



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME 7/2004 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO DE TARIFA ELÉCTRICA 2005

20 de diciembre de 2004

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	4
2	EJERCICIO TARIFARIO 2005	6
2.1	Antecedentes	6
2.2	Aplicación del contenido del Real Decreto 1432/2002 en la propuesta de Real Decreto.....	8
2.2.1	Determinación de la demanda	9
2.2.2	Determinación de los costes del sistema	10
2.2.3	Revisión de las previsiones realizadas en los dos años anteriores.....	20
2.2.4	Costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica, según el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002	27
2.2.5	Tarifa media o de referencia	30
2.3	Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos	34
2.3.1	Previsión de la demanda en la propuesta RD	35
2.3.2	Previsión de la participación en el mercado	39
2.3.3	Previsión de ingresos	43
3	PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO.....	46
3.1	Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto.....	46
3.1.1	Tarifas integrales.....	46
3.1.2	Tarifas de acceso.....	47
3.1.3	Precios por energía reactiva	50
3.1.4	Pagos por garantía de potencia	56
3.2	Suficiencia de ingresos	57
3.3	Valoración de los precios regulados incluidos en la propuesta	65
4	COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2005	69
4.1	La retribución del transporte.....	69
4.1.1	Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998	77
4.1.2	El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección	78
4.1.3	Incentivo a la disponibilidad	86
4.2	La retribución de la distribución.....	89

4.2.1	Antecedentes	89
4.2.2	La revisión de la retribución a la distribución de años anteriores	91
4.2.3	La retribución de la distribución para el año 2005	94
4.2.4	Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución	100
4.2.5	Comentarios al anexo II de la propuesta de Real Decreto (alquileres)	103
4.2.6	Comentarios al anexo III de la propuesta de Real Decreto (acometidas) ..	104
4.2.7	Comentarios al anexo V de la propuesta de Real Decreto (pérdidas)	105
4.2.8	Comentarios al anexo VII de la propuesta de Real Decreto (tarifas de acceso) y a la disposición adicional décima (ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso)	106
4.2.9	Margen de las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997	107
4.2.10	Compensaciones a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes	108
4.3	La retribución de la gestión comercial	109
4.3.1	Regulación de la retribución de la gestión comercial	109
4.3.2	Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica	112
4.3.3	La revisión de la retribución de la gestión comercial de años anteriores ...	113
4.3.4	La retribución de la gestión comercial para el año 2005	115
4.4	Gestión de la demanda	117
4.5	Costes permanentes del sistema	121
4.5.1	Costes e ingresos de las empresas Extrapeninsulares. Compensación extrapeninsular	121
4.5.2	La retribución al Operador del Sistema	129
4.5.3	La retribución al Operador de Mercado	132
4.5.4	Stock de carbón autóctono.	135
4.5.5	Prima implícita del carbón autóctono	137
4.6	Desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y coste de revisión de generación extrapeninsular e insular en 2001 y 2002	140
4.7	Costes de Diversificación y Seguridad del abastecimiento	142
4.7.1	Régimen especial	142



4.7.2	Moratoria Nuclear.....	154
4.7.3	Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	155
5	OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA.....	156
5.1	Comentarios al articulado.....	156
5.2	Fe de erratas	165

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 20 de diciembre de 2004, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

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

El día 10 de diciembre de 2004 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005. Posteriormente, el día 14 de diciembre de 2004 se recibió información explicativa de dicha propuesta de Real Decreto. Estos documentos fueron remitidos para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió el día 16 de diciembre de 2004, para discutir la propuesta de Real Decreto. Se acompañan, como Anexo VI del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo.

Una vez más se hace constar que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar la

propuesta de revisión tarifaria. Asimismo, para que el contenido del informe realizado por la Comisión sea considerado en el RD de tarifas, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación del RD de tarifas en el B.O.E.

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

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005, 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 2005 y al que se hace referencia en el epígrafe 2 del presente informe.

Al igual que en años anteriores, la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, remitida a esta Comisión, en cuanto a las variables de facturación distribuidas por tarifas integrales y de acceso para 2005, no presenta el desglose necesario para analizar el efecto de las variaciones propuestas en las tarifas integrales y de acceso. Asimismo, como ha sido puesto de manifiesto por miembros del Consejo Consultivo, en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto no se explica por una parte, la valoración realizada para imputar el déficit estimado de Derechos de emisión con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, ni el coste estimado de generación de los ciclos combinados.

La organización del informe es la siguiente. En el apartado 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario, donde un referente debe ser, necesariamente, el contenido del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997. En el mismo apartado 2 se analizan las

previsiones sobre la demanda, participación al mercado e ingresos de la propuesta de Real Decreto.

En el apartado 3 del informe, se valoran las variaciones de las tarifas integrales y de acceso que incorpora el texto sometido a informe.

En el apartado 4, se analizan los costes asignados a las distintas actividades eléctricas para el año 2005.

Comentarios específicos al articulado de la propuesta de Real Decreto y corrección de erratas tipográficas se incluyen en el apartado 5 del presente informe.

2 EJERCICIO TARIFARIO 2005

2.1 Antecedentes

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico crea el nuevo marco tarifario que deberá ser aplicado con la liberalización del sector eléctrico. Aunque no se indica explícitamente cómo deben efectuarse las variaciones anuales en las tarifas integrales y de acceso, en su Título III relativo al Régimen Económico, establece que con cargo a tarifas, peajes y precios satisfechos por los consumidores de suministro eléctrico, acogidos y no acogidos a la condición de cualificados, deben satisfacerse las retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas.

La Ley 53/2002, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, señala que el Gobierno establecerá, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, pudiendo fijar un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa, señalando que, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta una serie de previsiones.

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, desarrolla las modificaciones, mencionadas en la Ley 53/2002, sobre el marco tarifario vigente hasta entonces, tanto en cuanto a la forma de calcular los costes del sistema, como a la variación máxima de la tarifa media o de referencia, e individualmente, de las tarifas integrales y de acceso.

No obstante, como señaló esta Comisión en su informe 16/2002 sobre la propuesta de Real Decreto sobre metodología de tarifa media, el Real Decreto 1432/2002 introduce una metodología para determinar los costes del sistema y la variación de la tarifa media, pero no presenta una metodología de asignación de los costes para establecer las tarifas integrales y de acceso.

Esta Comisión elaboró una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso, aprobada por el Consejo de Administración el 22 de noviembre de 2001 y remitida al Ministerio y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad los días 3 de diciembre y 10 de diciembre, respectivamente.

La propuesta de la metodología de asignación de costes de la CNE es parte necesaria de una metodología general tarifaria que comprenda procedimientos transparentes y objetivos sobre los que, en opinión de esta Comisión, se podrían realizar las futuras revisiones de las tarifas.

