

ANEXO II PREVISIÓN COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2009 Y 2010

INDICE

1	PRECIOS DE MERCADO PARA EL CIERRE DE 2009 Y 2010	3
1.1	Previsión de precio de mercado de 2009	3
1.2	Previsión del precio de mercado para 2010	4
2	COSTE DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD	5
3	COSTE DE TRANSPORTE	5
4	COSTE DE DISTRIBUCIÓN	8
5	COSTE DE GESTIÓN DE ATR.....	9
6	COSTE DEL PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	9
7	COSTE DE LOS SERVICIOS DE INTERRUMPIBILIDAD	10
8	COSTES PERMANENTES	14
8.1	Compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares.....	14
8.2	Retribución del Operador del Sistema	19
8.3	Retribución del Operador del Mercado	19
8.4	Retribución de la Comisión Nacional de Energía	20
8.5	Plan de Viabilidad de ELCOGÁS.....	20
9	COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO.....	21
9.1	Prima del Régimen Especial.....	21
9.2	Moratoria Nuclear	23
10	DÉFICIT DE ACTIVIDADES REGULADAS	23
10.1	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos anterior a 2003.....	23
10.2	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2005.....	24
10.3	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2006.....	25
10.4	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2007.....	26
10.5	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2008.....	27
10.5.1	Anualidad del déficit 2008 ex ante	28
10.5.2	Anualidad del déficit 2008 ex post	28
10.6	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2009.....	30
10.7	Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2010.....	35
10.8	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	36
10.9	Anualidad correspondiente al coste derivado de las revisiones del coste de generación extrapeninsular entre 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2008	37

1 PRECIOS DE MERCADO PARA EL CIERRE DE 2009 Y 2010

En el presente epígrafe se describen brevemente las hipótesis de cálculo utilizadas en la estimación del precio del mercado para 2009 y 2010 (información necesaria para el cálculo de la compensación extrapeninsular y de la prima del régimen especial).

1.1 Previsión de precio de mercado de 2009

Para calcular la previsión del precio de mercado correspondiente al cierre de 2009 se ha seguido el procedimiento de cálculo utilizado por esta Comisión en los informes sobre la propuesta de tarifa eléctrica de años anteriores.

Se ha realizado la estimación del coste de la energía resultante en el mercado organizado por OMIE para el año 2009 a partir de precios OMEL y de precios medios de adquisición del contrato FTB Q4-09.

A la fecha de elaboración del presente informe se dispone de las cotizaciones registradas en el mercado organizado por OMEL entre el 1 de enero y el 6 de octubre de 2009, siendo el precio medio registrado en el mercado de 38,30 €/MWh. En relación al valor de la cotización del contrato FTB Q4-09, se toma como valor de referencia el precio promedio de la energía negociada en el mercado OTC en su última semana de negociación (esto es, periodo comprendido entre el 24 y el 30 de septiembre de 2009), que ascendió a 38,31 €/MWh.

Cuadro 1. Precio promedio de la energía negociada FTB Q4-09 en el mercado OTC

OTC (FTB Q4-09)		
FECHA	MWh	€/MWh
24/09/2009
25/09/2009
28/09/2009
29/09/2009
30/09/2009
<i>Promedio de los últimos 5 días de negociación</i>	455.054	38,31

Fuentes: Agencia mediadoras

Se ha realizado la estimación del coste de la energía resultante en el mercado organizado por OMIE para el año 2009 a partir de la media ponderada¹ de los precios medios OMEL y los precios del contrato FTB Q4-09, empleando un factor de apuntamiento² del 2,38%, 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 periodo 01/01/09-06/10/2009, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el mismo periodo.

El precio de la energía que ya ha sido adquirida en OMEL, junto con el coste medio del mercado diario previsto para el cuarto trimestre de 2009, da lugar a un coste medio de la energía prevista para 2009 de 39,21 €/MWh (véase Cuadro 2).

¹ Se ha ponderado el precio OMEL por el número de horas transcurridas en el periodo (01/01/2009-06/10/09) y el precio FTB Q4-09 por el número de horas que restan para finalizar el año (07/10/2009-31/12/2009).

² El factor de apuntamiento 2009 se define: $F = (\sum_i^{6.695} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{6.695} p_i / 6.695)$. Donde p_i es el precio horario OMIE (01/01/2009-06/10/2009) y q_i es el volumen de energía horario adquirido en la casación española.

Cuadro 2. Precio de mercado previsto para el cierre de 2009.

	Horas	Promedio de la última semana en el mercado organizado por OMIP (€/MWh)	Precio Apuntado (€/MWh)	Estimación promedio (€/MWh)
Omel (01 de enero 09-06 de octubre)	6695		39,21	39,21
FTB Q4-09	2065	38,31	39,22	

Fuente: OMEL, OMIP

1.2 Previsión del precio de mercado para 2010

Se ha realizado la estimación del coste de la energía resultante en el mercado organizado por OMIE para el año 2010 a partir de precios medios del contrato FTB YR-10, empleando un factor de apuntamiento³ del 2,38% 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 periodo 01/01/09-06/10/2009, considerando el perfil de precios de mercado registrado durante el mismo periodo.

En relación al valor de la cotización del contrato FTB YR-10 se toma como valor de referencia el precio promedio de la energía negociada en el mercado OTC en la semana del 28/09/2009 al 02/10/2009, que ascendió a 39,43 €/MWh.

Cuadro 3. Precio promedio de la energía negociada FTB YR-10 en el mercado OTC

OTC (FTB YR-10)		
FECHA	MWh	€/MWh
28/09/2009
29/09/2009
30/09/2009
01/10/2009
02/10/2009
<i>Promedio de los últimos 5 días de negociación</i>	1.007.400	39,43

Fuentes: Agencia mediadoras

Por tanto, se observa que, de acuerdo con las hipótesis y la metodología anterior, el coste medio del mercado diario previsto para el año 2010 asciende a 40,37 €/MWh.

Cuadro 4. Precio promedio de la energía negociada FTB YR-10 y valor obtenido aplicando el factor de apuntamiento

	Promedio OTC de la última semana (€/MWh)	Precio Apuntado (€/MWh)	Estimación promedio (€/MWh)
FTB YR-10	39,43	40,37	40,37

Fuentes: Agencias mediadoras, OMIE, CNE

³ El factor de apuntamiento 2009 se define: $F = (\sum_i^{6.695} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{6.695} p_i / 6.695)$. Donde p_i es el precio horario OMIE (01/01/2009-06/10/2009) y q_i es el volumen de energía horario adquirido en la casación española. En el contexto de caída de demanda, el factor de apuntamiento definido se considera mejor previsión para el año 2009 que el factor de apuntamiento realizado en año 2008.

2 COSTE DE LOS PAGOS POR CAPACIDAD

De acuerdo con la Memoria de la Propuesta, el pago por capacidad previsto a las instalaciones de generación para 2010 alcanza los 465.534 Miles de €. De acuerdo con la estimación realizada por el Operador del Sistema junto con la estimación de nuevas instalaciones realizada por la CNE, esta cifra alcanza en 2010 los 457.503 Miles de €.

Los pagos por capacidad previstos para el año 2010 se resumen en el siguiente cuadro:

<i>Pagos por capacidad (Miles de €)</i>	<i>Memoria Propuesta</i>	<i>Estimación CNE</i>
<i>Incentivo a la inversión de los ciclos con derecho a cobro firme para todo el año 2010</i>	426.320	429.722
<i>Incentivo a la inversión medioambiental con derecho a cobro firme para todo el año 2010</i>	33.763	[...]
<i>Incentivo a la inversión medioambiental de los 3 grupos de Teruel con derecho a cobro firme solamente para Enero de 2010</i>		[...]
<i>Pago anual por inversión nuevas instalaciones en 2010</i>	5.450	5.300
TOTAL 2010	465.534	457.503

Fuente: Memoria de la Propuesta de Orden, Información aportada por el OS e Informe Marco CNE.

3 COSTE DE TRANSPORTE

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

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

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

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

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

Fuente: Elaboración Propia

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

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

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

Fuente: Elaboración propia.

Porcentajes de reparto por empresas de la previsión de la retribución al transporte para 2009 correspondiente a instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 + Incentivo Disponibilidad

EMPRESAS	Miles €	(%)
TOTAL	204.949	
TOTAL PENINSULAR	191.837	99,99%
REE	171.876	89,59%
IBERDROLA	0	0,00%
UNIÓN FENOSA	11.212	5,84%
HIDROCANTÁBRICO	983	0,51%
ENDESA	7.766	4,05%
TOTAL EXTRA PENINSULAR	13.112	100,00%

Fuente: Elaboración propia.

Para los anteriores cálculos se han utilizado los valores de los distintos parámetros que se muestran en la siguientes Tabla:

Parámetros	2007	2008	2009	2010
IPC - Cierre año	4,20%	1,40%	(*) 0,30%	2,00%
IPC - Interanual Octubre	-----	3,60%	-0,70%	2,00%
IPRI - Interanual Octubre	-----	2,40%	0,20%	2,00%
X	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Y	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Tasa Retribución (2819/1998)	5,29%	5,81%	5,87%	7,76%
Tasa Retribución (325/2008)			8,17%	7,76%
Disponibilidad objetivo (2819/1998)	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%
K	1	1	1	1

Fuente: INE, MITyC

(*) A noviembre de 2009

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

En relación con la previsión de los costes de transporte insular y extrapeninsular para 2010, los cálculos se han realizado partiendo de la retribución establecida para 2008 y de la información remitida sobre las instalaciones puestas en servicio en 2008 y 2009, así como de la inversión en despachos de maniobras en 2007, 2008 y 2009. No obstante, tal y como esta Comisión ha manifestado en análogos Informes de anteriores ejercicios, se desconocen los criterios utilizados en su momento para la determinación de la retribución de tales anteriores ejercicios. En todo caso, y al igual que para el sistema peninsular, la retribución definitiva para 2010 no podrá ser calculada hasta que se disponga de las auditorias de inversiones relativas a las instalaciones puestas en servicio en 2009.

