquellos consumidores cuyo consumo anual sea inferior a 150 kWh, puesto que para este colectivo la electricidad es gratuita. Esto es debido a que el término de energía de la tarifa social 1.0 es un 25% superior al término de energía de la tarifa general 1.0.

---

<sup>13</sup> El IPREM es el índice de referencia en España para el cálculo del umbral de ingresos a muchos efectos (ayudas para vivienda, becas, subsidios por desempleo...). Fue introducido el 1 de julio de 2005 en sustitución del Salario Mínimo Interprofesional, cuya utilización se restringió al ámbito laboral.

El siguiente cuadro muestra la reducción de ingresos del sistema para el año 2009 derivada de la introducción de la tarifa social, considerando los precios de la Orden ITC/1857/2008. Esta diferencia de ingresos asciende a 10.060 miles de euros.

**Cuadro 32. Facturación de la previsión de los suministros acogidos a la tarifa social en el año 2009 a los precios de la tarifa social y de la tarifa general de la Orden ITC/1857/2008**

Tarifa Social	Año 2009			Precios Orden ITC/1857/2008				Diferencia Facturación (Miles €) (A-B)	Variación (%) Facturación (A/B)
	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación a Tarifa Social (Miles €) (A)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación a Tarifa General (Miles €) (B)	Precio Medio (c€/kWh)		
Tarifa Social, Potencia ≤ 1 kW	3.774	2.303	113	0	-	8	7,258	-8	-100,00%
Tarifa Social, 1 kW < Potencia ≤ 2,5 kW	402.335	514.112	589.061	60.180	10,216	70.183	11,914	-10.003	-14,25%
Tarifa Social, 2,5 kW < Potencia ≤ 3 kW	1.126	2.633	1.948	208	10,652	256	13,141	-48	-18,94%
<b>Total</b>	<b>407.236</b>	<b>519.049</b>	<b>591.122</b>	<b>60.388</b>	<b>10,216</b>	<b>70.447</b>	<b>11,918</b>	<b>-10.060</b>	<b>-14,28%</b>

Fuente: CNE, elaboración propia a partir de la información remitida por las empresas eléctricas.

## 8 CONSIDERACIONES FINALES

### PRIMERA. Ejercicio de previsión

El presente informe incluye una propuesta de revisión de tarifas de acceso para 2009 y de tarifas integrales de baja tensión para el primer trimestre de 2009. Dicha propuesta es un ejercicio previsión que incluye datos provisionales de costes y estimaciones realizadas a partir de información disponible a la fecha. En consecuencia, el ejercicio de previsión presentado, necesariamente, deberá ser actualizado en diciembre, con la emisión de informe sobre propuesta de Orden tarifaria para 2009.

### SEGUNDA. Escenario de demanda de electricidad

La *previsión de demanda* en barras de central para 2009 asciende a 290.200 GWh, lo que supone un incremento del 1,9% sobre la previsión de cierre de 2008. Esta previsión de la demanda para 2009, coincide con un escenario moderado, estimado por el Operador del Sistema, acorde con un crecimiento del PIB esperado para 2009 del 1%, que a tenor de los últimos datos conocidos puede ser muy inferior e incluso negativo.

### **TERCERA. Participación en el mercado**

A partir de información de las empresas distribuidoras, se estima un aumento significativo de la participación de la demanda de los clientes en el mercado durante 2009 (próxima al 60%), como consecuencia de la supresión de las tarifa D de distribuidores y dada la eliminación de las tarifas de alta tensión.

### **CUARTA. Estimación del déficit tarifario 2008**

De acuerdo con la información disponible se estima que el déficit de ingresos regulados para cubrir los costes previstos en 2008 (incluyendo déficit por coste de acceso, déficit por pago de capacidad y déficit por coste de la energía de clientes en tarifa integral) asciende a 6.716 Millones de €.