Esta Comisión considera que las variaciones de las distintas tarifas integrales y de acceso introducidas anualmente en el Real Decreto de tarifa eléctrica deberían responder a una metodología de reparto de todos los costes regulados entre los distintos suministros.

En consecuencia, la aplicación del Real Decreto 1432/2002 en la propuesta de Real Decreto de la que se emite el presente informe no permite analizar las variaciones de las tarifas integrales y de acceso como un resultado de asignación de los costes en el sentido de la propuesta de metodología de la CNE, aunque permite prever los costes del sistema y la variación de la tarifa media de la propuesta de Real Decreto para 2005.

Actualmente, la determinación de las variaciones en las tarifas de acceso es un ejercicio de conciliación de los ingresos, según los consumos previstos y las variaciones tarifarias de la propuesta de Real Decreto, con los costes resultantes de aplicar el Real Decreto 1432/2002. Por ello, en el presente informe se analiza, en su epígrafe 2.2, el cálculo de los costes en la propuesta de Real Decreto sobre tarifa eléctrica para 2005, según lo establecido en el Real Decreto 1432/2002. En segundo lugar, en el epígrafe 2.3 se valoran las previsiones sobre demanda, participación en el mercado de clientes e ingresos para 2005, incluidas en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto.

2.2 Aplicación del contenido del Real Decreto 1432/2002 en la propuesta de Real Decreto

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, hace explícito el procedimiento que deberá seguirse anualmente en cada ejercicio tarifario.

En primer lugar, el Real Decreto 1432/2002, en sus artículos 2, 3 y 4, introduce una metodología para determinar los costes del sistema, la demanda en consumidor final y la tarifa media o de referencia.

En segundo lugar, en su artículo 7, establece la posibilidad de trasladar a la tarifa media de un año, hasta un límite máximo superior, la revisión de las previsiones realizadas en dos años anteriores si ciertas variables variaran más, por exceso o por defecto, que los umbrales determinados en dicho artículo.

En tercer lugar, en su artículo 8, punto 4, abre la posibilidad a que el Gobierno considere, en el cálculo de la tarifa eléctrica media, las variaciones de las cuantías de costes que se

deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

Por último, el Real Decreto 1432/2002, en su artículo 8, puntos 2, 3 y 5, fija los límites máximos, tanto para el crecimiento anual de la tarifa media, como, de forma individual, de las tarifas integrales y de acceso. Dichas variaciones máximas, según información que acompañó a la propuesta de Real Decreto 1432/2002, permitían la recuperación de los costes para el periodo 2003-2010, de acuerdo con hipótesis determinadas de evolución de la demanda, del equipo generación, de la composición de la misma, de las inversiones en transporte, de los costes permanentes y de diversificación y seguridad del abastecimiento, etc.

Una vez más cabe señalar que, los límites establecidos al crecimiento máximo de las tarifas, convierte el ejercicio tarifario a la mera aplicación de porcentajes de variación de precios regulados dentro de los umbrales que permite el Real Decreto 1432/2002. En ningún caso las variaciones de costes de cada ejercicio y su aplicación en los precios regulados de los consumidores responden a una metodología asignativa de costes, esto es, de reparto de los mismos según unos criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios, en el sentido de la propuesta de esta Comisión remitida al Ministerio en 2001.

A continuación, se analiza el tratamiento de los aspectos mencionados del Real Decreto 1432/2002, en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005.

2.2.1 Determinación de la demanda

El artículo 3 del Real Decreto 1432/2002 determina que *“la demanda se calculará aplicando la variación real de la demanda de cada sistema peninsular, insular y extrapeninsular en el año móvil correspondiente al último mes cerrado, previo a la determinación de la tarifa media, sobre el consumo real en este mismo año móvil, teniendo en cuenta las pérdidas en transporte y distribución, que se calcularán mediante un procedimiento que se establecerá por Orden Ministerial”*.

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, la demanda nacional en barras de central para 2005, de acuerdo con la metodología prevista en el Real Decreto 1432/2002, asciende a 257.924 GWh, un 4,59% superior que la demanda de 12 meses previo a la determinación de la tarifa de 2005.

Hasta el momento no se ha publicado por Orden Ministerial el procedimiento para calcular las pérdidas de transporte y distribución, que contemplaba el Real Decreto 1432/2002. Alternativamente, según información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se ha aplicado un coeficiente implícito de pérdidas del 9,35%, valor que coincide con el coeficiente registrado de media móvil de 12 meses a junio de 2004. Esta Comisión valora positivamente la aplicación de un coeficiente de pérdidas implícitas acorde con los valores reales, de acuerdo con lo señalado en el informe 10/2003 de esta Comisión, relativo a que en defecto de la publicación de la Orden de pérdidas de transporte y distribución señalada en el Real Decreto 1432/2002, se aplique el mismo coeficiente que el considerado para el cierre del ejercicio actual en la propia propuesta de Real Decreto (9,35%).

Consecuentemente, la demanda en consumidor final para 2005, según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, asciende a 235.870 GWh.

En el epígrafe 2.3 del presente informe se analizan los datos anteriores.

2.2.2 Determinación de los costes del sistema

En el epígrafe 4 del presente informe se analizan las cuantías de costes regulados incluidos en la propuesta de Real Decreto. No obstante, a continuación, se resumen algunos aspectos relativos a los costes del sistema de la propuesta de Real Decreto, teniendo en cuenta las directrices del Real Decreto 1432/2002.

2.2.2.1 Coste de generación

En el cuadro siguiente se analizan la previsión de la demanda en barras de central y su cobertura para 2004 y 2005, según la propuesta de Real Decreto de dichos años.

Cuadro 1. Coste de Producción. Propuesta de Real Decreto 2005 vs. Propuesta de Real Decreto 2004.