Cabe destacar que, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, en los cálculos realizados se han tenido en cuenta los costes de operación y mantenimiento desde la fecha de

puesta en servicio de las instalaciones de 2009, dado que a la fecha de realización del presente Informe se conoce, con carácter cierto para la mayoría de las instalaciones y con carácter muy aproximado para el resto, dichas fechas de puesta en servicio. Sin embargo, no se han considerado para su retribución las instalaciones que está previsto poner en servicio en el propio ejercicio tarifario de 2010, dado que, como esta Comisión ya ha manifestado en anteriores Informes de la misma naturaleza, es preciso instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la información declarada por las empresas transportistas. Dicha instrumentación que debe pasar necesariamente, como fuente imprescindible de contraste, por la previa aprobación y publicación en el B.O.E. del Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica para dicho ejercicio 2010.

Por otra parte, el Real Decreto 325/2008 establece en su disposición adicional cuarta que se aplicará una bonificación o penalización en concepto de incentivo global a la disponibilidad que será definido por Orden Ministerial. A la fecha de elaboración del presente Informe, no se ha aprobado la citada Orden, por lo que el incentivo por disponibilidad ha sido calculado de acuerdo con la formulación establecida en el Real Decreto 2819/1998, tal y como se realizó en ejercicios años anteriores. Adicionalmente, se ha aplicado, de acuerdo con lo establecido en la referida disposición adicional cuarta, la limitación del incentivo al ± 2 por ciento de los ingresos anuales de la empresa transportista en concepto de retribución por costes de inversión. Al respecto, es preciso señalar que no se conoce qué proporción de la retribución correspondiente a las instalaciones puestas en servicio hasta 1998, corresponde a la retribución por costes de inversión. Con objeto de determinar este valor, se ha calculado dicho porcentaje para las instalaciones, de cada empresa titular, puestas en servicio a partir de 1999, aplicando el mismo al total de los costes acreditados de cada empresa. Así mismo, es preciso señalar que la información relativa a la disponibilidad de las instalaciones utilizada para el cálculo de dicho incentivo ha sido la remitida por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, y abarca únicamente el periodo de enero a julio de 2009, por lo que, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales. Su cálculo definitivo no podrá ser realizado hasta en tanto no se disponga de la información debidamente auditada correspondiente a todo el ejercicio 2009.

Disponibilidad (periodo ENERO-JULIO 2009)		
	II (%)	Dr (%)
REE	1,79%	98,21%
IB	--	--
UEF	2,23%	97,77%
HC	0,10%	99,90%
ENDESA	0,01%	99,99%

Fuente: REE

4 COSTE DE DISTRIBUCIÓN

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

Por su parte, los costes previstos para 2010 correspondientes a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes que figura en la propuesta de Orden de Tarifas para 2010 que se informa, se corresponden con los importes contenidos en el “Informe y Propuesta de retribución de la actividad de distribución para 2010. Distribuidores con menos de 100.000 clientes” aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 3 de diciembre de 2009.

No obstante, desde la fecha de emisión de dicho Informe se han recibido los datos necesarios para calcular la retribución de siete nuevas empresas distribuidoras, por lo que el importe que debe figurar en el apartado 3 del artículo 2 de la Orden que finalmente se apruebe debería ascender a **350.629,692 miles de euros**. Los cálculos realizados para dichas siete nuevas empresas distribuidoras se adjuntan como Anexo IV al presente informe y son los siguientes:

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

5 COSTE DE GESTIÓN DE ATR

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

6 COSTE DEL PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

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

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

Sin embargo, en la propuesta de Orden se establece que la cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de acción 2008-2010, no excederá para el año 2010 de

308.900 miles de euros. Esta cuantía es superior en 33.000 miles de euros respecto a los recursos medios anuales aprobados en el Plan de Acción 2008-2010.

7 COSTE DE LOS SERVICIOS DE INTERRUMPIBILIDAD

El 3 de agosto de 2007 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 lo establecido en el artículo 19 de la citada Orden, el Operador del Sistema debe remitir a la CNE antes del 10 de noviembre de cada año información relativa a los contratos en vigor para el periodo comprendido entre el 1 de noviembre del año en curso y el 31 de octubre del año siguiente.

El pasado agosto, el Operador del Sistema emitió el informe sobre el grado de cumplimiento de los contratos de prestación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, contemplando el periodo 1 de noviembre de 2008 a 31 de julio de 2009.

En dicho informe se analiza el grado de cumplimiento para dicho periodo de los contratos de interrumpibilidad de los proveedores del servicio. Sin embargo, no se estima el descuento por interrumpibilidad que se aplica a estos consumidores.

La CNE ha estimado el coste a imputar en el escandallo de costes por servicios de interrumpibilidad de los clientes en el mercado para el año 2009 y para el año 2010. También se ha analizado cuál es el coste de los consumidores que se encuentran acogidos al servicio de interrumpibilidad pero que no cumplen requisitos para prestar el mismo.

Coste por servicios de interrumpibilidad para el año 2009

Para calcular el coste por servicios de interrumpibilidad de los clientes en el mercado para el año 2009, de acuerdo a la Orden ITC/2370/2007, se han seguido los pasos que se detallan a continuación:

- 1º Se ha estimado el consumo por periodos de cada consumidor para el año 2009, de acuerdo a las curvas de carga remitidas por el OS, el consumo de la BBDD SINCRO y las previsiones de crecimiento realizadas por la CNE.
Para ello se han consultado los consumos de SINCRO, incluyendo la DT11, para dos periodos: (1) jul-08 a dic-08 y (2) ene-09 a jun-09. Posteriormente se ha trasladado el consumo de (1) al mismo periodo del año 2009, de acuerdo a las previsiones estimadas por la CNE de crecimiento por NT. Para distribuir el consumo de 2009 por periodos se han utilizado las curvas de carga de cada consumidor, remitidas por REE. Para los consumidores cuya curva de carga no ha sido remitida por REE, se ha aplicado la tipo de su NT.
- 2º Para calcular la retribución anual del servicio de interrumpibilidad se ha aplicado el precio medio de la energía establecido mediante resoluciones ministeriales: 62,97 €/MWh, 38,37 €/MWh, 41,18 €/MWh y 43,25 €/MWh para primer, segundo, tercer y cuarto trimestre de 2009 respectivamente. Por lo tanto, el precio medio de la energía aplicado para el cálculo del coste de los servicios de interrumpibilidad en el año 2009 ha sido de 46,44 €/MWh.
- 3º Se ha comprobado y actualizado las potencias en consumo y máximas por periodo vigentes de cada consumidor acogido al servicio de interrumpibilidad. Para ello se ha consultando las resoluciones ministeriales.

A continuación se muestra la estimación el coste por servicios de interrumpibilidad de los clientes en el mercado para el año 2009, de acuerdo a la Orden ITC/2370/2007. El coste estimado para el año 2009 asciende a 493 millones de euros.

Cuadro 5: (A) Coste del servicio de interrumpibilidad. Año 2009

Nivel de Tensión	Nº Clientes	Energía (MWh)		Descuento por interrumpibilidad (€)	Precio medio descontado (€/MWh)	
		en b.c.	consumida		energía demandada	energía b.c.
1	42	2.643.652	2.497.660	44.940.724	17,99	17,00
2	50	5.640.483	5.417.892	95.111.527	17,56	16,86
3	37	4.719.204	4.587.260	86.585.353	18,88	18,35
4	38	16.205.986	15.961.947	266.448.949	16,69	16,44
TOTAL	167	29.209.325	28.464.759	493.086.553	17,32	16,88

Fuente: CNE

Adicionalmente se ha calculado la penalización o devolución económica de los clientes acogidos al servicio de interrumpibilidad y que lo han incumplido.

Incumplimiento de órdenes de interrumpibilidad

En cumplimiento de la disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009, Red Eléctrica, en su condición de Operador del Sistema, emitió una serie de órdenes de reducción de potencia tipo 3 los días 9, 10, 11, 12, 16, 17, 18, 19, 23 y 24 de febrero, 29 y 30 de junio y 2, 3, 6, 7, 8, 9 y 10 de julio de 2009 a los proveedores del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

De acuerdo al artículo 8 de la Orden ITC/2370/2007, sobre repercusiones del incumplimiento de una orden de reducción de potencia, el incumplimiento de una orden en doce meses lleva asociada una penalización del 120% de la retribución por el servicio de interrumpibilidad. En el caso de producirse más de un incumplimiento, la penalización equivale al máximo que resulte de comparar el doble de la retribución correspondiente al último mes percibido y el doble de la retribución recibida desde el último incumplimiento.

De esta forma, se ha calculado que los dos clientes que han incumplido dos órdenes de interrumpibilidad (B) deberían devolver 2,4 M€.

Por otro lado, nueve clientes han incumplido una orden de interrumpibilidad (C), y su penalización asciende a 17,7 M€.

Incumplimiento de los requisitos para la prestación de los servicios de interrumpibilidad

El análisis del cumplimiento de las condiciones para la prestación del servicio se ha realizado de acuerdo a la información remitida por el OS, para el periodo 1 de noviembre a 31 de julio de 2009. Si bien, de acuerdo con la normativa en vigor, dicho cumplimiento se exige para el consumo de los proveedores durante el total de la temporada eléctrica, es decir, de 1 de noviembre 2008 hasta el 31 de octubre de 2009. Dada la coyuntura económica actual no permite depositar una elevada fiabilidad en las previsiones de consumo de los diferentes proveedores del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad lo cual implica una dificultad añadida a la hora de valorar las posibilidades de cumplimiento del contrato al fin de la temporada eléctrica 2008/2009.