En la revisión de dicho déficit, específicamente, los costes de acceso del sistema previstos para el cierre de 2008 se estiman en una cuantía de 5.000 Millones de euros superior a la asignada en las tarifas de acceso de la Orden ITC/3860/2007. Es decir, con las tarifas de acceso de 2008, únicamente se habría recuperado el 52% de los costes de acceso previstos para 2008.

Cabe recordar las tarifas de acceso de 2008 determinadas en la Orden ITC/3660/2007, se fijaron con un déficit ex ante y que, por tanto, se construyeron reconociendo que no eran suficientes para cubrir los costes de acceso de 2008. Este menor coste imputado en las tarifas de acceso de 2008 de forma ex ante, hace que cualquier comparación en 2009 con tarifas de acceso que cubran todos los costes previstos no sea homogénea, debido a que las tarifas de acceso de 2008 sólo incluyeron la mitad de los costes que deberían cubrir.

### **QUINTA. Costes de acceso para 2009**

La estimación provisional de los costes de acceso para 2009 (incluyendo el coste derivado de los pagos por capacidad) asciende a 14.605 Millones de €, lo que supone un aumento del 14,6% respecto a los costes previstos para el cierre de 2008.

Las dos partidas que contribuyen a explicar este incremento del 14,6% en los costes de acceso son la prima de régimen especial estimada (6,2%) y la retribución de la distribución (4,8%). El resto de componentes explica el 3,6% restante de incremento.



Respecto al aumento esperado en los costes de acceso, se señala lo indicado en el informe 24/2007 de esta Comisión relativo a la necesaria compatibilización de los costes que deben ser incluidos en la tarifa y su cuantía.

Debido a que los costes previstos en 2008 fueron imputados sólo en parte en las tarifas de acceso vigentes (se fijaron excluyendo un déficit ex ante), los costes previstos en 2009 que sí han sido imputados en su totalidad de acuerdo a la regulación vigente y los que realmente se tuvieron en cuenta en 2008 son un 92,6% superiores. Se constata, nuevamente, la falta de homogeneidad en la comparación de los ejercicios tarifarios 2008, en el que se reconoce un déficit ex ante por la mitad de los costes a imputar en la tarifas de acceso y de 2009, donde de acuerdo con la legislación vigente, se están imputando todos los costes.

#### **SEXTA. Tarifa de acceso media en 2009. Comparativa no homogénea con 2008**

La tarifa media de acceso estimada para 2009 (cociente entre todos los costes de acceso y la demanda en consumo estimada) asciende a 5,491 c€/kWh. Debido a la exclusión de una parte significativa de costes en las tarifas de acceso de 2008, las tarifas de acceso construidas para recuperar todos los costes en 2009 y las vigentes en 2008, que son deficitarias y no permiten recuperar todos los costes, deberían aumentar el 92,7% para cubrir todos los costes de acceso estimados para 2009. Es preciso indicar, por tanto, que dicha comparativa entre los dos ejercicios (2008 y 2009) no es homogénea en cuanto a los costes que se cubren en cada caso: en 2008 una parte y en 2009 se plantea una cobertura total de los costes.

Cabe indicar que establecer un déficit ex ante anualmente conlleva, por una parte, a diferir su cobro en ejercicios tarifarios futuros y, por otra parte, a establecer anual y sucesivamente una comparación heterogénea de costes medios de acceso bajo un escenario suficiencia.

#### **SÉPTIMA. Revisión de las tarifas de acceso para 2009**

Según la metodología de asignación de costes de la CNE, y un ejercicio de facturación en 2009, las tarifas de alta tensión tendrían que aumentar un 62,8% respecto a las de la

Orden ITC/3860/2007 dado que éstas últimas incluyen un déficit ex ante, mientras que las de baja deberían aumentar un 93,2%. Este incremento en las tarifas de acceso de baja tensión se explica por la imputación de un déficit ex ante en 2008, a la mayor imputación de costes de naturaleza hundida a estos consumidores respecto a los de alta tensión, al aumento significativo de dichos costes en el ejercicio 2009 (aumentan un 18% respecto a 2008) y a la reducción de las tarifas de acceso aplicadas en 2008 según la Orden ITC/3860/2007 (25% de caída media respecto a la subida del 3% en las tarifas de alta tensión).