	Propuesta de RD 2004 (A)			Propuesta de RD 2005 (B)		
	Energía (GWh)	Precio medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	Energía (GWh)	Precio medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)
Régimen Ordinario Peninsular	186.794	3,736	6.978.337	192.040	3,793	7.284.549
- Ciclos combinados	25.336	4,563	1.156.058	38.853	4,532	1.760.912
- Resto de tecnologías	161.458	3,606	5.822.279	153.187	3,606	5.523.637
Régimen Ordinario Extrapeninsular (1)	13.133	5,453	716.183	13.663	6,038	824.922
Régimen Especial	44.247	6,221	2.752.795	52.779	6,521	3.441.776
Contrato REE - EDF y otros intercambios	1.424	5,685	80.960	-558	-10,363	57.824
Déficit de derechos de emisión						52.007
Coste de Generación	245.598	4,287	10.528.275	257.924	4,521	11.661.078

	(B) - (A)			% de variación de (B) s/ (A)		
	Energía (GWh)	Precio medio (Cent €/kWh)	Coste Total (Miles de €)	Energía	Precio medio	Coste Total
Régimen Ordinario Peninsular	5.246	0,057	306.212	2,8%	1,5%	4,4%
- Ciclos combinados	13.517	-0,031	604.854	53,4%	-0,7%	52,3%
- Resto de tecnologías	-8.271	0,000	-298.642	-5,1%	0,0%	-5,1%
Régimen Ordinario Extrapeninsular (1)	530	0,584	108.739	4,0%	10,7%	15,2%
Régimen Especial	8.532	0,300	688.981	19,3%	4,8%	25,0%
Contrato REE - EDF y otros intercambios	-1.982	-16,048	-23.136	-139,2%	-282,3%	-28,6%
Déficit de derechos de emisión			52.007			
Coste de Generación	12.326	0,234	1.132.803	5,0%	5,5%	10,8%

Fuentes: MITC, e información que acompaña a las propuestas Real Decreto 2004 y 2005.

(1) Se incluye la compensación extrapeninsular, considerada en la propuesta de Real Decreto 2005 como modificación normativa según el art. 8.4 del Real Decreto 1432/2002.

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el coste de producción previsto para 2005 es un 10,8% superior al considerado en la propuesta de Real Decreto de 2004, derivado de varios efectos.

En primer lugar, se prevé un incremento de la demanda en barras de central para 2005 del 5% sobre la demanda prevista en la propuesta de Real Decreto 2004.

En segundo lugar, los mayores aumentos en la demanda prevista para 2005 se deben a aquella generación con un precio medio asignado mucho más elevado (exceptuando la generación extrapeninsular), tales como ciclos combinados y régimen especial.

Según la información que acompaña la propuesta de Real Decreto 2005, cabe señalar que, por una parte, la energía vertida por las instalaciones del régimen especial se incrementa en un 19,3% con un incremento del coste medio de dicha generación del 4,8%, respecto al previsto en el año 2004. Estos efectos dan como resultado un incremento del coste de la energía aportada por el régimen especial de 688.981 miles de Euros, lo que supone un incremento del 25% respecto al coste considerado en el Real Decreto la propuesta de Real Decreto 2004.

Por otra parte, de acuerdo con la información que acompaña la propuesta de Real Decreto 2005, se estima un incremento importante del coste de la energía aportada por los ciclos combinados de 604.854 miles de Euros. (un 53,4% superior al de 2004), que se analiza en detalle en el siguiente apartado del presente informe.

Adicionalmente, se observa un incremento del coste de generación de la energía aportada por los generadores extrapeninsulares e insulares en régimen ordinario de un 15,2% (108.739 miles de Euros), derivado tanto del incremento de la energía aportada como del coste medio asignado en la propuesta de Real Decreto 2005, un 4,0% y 10,7% superiores que en 2004, respectivamente.

Finalmente, cabe señalar que entre los costes de producción considerados en la propuesta de Real Decreto 2005, se ha considerado 52.007 miles de Euros en concepto de “Déficit de derechos de emisión”, como consecuencia de la entrada en vigencia del Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y el Real Decreto 1866/2004, de 6 de Septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2005-2007.

Esta Comisión, al igual que miembros del Consejo Consultivo considera que en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, no incluye datos justificativos sobre el número de derechos de CO₂ necesarios, ni sobre el precio medio de los mismos previsto para 2005.

En opinión de esta Comisión y de algunos miembros del Consejo, dado que dicho concepto de coste no se hace explícito como coste de producción del Real Decreto 1432/2002, cabría imputar que dicho concepto de coste, en aplicación del artículo 8.4 del citado Real Decreto, como modificación en la normativa específica que regula las actividades eléctricas, en vez de cómo una partida incluida en el coste de generación del sistema.

Independientemente de lo anterior, esta Comisión considera que se debiera analizar y valorar convenientemente, el efecto que sobre la recuperación de los costes del sistema pudiera derivarse, de la previsible internalización del citado coste en las ofertas de las generadoras en el mercado de electricidad, una vez que el déficit de derechos de emisión sea conocido.

2.2.2.1.1 Composición de la demanda en barras de central

Según se establece en el artículo 3 del Real Decreto 1432/2002, la demanda en barras de central es el resultado de aplicar a la demanda en barras de central de cada sistema la variación real observada en los últimos doce meses.

Se ha detectado una inconsistencia en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto relativa a la composición de la demanda nacional en barras de central prevista para 2005, que se recoge en el siguiente cuadro.

Cuadro 2. Previsiones de la Demanda en barras de central de la propuesta de Real Decreto 2005

Propuesta R.D. 2005						
Previsión Cierre 2004		Previsión 2005				
Demanda eléctrica 2004	GWh	Aplicando RD 1432/2002 (1)		Propuesta de RD (2)		Diferencia (2) - (1)
		GWh	Δ %	GWh	Δ %	
Demanda b.c	246.604	257.924	4,59%	257.924	4,59%	0
<i>Peninsular</i>	233.063	243.597	4,52%	243.494	4,48%	-103
Régimen Ordinario				192.040		
Régimen Especial				52.012		
Intercambios energía				-558		
<i>Extrapeeninsular</i>	13.541	14.326	5,80%	14.430	6,57%	103
Régimen Ordinario				13.663		
Régimen Especial				767		

Fuentes: MITC – Información que acompaña las propuestas de Real Decreto tarifa 2005.

Cabe destacar que la demanda en barras de central peninsular que se obtendría de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1432/2002 es superior en 103 GWh a la demanda prevista por el Ministerio. Esto es, la demanda peninsular resultante de aplicar a la previsión de cierre de 2004 (233.063 GWh) la tasa de variación móvil de los últimos doce meses (4,52%), asciende a 243.597 GWh, en lugar de los 243.494 GWh considerados en la propuesta de Real Decreto.

Análogamente, la demanda en barras de central de los territorios insulares y extrapeeninsulares resultante de aplicar a la previsión de cierre de 2003 (13.541 GWh) la tasa de variación real de los últimos doce meses (5,80%) es inferior en 103 GWh a la considerada en la propuesta de Real Decreto.

El efecto de considerar, los 103 GWh como producción de la instalaciones de régimen ordinario del sistema peninsular en lugar de extrapeeninsular, supondría una reducción del coste de generación que se estima en 2.516 miles de Euros.