Los requisitos necesarios para la prestación del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad quedan recogidos en el artículo 9 de 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. Además de los requisitos estructurales y los relativos al régimen de contratación en el mercado, aquellos que afectan al perfil de consumo y por tanto objeto de análisis en este informe son:

- **Potencia mínima ofertada.** La potencia interrumpible debe resultar no inferior a un determinado valor, denominado Potencia ofertada (Pof), en todos los periodos tarifarios, para todos los tipos de órdenes de reducción. Este valor se fija en 5 MW para los proveedores en el sistema peninsular. En los sistemas insulares este valor es menor y varía según el sistema, según lo dispuesto en la disposición adicional primera de la misma Orden ITC. En concreto para los proveedores en estudio de los distintos sistemas baleares y canarios este valor se establece en 0,8 MW.
- **Consumo mínimo en valle.** El consumo en periodo tarifario 6 debe ser igual o superior al 55% del consumo anual total.

Para el periodo considerado, se ha identificado 43 proveedores del servicio que han materializado incumplimiento en alguno de los periodos tarifarios (D) en los que ya se ha cubierto el 100% de las horas en la temporada eléctrica 2008/2009 (Periodo 1 y 2 en el sistema peninsular y 5 en el sistema canario). El coste del servicio de interrumpibilidad de estos clientes asciende a 101,2 M€. Por otro lado, 52 proveedores, no ofertan el mínimo de potencia en algún otro periodo o bien no alcanzan un 55% de consumo en el periodo tarifario 6 en el periodo de estudio. Por lo tanto, los incumplimientos de estos consumidores son provisionales y no indican un incumplimiento del contrato de interrumpibilidad, sino un incumplimiento durante el periodo en estudio que será posible recuperar, en algunas ocasiones, antes del fin del contrato anual, es decir, entre el 1 de agosto de 2008 y el 31 de octubre de 2009.). El coste del servicio de interrumpibilidad de estos clientes asciende a 141,7 M€.

Cuadro 6: (A) Penalizaciones y devoluciones por incumplimientos del servicio de interrumpibilidad.

Año 2009

CLIENTES	Nº Clientes	Energía (MWh)		Penalización o devolución por incumplimiento (€)	
		en b.c.	consumida		
Incumplimiento órdenes interrumpibilidad	(B) Clientes que han incumplido dos órdenes de interrumpibilidad	2	98.232	93.529	2.431.094
	(C) Clientes que han incumplido una orden de interrumpibilidad	9	848.173	819.776	17.732.646
Incumplimiento consumo en valle o potencia ofertada	(D) Clientes que han materializado incumplimiento de consumo en valle superior al 55% o potencia ofertada superior a 5 MW (o 0,8 MW)	43	6.121.766	5.947.478	101.190.994
	(E) Clientes que provisionalmente incumplen consumo en valle superior al 55% o potencia ofertada superior a 5 MW (o 0,8 MW)	52	9.433.182	9.208.425	141.650.875
Escenarios	(B) y (C) Clientes que exclusivamente han incumplido órdenes de interrumpibilidad	11	946.405	913.305	20.163.740
	(B), (C) y (D) Clientes que han incumplido. Escenario REE.	95	7.068.171	6.860.783	111.975.231
	(B), (C), (D) y (E) Clientes que han incumplido y que probablemente incumplan al finalizar la temporada eléctrica	106	16.501.353	16.069.208	246.683.230

Fuente: CNE

Coste del servicio de interrumpibilidad a imputar en el escandallo de costes de 2009

Por último se ha calculado el coste del servicio de interrumpibilidad para el año 2009 bajo las diferentes hipótesis comentadas anteriormente.

El coste por el servicio de interrumpibilidad sin incluir ningún tipo de penalización o reintegro por incumplimiento de los requisitos del servicio asciende 490,7 M€.

En el caso de excluir los consumidores que incumplieron órdenes de interrumpibilidad, el coste del servicio ascendería a 472,9 M€.

En el caso de excluir a todos los consumidores que han incumplido algún requisito del servicio de interrumpibilidad (consumo o potencia) o alguna orden de interrumpibilidad, el coste del servicio ascendería a 381,1 M€.

Y por último, en caso de excluir a todos los consumidores que han incumplido alguno de los requisitos (consumo o potencia) definitivamente o provisionalmente, así como los que han

incumplido las órdenes de interrumpibilidad, el coste a imputar en el escandallo de costes de 2009 sería de 246,4 M€.

Cuadro 7: Escenarios de costes del servicio de interrumpibilidad. Año 2009

CLIENTES		Nº Clientes	Energía (MWh)		Coste a imputar en el escandallo de costes 2009 (€)
			en b.c.	consumida	
Incumplimiento órdenes interrumpibilidad	(B) Clientes que han incumplido dos órdenes de interrumpibilidad	2	98.232	93.529	490.655.459
	(C) Clientes que han incumplido una orden de interrumpibilidad	9	848.173	819.776	475.353.907
Incumplimiento consumo en valle o potencia ofertada	(D) Clientes que han materializado incumplimiento de consumo en valle superior al 55% o potencia ofertada superior a 5 MW (o 0,8 MW)	43	6.121.766	5.947.478	391.895.559
	(E) Clientes que provisionalmente incumplen consumo en valle superior al 55% o potencia ofertada superior a 5 MW (o 0,8 MW)	52	9.433.182	9.208.425	351.435.677
Escenarios	(A) Coste del servicio de interrumpibilidad sin considerar ningún incumplimiento. Total de clientes.	167	29.209.325	28.464.759	493.086.553
	(B) y (C) Clientes que exclusivamente han incumplido órdenes de interrumpibilidad	11	946.405	913.305	472.922.813
	(B), (C) y (D) Clientes que han incumplido. Escenario REE.	95	7.068.171	6.860.783	381.111.322
	(B), (C), (D) y (E) Clientes que han incumplido y que probablemente incumplan al finalizar la temporada eléctrica	106	16.501.353	16.069.208	246.403.323

Fuente: CNE

Coste por servicios de interrumpibilidad para el año 2010

Para calcular el coste a imputar en el escandallo de costes por servicios de interrumpibilidad de los clientes en el mercado para el año 2009, de acuerdo a la Orden ITC/2370/2007, se han seguido los pasos que se detallan a continuación:

- 1º Se ha estimado el consumo por periodos de cada consumidor para el año 2010. Para ello se ha aplicado las estimaciones de crecimiento por NT realizadas por la CNE para el año 2010 respecto a la previsión de consumo de cada cliente para el año 2009.
- 2º Teniendo en cuenta el precio de la energía en las subastas CESUR, en OMEL y OMIP, se ha estimado en 40,37 €/MWh el precio medio de la energía correspondiente al año 2010, necesario para calcular la retribución anual del servicio de interrumpibilidad.
- 3º En el cálculo del coste de interrumpibilidad se ha considerado las potencias en consumo y máximas por periodo vigentes en octubre de 2009.

A continuación se muestra la estimación el coste por servicios de interrumpibilidad de los clientes en el mercado para el año 2010, de acuerdo a la Orden ITC/2370/2007. El coste estimado para el año 2010 asciende a 430 millones de euros.

Cuadro 8: Coste del servicio de interrumpibilidad con precio medio de la energía estimado por la CNE. Año 2010

Nivel de Tensión	Nº Clientes	Energía (MWh)		Descuento por interrumpibilidad (€)	Precio medio (€/MWh)	
		en b.c.	consumida		energía demandada	energía b.c.
1	42	2.630.433	2.485.171	38.958.185	15,68	14,81
2	50	5.584.078	5.363.713	83.064.259	15,49	14,88
3	37	4.672.012	4.541.387	76.882.754	16,93	16,46
4	38	16.043.926	15.802.328	231.122.481	14,63	14,41
TOTAL	167	28.930.450	28.192.599	430.027.679	15,25	14,86

Fuente: CNE

En la propuesta de orden se prevé que el coste por el servicio de interrumpibilidad para 2010 sea de 450 millones de euros, frente a los 430 millones de euros estimados por la CNE.

Esta diferencia de 20 millones de euros quizás se deba a la previsión en el precio medio de la energía correspondiente al año 2010 realizada por el MITYC.

La CNE ha estimado dicho precio para 2010 en 40,37 €/MWh. En caso de considerar para 2010 un precio similar al precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de interrumpibilidad para el cuarto trimestre de 2009 (43,25 €/MWh), la CNE estima que el coste por el servicio de interrumpibilidad para 2010 ascendería a 459 M€, valor más cercano al previsto por el MITYC.

Cuadro 9: Coste del servicio de interrumpibilidad con precio medio de la energía similar al del cuarto trimestre de 2009. Año 2010

Nivel de Tensión	Nº Clientes	Energía (MWh)		Descuento por interrumpibilidad (€)	Precio medio descontado (€/MWh)	
		en b.c.	consumida		energía demandada	energía b.c.
1	42	2.630.433	2.485.171	41.737.466	16,79	15,87
2	50	5.584.078	5.363.713	88.507.543	16,50	15,85
3	37	4.672.012	4.541.387	81.815.231	18,02	17,51
4	38	16.043.926	15.802.328	247.130.746	15,64	15,40
TOTAL	167	28.930.450	28.192.599	459.190.986	16,29	15,87

8 COSTES PERMANENTES

8.1 Compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares

A continuación se presenta la evolución efectiva (enero –agosto) y prevista (septiembre – diciembre) de la producción y coste de energía eléctrica en el conjunto de los SEIE hasta finales de 2009 (tabla 1) y previsión para el ejercicio 2010 (tabla 2); además, se muestra la evolución de la producción y costes a partir de 2006 en la tabla 3.