En el caso de que las tarifas de acceso de 2008 hubieran sido suficientes, esto es, si no se hubiera establecido déficit ex ante, la subida de las tarifas de acceso necesaria para cubrir los costes de acceso estimados en 2009 sería del 15,7%, teniendo en cuenta el escenario de demanda eléctrica moderado, considerado en este ejercicio de previsión.

#### **OCTAVA. Revisión de tarifas integrales a partir del 1 de enero de 2009**

Según el escenario de costes de generación previstos en el presente informe, las tarifas integrales tendrían que aumentar un 31% en términos medios, para cubrir de forma aditiva los costes previstos, teniendo en cuenta que la comparación no es homogénea ya que las tarifas integrales de 2008 que no tenían imputados todos los costes de acceso. En el caso de que dichas tarifas integrales del 2008 hubieran incluido todos los costes de acceso, esto es no hubiera existido el déficit ex ante, la subida de la tarifa media integral en baja tensión necesaria para cubrir los costes estimados en 2009 ascendería únicamente al 3%.

#### **NOVENA. Otras consideraciones**

**NOVENA. 1ª.** De cara a optimizar en futuros ejercicios de revisión tarifaria el cómputo de los costes de gestión comercial reconocidos a las distribuidoras, se estima conveniente incidir en la necesidad de implementar unos estándares de contabilidad de costes adecuados para las citadas empresas que facilite la labor de verificación por parte del regulador.

**NOVENA. 2ª.** Se considera adecuado incluir una tarifa social que sea diseñada a partir de parámetros de renta, no de consumo, y que no sea financiada, al igual que otros costes, por el sistema eléctrico.

La tarifa social, introducida en la Orden ITC/1857/2008 supone una merma de ingresos para el sistema, de 10.060 miles de €, con respecto al escenario en el que todos los clientes acogidos a la citada tarifa estuviesen facturados a la tarifa integral correspondiente a su potencia contratada. Por este motivo y dado el carácter de política redistributiva de la tarifa social, se propone la financiación del hueco originado por la misma, con cargo a otras fuentes distintas de la tarifa eléctrica.

Asimismo, se recomienda reorientar la elegibilidad de la tarifa social a aquellos clientes que se sitúen por debajo de un determinado umbral de renta disponible, empleando para ello índices de referencia tales como el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM).

**NOVENA. 3ª.** El Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), aprobado por el Gobierno en julio de 2007, contempla la afectación de una partida de financiación anual proveniente de la Tarifa Eléctrica por importe de 275.900 miles de euros.

Por este motivo, y dadas las funciones que tiene asignadas la CNE en la Ley del Sector Eléctrico, derivadas de la supervisión de los mercados energéticos y de informe o propuesta de regulación sectorial, se considera necesario que este Organismo informe la normativa derivada del Plan de Acción en 2009 que establezca la distribución y adjudicación de la referida partida económica, así como los mecanismos para la comprobación o inspección de la consecución de los objetivos de ahorro de electricidad.

**NOVENA 4ª.** Se estima conveniente incidir en una asimetría existente en las competencias asignadas a esta Comisión en lo referente a la regulación de la actividad de gestión técnica del sistema en los sectores Eléctrico y de Hidrocarburos.

En concreto, el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, establece un mandato a la Comisión Nacional de



Energía consistente en presentar una propuesta de incentivo retributivo al Gestor Técnico del Sistema, al objeto de promover la eficiencia en la gestión de todo el sistema gasista.

Por el contrario, el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, no contempla un mandato análogo.

**NOVENA 5ª.** Se considera necesario establecer fórmulas para establecer la retribución del Operador del Sistema y del Operador del Mercado, basadas en la contabilidad analítica de dichas empresas.

APROBADO EN CONSEJO  
DE ADMINISTRACION

DE...7...de...noviembre...de 2008

MADRID...7...de...noviembre...de 2008

(LA SECRETARIA DEL CONSEJO  
DE ADMINISTRACION)