2.2.2.1.2 Coste de generación de ciclos combinados

Respecto al coste de generación de ciclos combinados considerado en la propuesta de Real Decreto de tarifa 2005 caben las siguientes consideraciones:

En primer lugar, el artículo 6 del Real Decreto 1432/2002, apartado b), indica que el precio medio del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa durante el periodo transitorio, para la energía producida por el resto de instalaciones de producción en régimen ordinario, refiriéndose a la energía generada por las centrales de ciclos combinados, se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas, atendiendo a la información disponible para la determinación del coste de la materia prima de las tarifas del gas, en el ejercicio de que se trate.

Sin embargo, según información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el precio de la energía aportada por los nuevos ciclos combinados se calcula considerando que los ciclos combinados sólo funcionarán cuando sean competitivos y que, en ese caso, cobrarán el marginal, marcado por ellos mismos o por el fuel-oil, no aportando más información sobre el método de cálculo de los precios marginales de las centrales de ciclo combinado y fuel, ni a la hipótesis de precios del gas consideradas, tal y como señalaron miembros del Consejo Consultivo.

En segundo lugar, el Real Decreto 1432/2002, en su artículo 4.2, establece que, una vez establecida la previsión de la demanda correspondiente para el año 2005, a partir de la previsión de la demanda indicada en el artículo 2, el Operador del Sistema realizará la mejor estimación del balance de energía.

No obstante, según información que acompaña a la propuesta de Real Decreto para establecer la previsión de la energía de los ciclos combinados se ha partido del balance eléctrico de los últimos doce meses, del Boletín Estadístico de agosto de 2004, teniendo en cuenta la previsión de la energía vertida por las instalaciones de régimen especial realizada por esta Comisión y considerando reducciones en fuel –oil y carbón que no se

especifican en la información que acompaña a la propuesta, tal y como señaló un miembro del Consejo Consultivo.

Finalmente, cabe señalar que el método de cálculo del coste medio de generación y de la energía generada por las instalaciones de ciclo combinado en la propuesta de Real Decreto de 2005, es diferente del método utilizado para dichas variables en la propuesta de Real Decreto de 2004.

Así, en la información que acompañaba la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica de 2004, se realizó una previsión de la energía y coste medio de cada una de las centrales de ciclo combinado que se preveía que estuvieran funcionando antes del 31 de diciembre de dicho año. Para establecer, la previsión de energía producida por cada central, se multiplicaba la potencia neta de cada una por una estimación de las horas de funcionamiento equivalentes a plena carga para 2004, basada en las horas de funcionamiento reales del 2003 que facilitó REE al Ministerio.

Asimismo, según se incluyó en la información que acompañaba a la propuesta de Real Decreto de 2004, en el cálculo del coste medio de producción de las centrales de ciclo combinado (PGP y SS.CC. aparte) se tuvo en cuenta las horas de funcionamiento previstas de dichas centrales para 2004. Las hipótesis de costes de producción (coste de inversión, tasa de rentabilidad, años de amortización, costes de operación y mantenimiento fijo y variable, factores de eficiencia, coste de combustible, costes de ATR), necesarias para obtener el coste medio por horas de funcionamiento de cada central, no fueron incluidas en la información que acompañaba a la Propuesta de Real Decreto, de la que esta Comisión hizo su informe 10/2003.

Por todo lo anterior y en aras de proporcionar estabilidad regulatoria, esta Comisión considera necesario que se explique y aporte información necesaria del procedimiento de cálculo de la energía aportada por los ciclos combinados y del coste de generación, que permanezca estable en el tiempo, con el objeto dar transparencia regulatoria y evitar distorsiones que puedan afectar a las decisiones tomadas por los agentes.

Cabe señalar que, con el objeto de efectuar los análisis necesarios previos a la realización del preceptivo informe sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005, esta Comisión solicitó a las empresas productoras de energía eléctrica con centrales de ciclos combinados, información relativa a los costes de inversión, operación y mantenimiento y del gas de dichas instalaciones.

A la vista de la información remitida por parte de las empresas ⁽¹⁾ y, teniendo en cuenta en el cálculo del coste del gas (combustible y ATR), que la mayor parte de los ciclos combinados actualmente en funcionamiento, excepto aquellos que se encuentran en fase de pruebas o con previsible bajo factor de carga ⁽²⁾, se ubican en el mercado liberalizado, se ha estimado el coste de producción de este tipo de instalaciones teniendo en cuenta las siguientes hipótesis.

- Se ha supuesto que están conectados a una presión de diseño superior a 60 bar pagando el peaje de transporte 1.3 y el peaje de regasificación establecido en la Orden ECO/32/2004 de 15 de enero.
- Se ha considerado como caudal contratado de los ciclos el caudal máximo diario de dicha instalación, no habiéndose considerado penalizaciones o bonificaciones por este concepto.
- Se toma como mejor previsión del coste de gas para 2005, según la fórmula de la Orden ECO/33/2004, de 15 de enero, el valor del Cmp a 1 de noviembre de 2004, resultando un Cmp de 1,2991 c€/kWh.
- El factor de eficiencia (55%) aplicado al coste de generación eléctrica de los ciclos es el incluido en el “Informe sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura”.
- Se ha considerado un coste medio de operación y mantenimiento (fijo y variable), de acuerdo con la información recibida de las empresas.

¹ Algunas empresas no han proporcionado dicha información de costes por corresponder a una actividad liberalizada.

² Caso anunciado para 2005, por una empresa para dos de sus grupos.

En el siguiente cuadro, se compara el coste de producción de ciclos combinados, considerado en la propuesta de Real Decreto 2005 y el resultado del ejercicio anterior, manteniendo la producción de ciclos combinados estimada en la propuesta de Real Decreto.

Cuadro 3. Energía, precio medio y coste total de las instalaciones de ciclo combinado

	Propuesta de RD 2005 (1)	Previsión CNE (2)	% de variación de (1) sobre (2)
Energía (GWh)	38.853	38.853	0%
Precio Medio (Cent €/kWh)	4,5322	4,3314	4,64%
Coste Total (Miles de €)	1.760.912	1.682.873	4,64%

Fuente: MITC y Elaboración propia

Del análisis anterior se observa que el coste medio de producción considerado en la propuesta de Real Decreto es un 4,64% superior al coste medio resultante del ejercicio de esta Comisión, si bien estos cálculos son sensibles a las hipótesis utilizadas.

En este sentido cabe señalar que, el coste medio de la energía aportada por los ciclos combinados considerado en la propuesta de Real Decreto, se correspondería con una central de ciclo combinado con un coste de instalación, por kW instalado, un 19% superior al estimado por esta Comisión según la información facilitada por dichas empresas y el procedimiento de cálculo del año anterior.

2.2.2.2 Costes de transporte, distribución y gestión comercial

El total de costes de transporte, distribución y gestión comercial en la propuesta de Real Decreto asciende a 4.608.720 miles de Euros, lo que supone un aumento del 4,7% respecto a 2004. Por partidas de coste, la retribución del transporte aumenta el 9,9%, la de distribución el 3,5%, y de la gestión comercial el 2,4% respecto a 2004. Dichas partidas son analizadas en el epígrafe 4 del presente informe.