Las tablas recogen los datos de producción medida por REE y prevista por la CNE y los cálculos de costes desglosados en costes variables y costes fijos. En el caso de las previsiones la CNE ha teniendo en cuenta los informes elaborados por tal fin por REE, como Operador del Sistema en los SEIE, y por ENDESA, como propietario de los grupos de generación en régimen ordinario en los territorios extrapeninsulares. Cabe señalar que la previsión del precio de mercado diario aplicado ha sido el 39,21€/MWh en los cálculos del coste previsto a partir de septiembre de 2009 y 40,37€/MWh para todo el año 2010. En ambos casos se incrementa el precio del mercado diario en 2,62€/MWh para tener en cuenta los costes previstos de los servicios complementarios, mismo precio que el registrado en 2008.

Como se muestra en las tablas, el coste total de generación en los SEIE para el ejercicio de 2009 previsiblemente alcanzará la suma de **2.041,28 millones de euros**, mientras la previsión de los costes totales para el año 2010 es de **1.934,59 millones de euros**. En 2009 y 2010 la producción en régimen ordinario prevista en los SEIE se reduce en un 5,3% y un 4,68%, respectivamente, con respecto al año anterior, como consecuencia de la contracción de la demanda y el incremento de producción del régimen especial.

De acuerdo con la disposición adicional primera del **Real Decreto-Ley 6/2009⁴** las compensaciones a los SEIE correrán a cargo de los Presupuestos Generales del Estado (PGE) a partir de 2009 progresivamente, hasta llegar a ser financiadas en un 100% por el PGE en 2013. El total previsto en los PGE de 2010 para 2009 es de **256,4 millones de euros**. El importe previsto a imputar a PGE para 2010 corresponde al 34% de la compensación total prevista.

Resumen 2009	millones euros
Compensación total prevista.	1.398,08
Compensación imputable a PGE (remanente 2009)	256,40
Compensación imputable al sector eléctrico	1.141,68
Resumen 2010	millones euros
Compensación total prevista	1.359,46
Compensación imputable a PGE	462,22
Compensación imputable al sector eléctrico	897,24

Debido a que el RD-Ley 6/2009 determinó la financiación del extracoste de los SEIE en un 17% después de la aprobación de las tarifas vigentes a lo largo del ejercicio de 2009, y que previsiblemente la recaudación de los consumidores finales sea ligeramente inferior a la compensación prevista para 2009, se generaría un superávit de una cantidad similar a la que los PGE atribuyen a 2009. En su informe la CNE preveía imputar dicho superávit a las compensaciones de los SEIE en 2010.

En cambio, la propuesta de Orden establece en su disposición adicional primera que dicho superávit pasará a reducir el déficit tarifario del sistema eléctrico⁵. Por tanto, a las compensaciones del año 2010 no se debe imputar ningún remanente del año 2009, por lo que tan sólo habrá que tener en cuenta que en dicho año el 34% (462.22 millones de euros) de las compensaciones totales correrán a cargo de los PGE, conforme al Real Decreto-Ley 6/2009.

Por lo tanto, la compensación imputable al sector eléctrico debe ser de **897,24 millones de euros**.

⁴ “Las compensaciones por los extracostes de generación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares a que se refiere el artículo 12.3 de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico [es decir, costes permanentes] serán financiadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. A estos efectos, los extracostes correspondientes a cada año serán incorporados en la Ley de Presupuestos Generales del año posterior.

No obstante, el extracoste del año 2009 se compensará en un 17%; el del año 2010, en un 34%; el del año 2011, en un 51%; el del 2012 en un 75% y el de los ejercicios siguientes en un 100%. El resto, no recogido en los Presupuestos Generales del Estado, incluidas, en su caso, las desviaciones de los años 2009 al 2012, será financiado a través de los peajes de acceso y será considerado coste permanente del sistema.”

⁵ DA 1ª de la Orden propuesta dice que “Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía destinada a la compensación extrapeninsular de 2009, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2009 y por tanto reducirán el déficit de ingresos de dicho año.”

Tabla 1: Liquidación – compensación de generación en régimen ordinario en los SEIE, 2009

LIQUIDACIÓN R.O. SEIE															
Año 2009		Liquidación - compensación mensual real y prevista, 2009										Evolución 2009		Previsión compensación	
		Producción medida y prevista (GWh)	Coste de generación real y previsto				Precio horario previsto + SS.CC. (€/MWh)	Precio final mensual de todas u. adquisición (€/MWh)	Coste de generación a precio peninsular (M€)	Liquidación de REE (M€)	Compen- sación real y prevista (M€)	Recaudación mensual CNE a cuenta hasta agosto (M€)	Imputación PGE 2009 (M€)	Imputación sector eléctrico (M€)	
			Coste real y previsto unitario (€/MWh)	Coste var. real y previsto (M€)	Coste fijo real y previsto (M€)	Coste total real y previsto (M€)									
datos reales	enero	1.252,24	166,11	169,15	38,86	208,01		55,42		71,24	136,77	107,31	25,08	111,69	
	febrero	1.105,92	153,46	133,33	36,39	169,72		46,71		53,46	116,26	122,64	21,32	94,94	
	marzo	1.181,14	155,07	150,28	32,89	183,16		42,18		51,79	131,37	126,67	24,09	107,28	
	abril	1.064,06	153,64	129,10	34,38	163,48		40,43		43,93	119,55	117,22	21,92	97,62	
	mayo	1.129,22	154,94	138,51	36,45	174,96		40,15		46,06	128,90	101,47	23,64	105,26	
	junio	1.135,14	152,08	137,37	35,25	172,62		40,24		46,09	126,54	93,15	23,21	103,33	
	julio	1.387,04	154,26	171,67	42,29	213,96		41,93		74,44	139,52	97,85	25,59	113,93	
	agosto	1.383,84	115,00	114,84	44,30	159,13		38,13		73,59	85,54	112,91	15,69	69,85	
TOTAL ene-ago		9.638,60	149,92	1.144,24	300,80	1.445,04	-	-		460,59	984,45	879,23	180,54	803,91	
previsión (REE+CNE)	septiembre	1.147,26	132,57	97,61	54,49	152,10	41,83	38,19	47,99		104,11		19,09	85,01	
	octubre	1.083,51	138,00	98,06	51,46	149,52	41,83		45,32		104,20		19,11	85,09	
	noviembre	1.016,91	140,83	94,92	48,30	143,21	41,83		42,54		100,68		18,46	82,21	
	diciembre	1.117,88	135,44	98,31	53,09	151,41	41,83		46,76		104,65		19,19	85,46	
	TOTAL sept-dic		4.365,56	136,58	388,90	207,34	596,24	-	-	182,61	-	413,63		75,86	337,77
TOTAL		14.004,16	145,76	1.533,14	508,14	2.041,28	-	-	643,20		1.398,08	-	256,40	1.141,68	

Fuente: CNE y REE

Tabla 2. : Liquidación – compensación de generación en régimen ordinario en los SEIE, 2010 previsión

LIQUIDACIÓN SEIE R.O. PREVISIÓN PARA 2010										
Año 2010	Previsión cuota extrapeninsular 2010							Previsión compensac. definitiva		
	Producción prevista (GWh)	Coste de generación previsto				Precio horario previsto más SS.CC.	Coste de generación a precio peninsular (M€)	Compensación prevista (M€)	Imputación PGE (34%) (M€)	Imputación sector eléctrico (M€)
		Coste unitario de generación (€/MWh)	Coste variable previsto (M€)	Coste fijo previsto (M€)	Coste total previsto (M€)					
enero	1.081,18	145,99	108,66	49,18	157,84	42,99	46,48	111,36	37,86	73,49
febrero	987,83	150,28	99,28	49,18	148,46	42,99	42,47	105,99	36,04	69,95
marzo	1.065,97	146,63	107,13	49,18	156,31	42,99	45,83	110,48	37,56	72,92
abril	995,53	149,90	100,05	49,18	149,23	42,99	42,80	106,43	36,19	70,24
mayo	1.044,50	147,58	104,97	49,18	154,15	42,99	44,91	109,25	37,14	72,10
junio	1.105,41	144,99	111,09	49,18	160,27	42,99	47,52	112,75	38,33	74,41
julio	1.277,07	139,01	128,35	49,18	177,52	42,99	54,90	122,62	41,69	80,93
agosto	1.321,56	137,71	132,82	49,18	182,00	42,99	56,82	125,18	42,56	82,62
septiembre	1.195,93	141,62	120,19	49,18	169,37	42,99	51,42	117,95	40,10	77,85
octubre	1.131,18	143,98	113,68	49,18	162,86	42,99	48,63	114,23	38,84	75,39
noviembre	1.049,50	147,36	105,48	49,18	154,65	42,99	45,12	109,53	37,24	72,29
diciembre	1.121,94	144,33	112,76	49,18	161,93	42,99	48,23	113,70	38,66	75,04
	13.377,60	144,61	1.344,45	590,14	1.934,59	-	575,13	1.359,46	462,22	897,24

Fuente: CNE, REE y ENDESA

Tabla 3.: Evolución y previsión de la producción de energía eléctrica y costes en los SEIE, 2006-2010

Evolución y previsión de la producción de energía eléctrica y coste en los SEIE, 2006-2010								
	Producción (GWh)	Variación interanual (%)	Coste de generación (M€)	Otros costes (M€)	Coste generación total (M€)	Coste unit. (€/MWh)	Imputación PGE (M€)	Coste imputado al sector eléctrico (M€)
2006	14.368,93		1.893,25	115,54	2.008,79	139,80		
2007	14.821,71	3,05%	2.006,04	160,34	2.166,38	146,16		
2008	14.746,15	-0,51%	2.427,49	246,56	2.674,05	181,34		
2009 previsión	14.004,16	-5,30%	2.041,28		2.041,28	145,76	256,40	1.141,68
2010 previsión	13.377,60	-4,68%	1.934,59		1.934,59	144,61	462,22	897,24

Fuente: CNE, REE y ENDESA

8.2 Retribución del Operador del Sistema

En el Anexo V de este informe se puede encontrar un análisis exhaustivo de la retribución del operador del sistema. A continuación se presenta las conclusiones del mismo.