2.2.2.3 Desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y Coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002

La propuesta de Real Decreto, en su artículo 1, punto 7, determina que la anualidad para 2005 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002 y revisiones de costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, se fija en un máximo de 227.143 miles de Euros, no apareciendo desglosada entre ambos conceptos, al igual que el año anterior. Dicho coste se analiza en el epígrafe 4 del presente informe.

2.2.2.4 Costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Según información de la propuesta de Real Decreto los costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, que se analizan en el epígrafe 4 del presente informe, aumentan un 3,6% respecto a 2004. Cabe señalar el aumento de la partida de coste de las primas de régimen especial en 282.529 miles de Euros respecto a 2004, y la disminución de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento (excepto coste de las primas del régimen especial) y de los costes permanentes en 195.880 miles de Euros.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, los costes permanentes, integrando los desvíos de años anteriores, se reducen un 9,6%, respecto a la propuesta de Real Decreto de 2004, destacando, por una parte, el aumento de la compensación extrapeninsular e insular (37%) y, por otra, la reducción de los CTC (48,7%).

Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, excluyendo el coste de las primas del régimen especial, disminuyen un 29,8% respecto a la propuesta de 2004, debido tanto a la reducción de la cuota de la moratoria nuclear desde el 3,54% al 3,040%,

como a la disminución del 74% de la cuantía incluida en la segunda parte del combustible nuclear.

Por último, el coste de las primas del régimen especial aumenta un 24,4% respecto a la cuantía incluida en la propuesta de Real Decreto de 2004. Es significativo señalar que dicha partida no ha sido incluida explícitamente en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto (escandallo de costes de acceso) y que ha sido estimada descontando del coste de la generación del régimen especial previsto en 2005 valorado al coste del régimen ordinario. Es importante señalar en este informe tarifario que, únicamente en dos años, dicha cuantía ha pasado de representar el 14,8% de los costes de acceso en 2003 al 20,3% en 2005.

2.2.3 Revisión de las previsiones realizadas en los dos años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, en su artículo 7, determina que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la eléctrica de los dos años anteriores (desvíos de años anteriores), en los siguientes casos:

1. Si la demanda en consumidor final resulta superior o inferior en un 1% a la prevista. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.
2. Si el tipo de interés resulta superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. En este caso se revisarán los costes considerados del transporte y, en su caso, de distribución y gestión comercial en la previsión de las tarifas.
3. Si el coste de las primas del régimen especial resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisarán las partidas de ingresos y costes que han sido afectadas por la variación.
4. Si el precio del gas resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisará el coste de generación de las instalaciones de Ciclo Combinado.

El artículo 8, punto 3 del Real Decreto 1432/2002, establece que, una vez calculados dichos desvíos y la variación de la tarifa eléctrica media, se aplicarán los criterios de revisión, de cuya aplicación podrá derivarse una variación adicional al alza de hasta el 0,60 %, o la que corresponda (sin límite) a la baja.

En el Real Decreto 1432/2002 no se hacen explícitos los criterios para calcular los desvíos en las variables de revisión, ni las fuentes a utilizar, ni la aplicación del impacto de los desvíos en las distintas partidas de ingresos y costes afectadas.

El Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, incluye, en su artículo 1, punto 7, una cuantía de 46.410 miles de Euros de revisión de previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003 con cargo a la tarifa eléctrica de 2004 (0,29% como variación adicional de la tarifa media de 2004). Dicha cuantía fue obtenida de revisar las variables de 2003, aplicando la totalidad de los desvíos imputables a la demanda (-82.636 miles de Euros) y al coste de las primas del régimen especial (129.046 miles de Euros)³.

En la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005, en su artículo 1, punto 8, se fija una revisión en 2005 de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003 de un desvío negativo de 21.761 miles de Euros, desglosados en -11.754 miles de Euros en concepto de corrección de demanda en consumidor final y -10.007 miles de Euros en concepto de coste de las primas del régimen especial. Por otra parte, en 2005, la revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2004, a tenor de lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, es nula.

³ En la información que acompañaba a la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2004, se aplicaban desvíos únicamente por encima de los umbrales fijados en el artículo 7 del RD 1432/2002. Sin embargo, en el RD 1802/2003 se incluyeron desvíos por la totalidad, no sólo por el exceso de los umbrales, como propuso esta Comisión.

2.2.3.1 Desvíos definitivos de 2003 con cargo a la tarifa eléctrica para 2005

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el desglose de los desvíos de 2003 con cargo a la tarifa eléctrica de 2005 es el siguiente.

Cuadro 4. Desglose de los desvíos de 2003 con cargo a la tarifa eléctrica de 2005 según propuesta de Real Decreto 2005

Concepto	Propuesta RD 2003	Propuesta RD 2004	Propuesta de RD 2005		
	Previsión Inicial	Efecto Imputado (Miles de €)	Cierre definitivo	% Variación s/Prop. RD Tarifa 2003	Efecto a imputar en tarifa 2005 (Miles €)
Demanda en consumidor final (GWh)	211.024	-82.636	216.541	2,61%	-11.754
Tipo de interés (%)	5,02%	-	4,96%	-0,06%	-
Sobrecoste primas R.E. (Miles de €)	922.740	129.046	1.041.779	12,90%	-10.007
Precio del Gas (Cent €/kWh)	1,43720	-	1,45041	0,92%	-
Total		46.410			-21.761

Fuente: MITC

Esta Comisión, a diferencia del año pasado, considera adecuado el procedimiento para calcular los desvíos correspondientes a 2003 en la propuesta de Real Decreto. En particular, respecto a la corrección del efecto demanda, según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se han imputado las pérdidas en el cálculo del coste de generación, y se ha descontado el coste de las primas del régimen especial en el coste de generación, al ser una variable de revisión añadida a la demanda, y que en otro caso se estaría imputando doblemente.

Se observa en el siguiente cuadro de cálculo de desvíos de 2003 con cargo a la tarifa eléctrica para 2005 realizado por esta Comisión, que al igual que en la propuesta de Real Decreto, las variables objeto de revisión son la demanda en consumidor final (excede un 2,78% la previsión inicial en tarifa eléctrica 2003) y el coste de las primas del régimen especial (excede un 12,92% la previsión realizada en la tarifa eléctrica 2003).

Debido a que, precisamente, dichas variables ya fueron revisadas con cargo a la tarifa eléctrica 2004, aportando un desvío positivo de 46.410 miles de Euros, el desvío total resultante a imputar en la tarifa eléctrica para 2005, según cálculos de esta Comisión, asciende a un desvío negativo de 46.738 miles de Euros.

Cabe señalar que si no se hubiera aplicado ningún ajuste en la tarifa 2004, por desvío provisional de 2003, el desvío definitivo 2003 a aplicar íntegramente con cargo a la tarifa eléctrica de 2005 hubiera sido únicamente -328 miles de Euros en lugar de -46.738 miles de Euros.

Cuadro 5. Cálculo de desvíos de 2003 con cargo a la tarifa eléctrica para 2005 realizado por la CNE

Concepto	Propuesta RD 2003	Propuesta RD 2004	Propuesta de RD 2005		
	Previsión Inicial	Efecto Imputado (Miles de €)	Cierre definitivo	% Variación s/Prop. RD Tarifa 2003	Efecto a imputar en tarifa 2005 (Miles €)
Demanda en consumidor final (GWh) (1)	211.024	-82.636	216.895	2,78%	-36.731
Tipo de interés (%) (2)	5,02%	-	4,96%	-0,06%	-
Sobrecoste primas R.E. (Miles de €) (3)	922.617	129.046	1.041.779	12,92%	-10.007
Precio del Gas (€/kWh) (4)	1,43720	-	1,45041	0,92%	-
Total		46.410			-46.738

Fuentes: CNE y MITC

- (1) La demanda en consumidor final declarado en 2003 por las empresas en la BD SINCRO (Liquidación N° 9 de 2004) incluyendo la información facilitada por Endesa para Sistemas Extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla)
- (2) Parámetros macroeconómicos para propuesta Real Decreto Tarifa Eléctrica 2005 - Bonos y Obligaciones del Estado a 10 años (año 2002), de DGPEM, de 13 de septiembre de 2004.
- (3) Coste definitivo de las primas del RE correspondiente a 2003, facilitado por la CNE al MITC de acuerdo con la información suministrada por las empresas en la BD SINCRO (Informe Previsión de costes del Régimen Especial en la Tarifa Eléctrica de 2005. DEE, noviembre 2004).
- (4) Precio de la tarifa 1.1 Int. en año natural 2003 ponderado por los días de vigencia de cada tarifa interrumpible según Resoluciones de DGPEM, sobre tarifas de venta de gas natural.

A falta de criterios explícitos que guíen su cálculo, esta Comisión ha aplicado las mismas pautas que las de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2004, con las siguientes consideraciones.

Respecto al cálculo del desvío de demanda en consumidor final:

- Se ha imputado el coste de las pérdidas de generación. Dicho efecto no fue tenido en cuenta en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2004, donde se valoró el coste de (generación) de la demanda en consumo, no de la demanda en barras de central, según información de la propia propuesta.
- A los efectos del cálculo de las revisiones de las previsiones de años anteriores, no se ha imputado el efecto demanda sobre el coste de la distribución y de la gestión comercial. No obstante, dicho efecto ha sido incluido por esta Comisión en el cálculo de la retribución de la distribución y de la gestión comercial (véase epígrafe 4 del presente informe).
- En el coste medio de generación se ha descontado el coste de las primas del régimen especial, cuyo efecto ya es aplicado como una variable adicional de revisión. Su consideración, como se hizo en la tarifa de 2004, supone que sea imputado dos veces en el cálculo de los desvíos.
- El dato de demanda en consumidor final es el declarado en 2003 por las empresas según información de la BD SINCRO, incluyendo la información facilitada por Endesa para los Sistemas Extrapeninsulares e Insulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla).

Respecto al cálculo del coste de las primas del régimen especial, se ha incluido el cálculo realizado por esta Comisión remitido al Ministerio el día 26 de noviembre de 2004.

En relación al tipo de interés, se ha aplicado la información de los Parámetros macroeconómicos publicados por la DGPEM respecto al tipo de las obligaciones a 10 años.

Respecto al precio del gas, se ha aplicado la misma variable que en la propuesta de Real Decreto de tarifa 2004 (tarifa interrumpible 1.1.). Se ponderan los valores publicados por Resolución de la DGPEM para dicha tarifa, por los días de vigencia durante 2003, tal y como se explica en el informe 10/2003 de esta Comisión.

La diferencia entre el desvío 2003 de la propuesta de Real Decreto para la tarifa eléctrica de 2005 se debe a que en la cifra de demanda en consumidor final para 2003, esta

Comisión incluye 313 GWh correspondientes al consumo de clientes en Ceuta y Melilla. Dicha diferencia supone unos mayores ingresos que en la propuesta de Real Decreto por demanda en consumidor final, lo que se traduce en un desvío negativo superior al de la propuesta de Real Decreto (-46.738 miles de Euros vs. -21.761 miles de Euros).

2.2.3.2 Desvíos provisionales de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica para 2005

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el cálculo de la revisión de las variables aplicables para calcular los desvíos provisionales de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica para 2005 es el siguiente.

Cuadro 6. Cálculo de la revisión de las variables aplicables para calcular los desvíos provisionales de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica para 2005, según propuesta de Real Decreto 2005

Concepto	Propuesta RD 2004	Propuesta de RD 2005		
	Previsión Inicial	Cierre provisional	% Variación s/Prop. RD Tarifa 2004	Efecto a aplicar (Miles €)
Demanda en consumidor final (GWh)	225.851	225.518	-0,15%	NO
Tipo de interés (%)	4,15%	4,12%	-0,03%	NO
Sobrecoste primas R.E. (Miles de €)	1.157.059	1.169.908	1,11%	NO
Precio del Gas (Cent €/kWh)	1,45041	1,39084	-4,11%	NO

Fuente: MITC

Cabe señalar que la previsión de demanda en consumidor final de la propuesta de Real Decreto se ha fijado, a diferencia de la propuesta de Real Decreto 2004, según la demanda peninsular estimada por REE, más la demanda extrapeninsular e insular de 12 meses a agosto, aplicando el coeficiente de pérdidas implícitas de la media móvil de 12 meses a junio de 2004. El resultado de aplicar este criterio, que difiere del de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2004, proporciona una demanda en consumidor final para el cierre de 2004 similar al previsto por las empresas para 2004, según información solicitada por esta Comisión a las empresas eléctricas.

Se observa la variabilidad en la previsión del cierre de 2004 en la demanda en barras de central y, por tanto, en la demanda en consumidor final calculada como suma de los 12 últimos meses, dependiendo de la fuente utilizada (Boletín Estadístico de Energía Eléctrica del MITC y REE, información de balances energéticos de REE o previsión de cobertura de REE). Así mismo dicha información varía dependiendo del mes de cierre en el cálculo de la suma de los 12 meses. Dichos criterios no están definidos en el Real Decreto 1432/2002. No obstante, aunque el Real Decreto 1432/2002 no especifica el procedimiento para calcular la demanda en consumidor final a cierre de ejercicio actual y pasados sino para estimar la prevista en el ejercicio tarifario, en ninguno de los casos de cierre analizados se supera (por exceso o defecto) el umbral establecido en el Real Decreto 1432/2002 en cuanto a la variable demanda en consumidor final.