[...]

[...]

La propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial asigna una retribución al Operador del Sistema de 38.267 miles de euros.

Esta Comisión considera oportuno realizar 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 mejorada.

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

8.3 Retribución del Operador del Mercado

En el Anexo VI de este informe se puede encontrar un análisis exhaustivo de la retribución del operador del mercado. A continuación se presenta las conclusiones del mismo.

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

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 15,90 €/MW a todas las instalaciones de régimen ordinario y especial que actúan en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, con potencia neta o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW, previstas para 2010, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 12.645 Miles de €. Esta cantidad estimada resulta superior a la establecida en la propuesta de 12.578 Miles de €, por lo que podría resultar una diferencia positiva que tendría la consideración de ingreso liquidable a incluir en las liquidaciones de la CNE.

Cabe resaltar que la retribución de 12.578 miles de euros para 2010 de la propuesta de orden es un 16,97% superior a la del año 2009, sin que haya ningún motivo justificado ante esta CNE para dicho aumento.

Esta Comisión considera que en el caso de que dicha Compañía obtenga nuevas funciones de acuerdo con el desarrollo de Mercado Ibérico, se analizarán las necesidades retributivas y su financiación y, dicha información fuera facilitada a esta Comisión. [...]

[...]

8.4 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.

Por su parte, la disposición adicional décima del Real Decreto 485/2009, establece en 0,185% 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 a partir de la entrada en vigor del citado Real Decreto.

En relación con la tasa a aplicar a la facturación a tarifa integral hasta la entrada en vigor del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009, la disposición transitoria séptima de la Orden ITC/3801/2008 establece en 0,069% la cuota a aplicar para la financiación de la Comisión Nacional de Energía con cargo a las tarifas integrales. Dicha cuota es modificada por la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 485/2009 que establece en 0,062% la tasa a aplicar a la facturación por tarifa integral para la financiación de la Comisión Nacional de Energía hasta el 1 de julio de 2009.

La retribución de la Comisión Nacional de Energía correspondiente a 2009 asciende a 17.560 miles de euros y es el resultado de aplicar la tasa de 0,069% a la facturación por tarifa integral y la tasa de 0,201% a la facturación de acceso durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y 3 de abril de 2009. A partir del 4 de abril de 2009, fecha de entrada en vigor del Real Decreto 485/2009, se ha aplicado la tasa de 0,062% a la facturación por tarifa integral y la tasa de 0,185% a la facturación por tarifa de acceso.

La retribución correspondiente a la Comisión Nacional de Energía para 2010 se obtiene como resultado de aplicar la cuota de 0,185% a la facturación por tarifas de acceso del escenario de ingresos de la CNE considerados para dicho año, obteniéndose un valor de 23.237 miles de euros.

8.5 Plan de Viabilidad de ELCOGÁS

[...]

9 COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

9.1 Prima del Régimen Especial

El Cuadro 10 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 2009 y 2010, considerando el escenario de coste de generación descrito en el epígrafe anterior.

Cuadro 10. Previsión energía, potencia y retribución del Régimen Especial para el cierre de 2009 y 2010

		Previsión de cierre 2009			Previsión 2010		
Opción de venta	Tecnología	Potencia Instalada (MW)	Energía vertida (GWh)	Retribución total R.E. (Miles €)	Potencia Instalada (MW)	Energía vertida (GWh)	Retribución total R.E. (Miles €)
Venta a través de distribuidora	Cógeneración	2.838	8.151	956.651	2.028	7.861	922.612
	Solar	4.063	4.417	2.065.761	4.541	4.891	2.315.960
	Eólica	1.037	2.393	177.556	1.139	2.640	198.335
	Hidráulica	834	1.723	147.690	758	1.534	133.113
	Biomasa	226	861	101.511	205	1.039	123.930
	Residuos	174	429	27.296	111	356	22.669
	Tratamiento residuos	600	3.306	422.402	600	3.306	422.402
Total ventas a tarifa		9.771	21.280	3.898.866	9.381	21.626	4.139.021
Participación en el mercado de ventas y vía representante	Cógeneración	3.615	13.299	1.068.567	4.732	14.599	1.173.017
	Solar	230	232	72.473	500	543	171.529
	Eólica	16.239	31.789	2.589.631	17.841	35.071	2.892.701
	Hidráulica	1.250	3.200	257.929	1.407	3.579	292.080
	Biomasa	452	2.010	216.672	614	2.424	264.524
	Residuos	515	2.870	203.330	630	3.206	227.094
	Tratamiento residuos						
Total mercado		22.301	53.400	4.408.602	25.724	59.421	5.020.945
Total		32.072	74.680	8.307.468	35.105	81.047	9.159.966

Como información de detalle, en el Cuadro 11 se resumen la previsión de cierre 2009 y 2010 de energía y potencia del régimen especial correspondiente a los sistemas insulares y extrapeninsulares, desagregada por tipo de tecnología.

Cuadro 11. Previsión de cierre 2009 y 2010 de energía (GWh) y potencia (MW), desagregada por tecnología, en los SEIE.

Tecnología	Año 2009		Año 2010	
	Energía vertida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía vertida (GWh)	Potencia Instalada (MW)
Cógeneración	10	53	15	60
Solar	142	163	163	181
Eólica	691	275	1.265	480
Hidráulica	14	4	15	5
BioGas	37	14	48	18
Residuos	360	79	382	81
Total R.E. extrapeninsular	1.255	588	1.888	825

Nota: Estos datos ya están incluidos en el cuadro anterior puesto que aquel se refería al sistema español en su totalidad.

En el Cuadro 12 se recoge el importe de la prima equivalente prevista para el cierre de 2009 y 2010.

Cuadro 12. Previsión de la Prima del Régimen Especial para cierre de 2008 y 2009

Año	Ventas de Energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio mercado (c€/kWh)	Importe de la Prima equivalente (M€)
Previsión cierre 2009	74.680	8.307	3,921	5.379
Previsión año 2010	81.047	9.160	4,037	5.913

Fuente: CNE

Las previsiones anteriores se han realizado siguiendo los criterios que se enumeran a continuación.

Previsión de energía y potencia:

- 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 50 MW.
- 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 que toda la energía eólica nueva se vende en el mercado.
- Se considera una hidraulicidad media para los años 2009 y 2010.
- 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 2010 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 1,5%. 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 de régimen especial durante el año 2009 es de 39,21 €/MWh y para el año 2010 de 40,37 €/MWh
- El precio medio de mercado inicialmente previsto en el año 2009 era de 56,98 €/MWh, lo que origina una desviación al alza del importe de las primas sobre lo inicialmente previsto de 1.371 M€.
- 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.

9.2 Moratoria Nuclear

La estimación de tesorería para cubrir todas las necesidades del Fondo de la Moratoria nuclear estaría en un entorno de 84 millones de euros anuales, esto es, 21 millones de euros trimestrales, que deberían estar disponibles el día 26 de cada enero, abril, julio y octubre de cada año, para no tener que hacer uso de la línea de crédito que el ICO otorga al Fondo hasta octubre de 2015. La CNE ha considerado en concepto de coste de la Moratoria Nuclear el resultado de aplicar la cuota establecida en la propuesta de Orden sobre la previsión de ingresos para 2010 (12.560 M de €), resultando un coste de 100.233 miles de euros. En consecuencia, la cuota destinada a la Moratoria Nuclear sería suficiente para evitar la ejecución de los avales del Estado como resultado de activar las condiciones de ingresos mínimos.

No obstante, el coste de 100.233 miles de euros es inferior en 4.170 miles de euros a la de la contenida en la Memoria. Por lo tanto, se debería incluir en el escandallo de costes para 2010 el valor de 100.233 miles de euros en el escandallo de costes.

9.3 Segundo ciclo del combustible nuclear

Se han considerado en concepto el coste de la 2ª parte del ciclo de combustible nuclear, 126 miles de euros, como resultado de aplicar a la previsión de ingresos para 2010 el 0,001%, de acuerdo con la Disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el apartado 2 de la Disposición final novena de la Ley 11/2009, de 26 de octubre, por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario.

10 DÉFICIT DE ACTIVIDADES REGULADAS

10.1 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos anterior a 2003

El importe estimado de la anualidad en 2010, 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 201.235,16⁶ miles de euros. En la determinación de esta cifra se ha tenido en cuenta lo siguiente:

⁶ Este importe no incluye la parte correspondiente de los déficit extrapeninsulares.

- Para el cálculo del importe pendiente de cobro provisional a 31 de diciembre de 2009 se ha utilizado la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses del mes de noviembre de 2009 (esto es, 0,716%).
- 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 2009 (esto es, 0,716%).

En el Cuadro 13 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 13. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2000-2002 a imputar en la tarifa eléctrica 2010

Anualidad déficit anterior a 2003 (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	417.710,75
<i>Actualización del importe pendiente</i>	420.701,56
Euribor medio 3M nov 2009	0,716%
<i>Anualidad año 2009</i>	220.897
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	199.804,56
Euribor medio 3M nov 2009	0,716%
Anualidad provisional año 2010	201.235,16

Fuente: CNE y Resolución de 22 de mayo de 2009 de la DGPEYM

10.2 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2005

El importe estimado de la anualidad de 2010 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 310.379,17 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 2009 se ha utilizado la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses del mes de noviembre de 2008 (esto es, 4,297%).
- 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 2009, (0,726%).

En el Cuadro 14 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones correspondiente a 2005 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2010.