Asimismo, al igual que en la propuesta de Real Decreto, esta Comisión considera que no deberían aplicarse desvíos provisionales de las variables descritas en el Real Decreto 1432/2002, como puede observarse en el siguiente cuadro.

Cuadro 7. Cálculo de la revisión de las variables aplicables para calcular los desvíos provisionales de 2004 con cargo a la tarifa eléctrica para 2005, según CNE

Concepto	Propuesta RD 2004	Propuesta de RD 2005		
	Previsión Inicial	Cierre provisional	% Variación s/Prop. RD Tarifa 2004	Efecto a aplicar (Miles €)
Demanda en consumidor final (GWh)	225.851	223.908	-0,86%	NO
Tipo de interés (%)	4,15%	4,12%	-0,03%	NO
Sobrecoste primas R.E. (Miles de €)	1.157.248	1.169.908	1,09%	NO
Precio del Gas (Cent €/kWh)	1,45041	1,39102	-4,09%	NO

Fuente: MITC

- (1) La demanda en consumidor final se obtiene como resultado de aplicar a la demanda en b.c. de los últimos doce meses (a octubre peninsular y agosto extrapeninsular) las pérdidas implícitas reales registradas de los últimos 12 meses a junio de 2004 (9,35%).
- (2) Parámetros macroeconómicos para propuesta Real Decreto Tarifa Eléctrica 2005 - Bonos y Obligaciones del Estado a 10 años (año 2003), de DGPEM de 13 de septiembre de 2004.
- (3) Coste provisional de las primas del RE correspondiente a 2004, facilitado por la CNE al MITC de acuerdo con la información suministrada por las empresas en la BD SINCRO (Informe Previsión de costes del Régimen Especial en la Tarifa Eléctrica de 2005. DEE, noviembre 2004).
- (4) Precio de la tarifa 1.1 Int. en año natural 2004 ponderado por los días de vigencia de cada tarifa interrumpible según Resoluciones de DGPEM, sobre tarifas de venta de gas natural.

2.2.4 Costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica, según el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002

El punto 4 del artículo 8 del Real Decreto 1432/2002 establece que el Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

Desde la publicación del Real Decreto 1432/2002, se han introducido las siguientes modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, que afectarán al ejercicio tarifario 2005.

En primer lugar, relativa a los sistemas extrapeninsulares e insulares, el Real Decreto 1747/2003 y normas pendientes de desarrollo de dicho Real Decreto, que previsiblemente tendrán aplicación en 2005.

En segundo lugar, tanto el Real Decreto 436/2004 como el Real Decreto por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, mencionado en la propuesta de Real Decreto, incidirán en la retribución del régimen especial previsto para 2005. El representante del MITC en el Consejo Consultivo, anunció que el Real Decreto por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, será publicado previamente al Real Decreto de tarifa eléctrica 2005.

Por último, con la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y el Real Decreto 1866/2004, de 6 de Septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión 2005-2007, se ha modificado la normativa existente del sector y los costes de generación previstos. No obstante, si bien en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto se valora el efecto del

déficit de los derechos de emisión en 52.007 miles de €, no se menciona en el texto de la propuesta de Real Decreto.

Respecto a estos tres aspectos que modifican la normativa anterior al Real Decreto 1432/2002, la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005 incluye, únicamente, 74.529 miles € por el impacto del Real Decreto 1747/2003 y su normativa de desarrollo, de acuerdo con el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002.

En primer lugar, dicha cuantía se incluye en el cálculo de los porcentajes a aplicar a las tarifas integrales y de acceso para 2005, para la compensación extrapeninsular e insular ascendiendo a 332.230 miles de Euros, un 36,9% superior que en 2004.

La disposición transitoria segunda de la propuesta de Real Decreto establece un precio final horario de generación en cada SEIE previsto en la tarifa de 2005 de 6,037707 c€/kWh y añade que las diferencias positivas que se produzcan en las liquidaciones mensuales en la cuenta destinada a la compensación del sobrecoste de generación en estos sistemas como consecuencia de la aplicación del Real Decreto 1747/2003, se destinarán al proceso de liquidación de los costes de las actividades reguladas establecidas en el Real Decreto 2017/1997.

Según la Ley 54/1997, en su artículo 12, punto 3, *“los costes derivados de las actividades de suministro de energía eléctrica, cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares y no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, se integrarán en el conjunto del sistema a efectos de los previsto en el artículo 16”*.

Comparando los ingresos previstos en territorio extrapeninsular e insular, según información recibida por esta Comisión de Xy de los costes incluidos en la propuesta de Real Decreto para los SEIEs, se observa una inconsistencia, señalada en la alegación deX, recibida por esta Comisión y por distintos miembros del Consejo Consultivo. En particular, de confirmarse el precio medio final de cada SEIE incluido en la propuesta de Real Decreto de tarifa 2005 (6,037707 c€/kWh), los ingresos previstos en dichos territorios

excederían a los costes en 177.065 miles de Euros, lo que al entrar en el procedimiento de liquidación, según la DT 2ª de la propuesta de Real Decreto, dicha diferencia se liquidaría a favor de los CTCs tecnológicos.

En la medida en que según el desarrollo normativo previsto del Real Decreto 1747/2003, el precio medio final de cada SEIE sea superior al fijado en la propuesta de Real Decreto, según el escenario de la propuesta de Real Decreto, el precio medio final de cada SEIE con la compensación, ingresos y costes extrapeninsulares e insulares previstos, ascendería a 7,333580 c€/kWh. De haber incluido dicho valor, el coste de generación estimado en la tarifa 2005 hubiera sido superior al previsto en la propuesta de Real Decreto, y suponiendo el límite de crecimiento del 1,4% de la tarifa media, llevaría a menores CTCs tecnológicos que los establecidos en la propuesta de Real Decreto.

En segundo lugar, según información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se incluyen 52.007 miles € en el cálculo del coste de generación como “Déficit de derechos de emisión”, si bien no se explica su cálculo ni se detalla su inclusión. No obstante, fue señalado por el representante del MITC en el Consejo Consultivo del 16 de diciembre que dicha cuantía era una estimación, por prudencia tarifaria, del impacto que dicho aspecto podría tener en los costes de producción considerados en las tarifas. En definitiva, implícitamente, en el cálculo de las tarifas se estaría imputando un coste de generación que incluye por déficit de derechos de emisión 52.007 miles de Euros, aunque no se aporta una valoración de la cuantía a incluir en la tarifa 2005, lo que pone de manifiesto la incertidumbre sobre el impacto que dicha modificación normativa pueda tener en los costes del sistema, a su vez, estimados en la propuesta de Real Decreto y, en particular, en la partida de CTC tecnológicos.