Cuadro 14. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 a imputar en la tarifa eléctrica 2009

Anualidad déficit anterior a 2005 (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	3.498.722,95
<i>Actualización del importe pendiente</i>	3.649.063,08
Euribor medio 3M 2008 (promedio nov 2008)	4,297%
<i>Anualidad año 2009</i>	379.051
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	3.270.012,05
Euribor medio 3M 2009 (promedio nov 2009)	0,726%
<i>Anualidad provisional año 2010</i>	310.379,17

Fuente: CNE y Resolución de 9 de marzo de 2009 de la DGPEYM

10.3 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2006

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, reconoce en la disposición adicional octava la existencia de un déficit en la liquidación de actividades reguladas correspondiente a 2006, cuyo valor base a 31 de diciembre, una vez deducido el importe correspondiente a la deducción de los derechos de emisión asignados gratuitamente, asciende a 2.279.940 miles de €.

Asimismo, en la citada disposición adicional se establece que este importe se recuperará a través de la tarifa eléctrica en un periodo de 15 años a contar a partir del 1 de enero de 2007. El importe pendiente de pago devengará intereses de actualización a partir del 31 de diciembre de 2006, siendo el tipo de interés a considerar el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior al importe a

La anualidad a imputar por este concepto en el escandallo de correspondiente a 2010, de acuerdo con lo establecido en la citada disposición, asciende a 171.210,08 miles de euros (véase Cuadro 15).

Cuadro 15. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2006

Anualidad déficit anterior a 2006 (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	2.082.719,65
<i>Actualización del importe pendiente</i>	2.172.214,11
Euribor medio 3M 2008 (promedio nov 2008)	4,297%
<i>Anualidad año 2009</i>	211.449
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	1.960.765,50
Euribor medio 3M 2008 (promedio nov 2009)	0,726%
<i>Anualidad provisional año 2010</i>	171.210,08

Fuente: CNE

10.4 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2007

El pasado 12 de junio de 2008 se celebró la segunda subasta del déficit reconocido ex ante, 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.

La cantidad adjudicada permitió financiar, en su totalidad, el déficit de ingresos correspondiente al ejercicio 2007 y parte del déficit correspondiente al ejercicio 2008, que ascendían a 1.244.435,92 miles de euros y 55.564,08 miles de euros, respectivamente, incluidos los intereses.

La anualidad a imputar en 2010 para financiar el déficit del ejercicio 2007, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, asciende a 94.573,50 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses de noviembre de 2009 (0,726%) más el diferencial que resultó de la subasta (véase Cuadro 16).

Cuadro 16. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit ex ante 2007

Anualidad déficit ex ante correspondiente a 2007 (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	1.214.281,60
<i>Actualización del importe pendiente</i>	1.274.352,11
Euribor 3M nov 2008 + diferencial	4,947%
<i>Anualidad año 2009</i>	119.537,94
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	1.154.814,17
Euribor 3M nov 2009 + diferencial	1,376%
Anualidad provisional año 2010	94.573,50

Fuente: CNE y Resolución de 9 de marzo de 2009 de la DGPEYM

10.5 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2008

El Real Decreto 1634/2007, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa a partir de 2007, reconoce ex ante la existencia de un déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2007 y en la Disposición transitoria octava establece que en tanto no se realice la subasta, la financiación del déficit se realizará de acuerdo con lo establecido en el artículo 24 del Real Decreto-Ley 5/2005 y que las cantidades aportadas serán devueltas una vez realizada la subasta, reconociéndose la retribución financiera resultante de aplicar el tipo de interés implícito en la subasta.

El Real Decreto 1767/2007, de 28 de diciembre, por el que se determinan los valores a aplicar en el año 2008 para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado, y desmantelamiento y clausura de instalaciones, prorroga en su Disposición adicional única el mecanismo establecido en el Real Decreto 1634/2007 de reconocimiento del déficit ex ante y su financiación mediante un mecanismo de subasta.

El pasado 21 de octubre de 2009 el Tribunal Supremo dictó una sentencia en la que se declaraba nula la citada Disposición adicional única del RD 1767/2007, por lo que a la fecha de elaboración del presente informe se desconoce si se devengará algún tipo de interés por las cantidades realmente financiadas durante 2008 y, en su caso, cuál será el tipo de interés.

No obstante lo anterior, el pasado día 3 de diciembre de 2009 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Real Decreto el que se establece el precio y las condiciones de cesión de los derechos de cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, se desarrollan las características del Activo y del Pasivo del Fondo y se regula la Comisión Interministerial que tendrá como finalidad velar por el correcto cumplimiento de las condiciones en que deben ejecutarse las tareas asignadas a la sociedad gestora del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico. En la Disposición el se considera necesario establecer en el propio Real Decreto, además del tipo de interés que se reconoce por el déficit financiado, la fecha a partir de la cual se comienzan a devengar intereses.

En virtud de lo anterior, durante 2009 se reconoció ex ante 3.900 M€ en sendas órdenes de tarifas (Orden ITC/3860/2007 y Orden ITC/1857/2008).

En la subasta del déficit reconocido ex ante celebrada el 12 de junio de 2008, se adjudicó un importe total de 1.300 millones de euros, a un diferencial de 65 puntos básicos. Como se ha comentado en el epígrafe anterior, esta cantidad fue suficiente para financiar la totalidad del déficit de ingresos correspondiente al ejercicio 2007 y parte del déficit correspondiente al ejercicio 2008. En particular, se financió 55.564,08 miles de euros, incluidos los intereses.

A continuación se estima separadamente el importe que habrá de considerarse en la tarifa 2010 para recuperar el déficit de actividades reguladas correspondiente a 2008, dadas las distintas condiciones de cálculo que aplican al déficit financiado con cargo a la subasta (en adelante déficit 2008 ex ante) y el resto del déficit del ejercicio (en adelante déficit 2008 ex post).

10.5.1 Anualidad del déficit 2008 ex ante

Aplicando las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, la anualidad que debe considerarse en 2010 correspondiente al déficit del ejercicio 2008 financiado con cargo a la subasta asciende a 4.222,71 miles de € (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit ex ante 2008

Anualidad déficit ex ante correspondiente a 2008 (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	54.217,66
<i>Actualización del importe pendiente</i>	56.899,81
Euribor 3M nov 2008 + diferencial	4,947%
<i>Anualidad año 2009</i>	5.337,37
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	51.562,44
Euribor 3M nov 2009 + diferencial	1,376%
<i>Anualidad provisional año 2010</i>	4.222,71

Fuente: CNE y Resolución de 9 de marzo de 2009 de la DGPEYM

10.5.2 Anualidad del déficit 2008 ex post

El pasado 18 de septiembre se remitió oficio al Secretario de Estado de Energía indicando que, aunque las liquidaciones no son definitivas, se podían determinar los déficit correspondientes a los años 2007 y 2008 y las diferencias, si las hubiere, entre los déficit provisionales calculados y los que resulten de las liquidaciones definitivas, se podían incorporar en la liquidación del ejercicio en curso, tal y como se había procedido con el déficit del ejercicio 2006.

En relación con el déficit provisional de las liquidaciones de las actividades reguladas correspondiente a 2008 se proponía el siguiente cálculo:

+ Déficit de actividades reguladas Liquidación 14	5.819.307
- Déficit adjudicado ex ante	-54.863
- Devolución Derechos CO2	-1.178.617
Déficit a a recuperar	4.585.828

Esta metodología de cálculo es análoga a la aplicada en la determinación del déficit correspondiente a 2006, es decir, no tiene en cuenta los intereses que se pudieran reconocer a las empresas por la financiación del déficit durante el ejercicio 2008.

A la fecha de elaboración del presente informe está en fase de informe por esta Comisión la propuesta de Real Decreto de Fondo de Titulación del Déficit del Sistema Eléctrico, por lo que se ha considerado la aplicación de la misma metodología que la considerada en la determinación del déficit correspondiente al ejercicio 2006 (último déficit ex post). Con estas hipótesis, el déficit correspondiente a 2008 a 31 de diciembre de 2008 ascendería a 4.204.580 miles de € (véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Déficit ex post 2008 a 31 de diciembre de 2008	
+ Déficit de actividades reguladas Liquidación 14	5.819.307
- Déficit adjudicado ex ante	-54.863
- Devolución Derechos CO2	-1.178.617
Déficit a a recuperar	4.585.828
Anualidad 2008	449.710
Intereses (Euribor 3M nov 2007)	68.462
Principal	381.247
Déficit a 31 de diciembre de 2008	4.204.580

La anualidad que deberá incorporarse en la tarifa 2010, suponiendo las mismas condiciones que las aplicadas en el déficit 2006, ascendería a 326.961,14 miles de € (véase Cuadro 19).

Cuadro 19. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit ex post 2008

Anualidad déficit ex post correspondiente a 2008 (miles de euros)	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	4.204.580,33
<i>Actualización del importe pendiente</i>	180.670,82
Euribor 3M nov 2008	4,297%
<i>Anualidad año 2009</i>	343.147,63
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	4.042.103,52
Euribor 3M nov 2009	0,726%
Anualidad provisional año 2010	326.961,14

Fuente: CNE

10.6 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2009

El artículo 1 del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social modifica la Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, con objeto de establecer límites al incremento del déficit y definir una senda para la progresiva suficiencia de los peajes de acceso.

En la citada Disposición se establece que en déficit de ingresos para el ejercicio 2009 no podrá superar 3.500 M€ y que en caso de que se produjera un déficit superior al previsto, dicho déficit deberá ser incorporado en la disposición que apruebe los peajes del periodo siguiente.

Con objeto de estimar el importe de la anualidad que debe imputarse en 2010 para recuperar el déficit de tarifas correspondiente a 2009 y, en su caso, el exceso sobre los 3.500 M€ que debería incorporarse en las tarifas de acceso del ejercicio 2010, se ha procedido a actualizar con la última información disponible los costes e ingresos regulados previstos para el cierre de 2009.

Costes regulados

Los costes que deben ser sufragados con cargo a los ingresos regulados son el coste de la energía de los clientes en régimen de tarifa integral, los costes de acceso y el coste derivado de los pagos por capacidad.

De acuerdo con el Informe sobre los resultados de la Liquidación provisional 10/2009 *el coste de la energía adquirida para los consumidores a tarifa integral* durante el primer semestre de 2009 ascendió a 3.072.697 miles de €, cifra inferior en aproximadamente un 26% respecto de la prevista en diciembre de 2008.

Como se ha visto en el epígrafe 2, el *coste derivado de los pagos por capacidad* estimado para el cierre de 2009 asciende a 452.330 miles de €.

Por último, en el Cuadro 20 se compara el escandallo de *costes de acceso* de la Orden ITC/3801/2008, por la que se establece la tarifa para el 2009 y las modificaciones introducidas por

la Orden ITC/1723/2009 y el Real Decreto-Ley 6/2009 con el escandallo de costes de acceso previsto por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2009.

Se observa que, de acuerdo con la última información disponible, los costes de acceso se han incrementado un 5,7% respecto de los previstos en diciembre de 2008. Este aumento se explica fundamentalmente por el aumento experimentado por las primas del régimen especial (1.370 M€), parcialmente compensado por una disminución significativa del coste del servicio de interrumpibilidad y la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de parte de la compensación extrapeninsular (256,4 M€).

Cuadro 20. Escandallo de costes de acceso previsto para el cierre de 2009

Costes de acceso (miles €)	Orden ITC/3801/2008 (Diciembre 2008) (A)	Orden ITC/3801/2008 + Orden ITC/17223/2009 (Junio 2008) (B)	Previsión cierre 2009 (Diciembre 2009) (C)	(C) - (A) (Miles de €)	Variación (C) sobre (A) (%)
Transporte (1)	1.292.971	1.292.971	1.292.971	0	0,0%
Distribución	5.071.838	5.071.838	5.002.032	-69.806	-1,4%
Gestión ATR	312.639	312.639	312.639	0	0,0%
Servicio de interrumpibilidad	750.000	750.000	381.111	-368.889	-49,2%
Costes permanentes	1.428.117	1.227.050	1.266.498	-161.619	-11,3%
Compensación extrapeninsulares (2) (3)	1.295.213	1.102.183	1.141.680	-153.533	-11,9%
Operador del Sistema	37.517	37.517	37.517	0	0,0%
Operador del Mercado	11.140	5.570	5.241	-5.899	-53,0%
CNE (2)	19.746	17.279	17.560	-2.186	-11,1%
ELCOGÁS	64.501	64.501	64.501	0	0,0%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	4.082.610	4.090.785	5.462.600	1.379.990	33,8%
Moratoria Nuclear (2)	3.000	15.209	15.607	12.607	420,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	71.047	67.013	67.993	-3.054	-4,3%
Prima del Régimen Especial	4.008.563	4.008.563	5.379.000	1.370.437	34,2%
Déficit de actividades reguladas	1.468.409	1.508.314	1.515.307	46.898	3,2%
Costes de acceso	14.406.584	14.253.597	15.233.159	826.575	5,7%

Fuente: CNE

Notas:

- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones.
- (2) Se obtienen como resultado de aplicar las cuotas establecidas en la Orden ITC/3801/2008 y Orden ITC/1723/2009, a los ingresos previstos para el cierre de 2009.
- (3) Se excluye el importe previsto a financiar con cargo a los Presupuestos Generales del Estado

Ingresos regulados

Los ingresos regulados son los ingresos por tarifas integrales, los ingresos por tarifas de acceso y los ingresos resultantes de los precios para la financiación de los pagos por capacidad.

De acuerdo con el Informe sobre los resultados de la Liquidación provisional 10/2009 los ingresos por facturación de clientes a *tarifa integral* durante el primer semestre de 2009 ascendieron a 7.194.262 miles de €.

En el siguiente cuadro se presentan los ingresos regulados correspondientes al año 2009 y se compara la previsión de los mismos en diciembre de 2008, resultado de facturar el escenario de demanda de la CNE a las *tarifas integrales* y a las *tarifas de acceso* de la Orden ITC/3801/2008, con la previsión de junio de 2009, resultado de aplicar los precios de la Orden ITC/1723/2009 durante el segundo semestre de 2009 y por último con la previsión de cierre de 2009.

Cuadro 21. Escenario CNE de ingresos regulados para el ejercicio 2009

	Orden ITC/3801/2008 (Diciembre 2008)	Orden ITC/3801/2008 + Orden ITC/1723/2009 (Junio 2009)	Previsión cierre 2009 (Diciembre 2009)
Ingresos regulados	14.115.031	14.393.613	14.740.392
<i>Ingresos tarifa integral (1)</i>	7.116.674	7.159.996	7.194.262
<i>Ingresos tarifas de acceso</i>	6.497.925	6.733.185	6.880.069
1er semestre	1.757.026	1.527.521	1.524.150
2º semestre	4.740.900	5.205.664	5.355.919
<i>Ingresos pagos por capacidad (2)</i>	500.432	500.432	666.061

Fuente: CNE

Notas:

- (1) Los ingresos por facturación de clientes a tarifa integral son los de la Liquidación 10/2009.
- (2) Los ingresos por pagos por capacidad previstos en 2008 se han calculado suponiendo que toda la baja tensión se podría acoger al suministro de último recurso.

En la estimación del déficit de actividades reguladas del año 2009, de acuerdo con la Disposición adicional primera de la propuesta de Orden, se ha tenido en cuenta el saldo disponible en la cuenta destinada al carbón autóctono, los saldos de la cuenta destinada a la compensación extrapeninsular⁷ y la devolución de los derechos de emisión correspondientes al ejercicio 2007 (43 M€) y una estimación de los derechos de emisión para 2009 (372 M€).

La devolución de los derechos de emisión correspondiente a 2007 se corresponde con la Resolución de la CNE de 18 de septiembre de 2009 y asciende a 43 Millones de euros. Debido a que a la fecha de elaboración del presente informe no se dispone de las certificaciones de las emisiones de CO₂ por instalación en el año 2009, se ha estimado en 372 Millones de euros la detracción correspondiente a ese año. Esta cifra resulta de considerar el procedimiento de cálculo establecido que el establecido para el año 2009 en la Orden ITC/1722/2009, de 26 de junio, por la que se regula, para el año 2008 y el primer semestre de 2009, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, teniendo en cuenta la cotización del derecho de CO₂ en el mercado durante el primer semestre de 2009 (12,55 €/t CO₂).

De acuerdo con la estimación de ingresos y costes realizada por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2009, el déficit de actividades reguladas, teniendo en cuenta los ingresos liquidables de acuerdo con la disposición adicional tercera de la propuesta de Orden (801,1 M€), ascendería a

⁷ El saldo de la cuenta se ha estimado como el coste previsto (1.398,1 M€) menos la previsión resultante de aplicar la cuota de la compensación extrapeninsular a la previsión de ingresos para 2009 (1.346,9 M€) menos la cuantía presupuestada en los PGE (256,4 M€).

3.216,0 M€, cifra inferior en 284,0 M€ al límite previsto en el Real Decreto-Ley 6/2009 para el ejercicio 2009, como muestra el Cuadro 22.

Cuadro 22. Previsión del déficit de actividades reguladas en el ejercicio 2009

	Previsión cierre 2009 (Diciembre 2009)
Previsión de demanda b.c. (GWh)	265.747
<i>Demanda en consumo</i>	242.692
<i>Pérdidas implícitas</i>	9,5%
Ingresos regulados (A)	14.740.392
<i>Ingresos tarifa integral (1)</i>	7.194.262
<i>Ingresos tarifas de acceso</i>	6.880.069
<i>Ingresos pagos por capacidad (2)</i>	666.061
Costes regulados (B)	18.757.584
<i>Coste de acceso</i>	15.233.159
<i>Pagos por capacidad</i>	452.330
<i>Coste energía clientes a tarifa</i>	3.072.095
Déficit de actividades reguladas (A) - (B)	-4.017.193
<i>Déficit de acceso</i>	-5.684.213
<i>Superávit pagos por capacidad</i>	213.731
<i>Superávit energía</i>	1.453.290
Límite RD-Ley 6/2009 (C)	3.500.000
Otros ingresos Liquidables (D)	801.187
<i>Devolución derechos CO₂</i>	414.965
<i>Compensación extrapeninsular</i>	206.419
<i>Carbón autóctono</i>	179.802
Exceso (-) / Defecto (+) respecto del límite (A) - (B) + (C) + (D)	283.995

Fuente: CNE

Notas:

- (1) Los ingresos por facturación de clientes a tarifa integral son los de la Liquidación 10/2009.
- (2) Los ingresos por pagos por capacidad previstos en 2008 se han calculado suponiendo que toda la baja tensión se podría acoger al suministro de último recurso.

En el cálculo de la anualidad a considerar en los costes de acceso de 2010 por el déficit correspondiente a 2009, se ha tenido en cuenta lo dispuesto en el artículo 2 de la propuesta de Real Decreto por el que se establece el precio y las condiciones de cesión de los derechos de cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

En primer lugar, la propuesta de Real Decreto reconoce unos derechos de cobro del déficit 2009 a 31 de diciembre de 2009 por un valor de 3.500 Millones de euros, por lo que la estimación de la anualidad a considerar en el año 2009 por el déficit 2009 se ha realizado considerando el importe de 3.500 Millones de euros.

En segundo lugar, se ha considerado el Euribor a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre de 2009 más un diferencial de 0,20 puntos porcentuales, suponiendo que se comienzan a devengar intereses a partir del 1 de enero de 2010.

El Cuadro 23 muestra la anualidad para el año 2010 resultante de considerar el importe reconocido de 3.500 Millones de euros en concepto de déficit del año 2009, considerando un diferencial de 0 puntos porcentuales sobre el Euribor a 3 meses de noviembre de 2009, según lo propuesto por la CNE en el informe sobre la citada propuesta de Real Decreto, así como la anualidad resultante de considerar un diferencial de 0,20 puntos porcentuales sobre dicho Euribor.

Cuadro 23. Cálculo de la anualidad para 2010 del déficit 2009 reconocido

Anualidad déficit correspondiente a 2009 (miles de euros)	Diferencial = 0 (Propuesta CNE)	Diferencial = 0,20 (Propuesta RD)
<i>Déficit a 31-12-09</i>	3.500.000,00	3.500.000,00
<i>Actualización del importe pendiente</i>	25.410,00	32.410,00
<i>Euribor 3M nov 2009 + diferencial</i>	0,726%	0,926%
Anualidad provisional año 2010	247.114,03	250.990,31

Fuente: CNE

Cabe señalar que en el escandallo de costes previsto para el año 2010 se ha considerado, por un principio de prudencia ante las incertidumbres existentes, la anualidad resultante de aplicar el Euribor de noviembre de 2009 (0,726%) a un importe de 3.500 Millones de euros en concepto de déficit del año 2009 que asciende a 247.114,03 miles de euros.

Por último, el Cuadro 24 muestra la anualidad para el año 2010 resultante de considerar el importe previsto en el cierre de 2009 por la CNE de 3.216 Millones de euros en concepto de déficit del año 2009, considerando un diferencial de 0 puntos porcentuales sobre el Euribor a 3 meses de noviembre de 2009, según lo propuesto por la CNE en el informe sobre la citada propuesta de Real Decreto, así como la anualidad resultante de considerar un diferencial de 0,20 puntos porcentuales sobre dicho Euribor.

Cuadro 24. Cálculo de la anualidad para 2010 del déficit 2009 previsto en el cierre de 2009

Anualidad déficit correspondiente a 2009 (miles de euros)	Diferencial = 0 (Propuesta CNE)	Diferencial = 0,20 (Propuesta RD)
<i>Déficit a 31-12-09</i>	3.216.005,42	3.216.005,42
<i>Actualización del importe pendiente</i>	23.348,20	29.780,21
Euribor 3M nov 2009 + diferencial	0,726%	0,926%
Anualidad provisional año 2010	227.062,87	230.624,63

Fuente: CNE

10.7 Anualidad correspondiente al déficit de ingresos 2010

El Real Decreto 6/2009 establece en su artículo 3.1 que el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico en 2010 no será superior a 3.000 Millones de euros.

Por su parte, la propuesta de Real Decreto por la que se establece el precio y las concesiones de cesión de los derechos de cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico determina que los derechos de cobro a que dé lugar la financiación de los déficit generados desde el 1 de enero de 2010 hasta el 31 de diciembre de 2012 se reconocerán con la categoría "Derechos de Cobro peninsular 2010-2012" y serán reconocidos cada año en la Orden Ministerial por la que se fijan las tarifas de acceso del año siguiente.

Puesto que la citada propuesta de Real Decreto no especifica el tipo de interés de actualización que devengarán los "derechos de cobro peninsular 2010", se ha considerado para el cálculo de la anualidad a incorporar en los costes de acceso 2010 correspondiente al déficit de ese año el Euribor a tres meses correspondiente al mes de noviembre de 2009.

Cuadro 25. Cálculo de la anualidad para 2010 del déficit 2010

Anualidad déficit correspondiente a 2010 (miles de euros)	
<i>Déficit a 31-12-09</i>	3.000.000,00
<i>Actualización del importe pendiente</i>	21.780,00
Euribor 3M nov 2009	0,726%
Anualidad provisional año 2010	211.812,03

Fuente: CNE

10.8 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 128.326,41 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 37.483,04 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 26).

Cuadro 26. Cálculo de la anualidad para 2010 del déficit extrapeninsular 2001-2005

Anualidad déficit extrapeninsular 2001-2005 (miles de euros)	
Déficit 2001-2002	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	264.327,14
<i>Actualización del importe pendiente</i>	267.686,74
Euribor medio 3M 2009 (a 30/11/2009)	1,271%
<i>Anualidad año 2009</i>	140.272,61
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	127.414,13
Euribor medio 3M Nov 2009	0,716%
<i>Anualidad año 2010</i>	128.326,41
Déficit 2003-2005	
<i>Importe definitivo pendiente de pago a 31-12-08</i>	471.988,14
<i>Actualización del importe pendiente</i>	477.987,11
Euribor medio 3M 2009 (a 30/11/2009)	1,271%
<i>Anualidad año 2009</i>	48.716,53
<i>Importe provisional pendiente de pago a 31-12-09</i>	429.270,58
Euribor medio 3M Nov 2009, Act 360	0,726%
<i>Anualidad año 2010</i>	37.483,04
Anualidad provisional año 2010	165.809,45

Fuente: CNE

10.9 Anualidad correspondiente al coste derivado de las revisiones del coste de generación extrapeninsular entre 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2008

La propuesta de Real Decreto por la que se establece el precio y las concesiones de cesión de los derechos de Cobro al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico establece los derechos de cobro extrapeninsulares para los años 2006, 2007 y 2008, actualizados a 31 de diciembre de 2008, en un valor de 745.594 miles de euros, 346.620 miles de euros y 467.228 miles de euros respectivamente. Dichos derechos de cobro se recuperarán en un plazo máximo de 15 años.

La citada propuesta de Real Decreto establece a su vez que el tipo de interés de actualización que devengarán los derechos de cobro Extrapeninsulares correspondientes a 2006, 2007 y 2008 será el Euribor a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre del año anterior a la fecha de actualización.

El Cuadro 27 muestra el cálculo de las anualidades para el año 2010 de los déficit extrapeninsulares correspondientes a 2006, 2007 y 2008, que ascienden a 54.903,92 miles de euros, 25.524,34 miles de euros y 34.405,65 miles de euros respectivamente.

Cuadro 27. Cálculo de la anualidad para 2010 del déficit extrapeninsular 2006-2008

Anualidad déficit extrapeninsular 2006-2008 (miles de euros)	2006	2007	2008
<i>Déficit a 31-12-08</i>	745.594	346.620	467.228
<i>Actualización del importe pendiente Euribor 3M nov 2008</i>	32.038,16 4,297%	14.894,25 4,297%	20.076,77 4,297%
<i>Déficit a 31-12-09</i>	777.632	361.514	487.304
<i>Actualización del importe pendiente Euribor 3M nov 2009</i>	5.645,61 0,726%	2.624,59 0,726%	3.537,83 0,726%
Anualidad provisional año 2010	54.903,92	25.524,34	34.405,65

Fuente: CNE

11 ESCANDALLOS DE COSTES DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2009 Y 2010

En Cuadro 28 se presentan los escandallos de costes de acceso previstos por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2009 y 2010.

Cuadro 28. Costes de acceso previstos para el cierre de 2009 y 2010

Coste de acceso (Miles €)	Previsión cierre 2009 (A)	Previsión 2010 (B)	(B) - (A) (Miles €)	(B) sobre (A) (%)
Transporte	1.344.021	1.397.104	53.083	3,9%
Empresas Peninsulares	1.207.097	1.265.875	58.778	4,9%
REE	1.129.116	1.180.832	51.716	4,6%
Resto peninsulares	77.981	85.043	7.062	9,1%
Extraperinsulares	136.924	131.229	- 5.695	-4,2%
Distribución	5.002.032	5.069.097	67.065	1,3%
Retribución a la Distribución	4.343.197	4.432.567	89.370	2,1%
Distribuidores D.T 11ª	339.935	350.630	10.695	3,1%
Eficiencia energética	308.900	275.900	- 33.000	-10,7%
Limpieza de márgenes	10.000	10.000		0,0%
Gestión Comercial	312.639	212.639	- 100.000	-32,0%
Seguridad de suministro	381.111	429.802	48.690	12,8%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	5.462.600	6.013.358	550.758	10,1%
Prima del Régimen Especial	5.379.000	5.913.000	534.000	9,9%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	67.993	126	- 67.867	-99,8%
Moratoria Nuclear	15.607	100.233	84.626	542,2%
Costes permanentes	1.266.498	1.025.666	- 240.832	-19,0%
Compensación extraperinsulares (4)	1.141.680	897.244	- 244.436	-21,4%
Operador del Sistema	37.517	38.267	750	2,0%
Operador del Mercado	5.241	-	- 5.241	-100,0%
CNE	17.560	23.237	5.677	32,3%
ELCOGÁS	64.501	66.919	2.418	3,7%
Déficit de actividades reguladas	1.515.307	1.843.928	328.621	21,7%
Déficit peninsular anterior a 2003	220.897	201.235	- 19.662	-8,9%
Déficit de ingresos año 2005	425.949	310.379	- 115.570	-27,1%
Déficit de ingresos año 2006	211.449	171.210	- 40.239	-19,0%
Déficit de ingresos año 2007	119.538	94.573	- 24.965	-20,9%
Déficit de ingresos año 2008	348.485	326.961	- 21.524	-6,2%
Déficit de ingresos año 2009	-	247.114	247.114	
Déficit de ingresos año 2010	-	211.812	211.812	
Déficit extraperinsular 2001 - 2002	140.273	128.326	- 11.946	-8,5%
Déficit extraperinsular 2003 - 2005	48.717	37.483	- 11.233	-23,1%
Déficit extraperinsular 2006 - 2008	-	114.834	114.834	
Exceso de déficit de años anteriores	-	-	-	
Ingresos por exportaciones	- 51.050	- 43.100	7.950	-15,6%
Total Acceso	15.233.159	15.948.494	715.335	4,7%