Por último, según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el coste del régimen especial estimado para 2005 muestra la estimación proporcionada al MITC por esta Comisión. Es decir, el efecto del Real Decreto 436/2004, no así el del previsto Real Decreto por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, fue considerado por esta Comisión en el cálculo del coste de generación del régimen especial para 2005. Por otra

parte, cabe señalar una inconsistencia entre el coste del régimen especial incluido en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, que es la cuantía estimada por esta Comisión según los supuestos indicados en el epígrafe 4 del presente informe, y las primas del régimen especial incluidas en el Anexo IV de la propuesta de Real Decreto, obtenidas con supuestos distintos a los de esta Comisión y teniendo en cuenta el contenido del todavía no publicado Real Decreto por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

En definitiva, además de las inconsistencias descritas anteriormente, se considera que el efecto en 2005 de la normativa que modifica la retribución de las actividades eléctricas, al menos en los tres aspectos considerados, proporcionan, en opinión de esta Comisión y de miembros del Consejo Consultivo, incertidumbre regulatoria debido a que dichas modificaciones no han sido cuantificadas ni explicadas convenientemente en la propuesta de Real Decreto. Asimismo, se hace necesario plantear, en opinión de esta Comisión y de miembros del Consejo Consultivo, si las modificaciones normativas descritas permitirán continuar con la senda tarifaria y con el procedimiento establecido en el Real Decreto 1432/2002.

2.2.5 Tarifa media o de referencia

El artículo 2 del Real Decreto 1432/2002 determina que la tarifa media o de referencia se establecerá como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía (incluye todo el coste de generación del sistema) y la demanda en consumidor final.

Asimismo, el artículo 8 del Real Decreto 1432/2002 establece que la variación de la tarifa media que se apruebe cada año, sin considerar las revisiones de las variables previstas en el artículo 7 de dicho Real Decreto, no podrá superar el 1,4%.

En este sentido habría que indicar dos aspectos. En primer lugar, como se ha señalado anteriormente, parte de las modificaciones normativas que afectan a la retribución de las

actividades eléctricas han sido consideradas directamente en el cálculo de los costes de generación, dentro del límite del 1,4%.

En segundo lugar, según información que acompañó al Real Decreto 1432/2002, las hipótesis que se incluyeron de costes y demanda para estimar la compatibilidad del límite del 1,4% en el periodo 2003-2010, en el ejercicio tarifario ha variado significativamente, tal y como señalaron miembros del Consejo Consultivo. A modo de ejemplo, véase las diferencias en el coste de generación previsto para 2005 en el escenario de la propuesta de Real Decreto de tarifa media y el previsto en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005.

Cuadro 8. Previsión demanda en b.c. 2005. Propuesta de RD 2005 vs información que acompaña a la propuesta de Real Decreto de Tarifa Media

PROPUESTA DE REAL DECRETO (A)			
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh) (1)	Coste total (Miles de €)
Generación en b.c (GWh)	243.494	4,406	10.727.992
Generación Tradicional	153.187	3,606	5.523.637
Ciclos Combinados	38.853	4,532	1.760.912
Régimen Especial	52.012	6,509	3.385.619
Intercambios Internacionales	-558		57.824

INFORMACIÓN QUE ACOMPAÑABA A LA PROPUESTA DE RD DE TARIFA MEDIA O DE REFERENCIA (B)			
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh) (1)	Coste total (Miles de €)
Generación en b.c (GWh)	238.237	4,219	10.051.849
Generación Tradicional	161.694	3,606	5.830.815
Ciclos Combinados	27.600	4,315	1.191.014
Régimen Especial	45.198	6,428	2.905.124
Intercambios Internacionales	3.745	3,335	124.896

DIFERENCIA (A) - (B)			
	GWh	Coste medio (Cent €/kWh) (1)	Coste total (Miles de €)
Generación en b.c (GWh)	5.257	0,187	676.143
Generación Tradicional	-8.507	0,000	-307.178
Ciclos Combinados	11.253	0,217	569.898
Régimen Especial	6.814	0,082	480.495
Intercambios Internacionales	-4.303		-67.072

Fuente: Propuesta de RD 2005, información que acompaña a la tarifa media o de referencia

(1) Incluye SS.CC y GP

En este sentido se indica lo expresado en el informe 16/2002 de esta Comisión sobre la propuesta de Real Decreto 1432/2002:

“Ahora bien, las diferentes variables que inciden en la determinación de los costes e ingresos pueden influir en el cumplimiento del principio de suficiencia económica. Debe entenderse que los análisis económicos que preceden a la propuesta que se informa, parten de la hipótesis de que en el periodo considerado habrá mecanismos de mayor eficiencia de los mercados que garanticen la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes. En el supuesto de que así no ocurriera, deberían adoptarse en su momento las disposiciones adecuadas a tal fin.”

Análogamente, el Real Decreto 1432/2002, en su artículo 8, indica que una vez establecida la variación de la tarifa media no superior o igual a 1,4%, se aplicarán los criterios de revisión previstos en el artículo 7 de dicho Real Decreto, de cuya aplicación podrá derivarse una variación al alza de hasta 0,60% o lo que corresponda a la baja.

Según se ha indicado en el epígrafe 2 del presente informe, la propuesta de Real Decreto incluye desvíos negativos por valor de 21.761 miles de Euros, mientras que esta Comisión ha calculado desvíos negativos por valor de 46.738 miles de Euros. Cabe señalar que en el caso de aplicar los desvíos negativos de esta Comisión y el escenario de costes de la propuesta de Real Decreto, los CTC tecnológicos descontando dicho desvío, pasarían de 3.239 miles de Euros de la propuesta de Real Decreto (25.000-21.761 miles de Euros) a – 21.738 miles de Euros (25.000-46.738 miles de Euros). No obstante, dichos CTCs negativos que se obtendrían de aplicar los desvíos calculados por esta Comisión, son resultado, por una parte, de la inconsistencia de incluir costes distintos a los reales (tanto al alza como a la baja) para imponer el límite del 1,4% en la tarifa media y, por otra parte, porque en la tarifa de 2004 se incluyeron desvíos positivos con cargo a 2003 de 46.738 miles de Euros.

Por otra parte, cabe señalar que si no se hubiera aplicado ningún ajuste en la tarifa 2004 por desvío provisional de 2003, el desvío definitivo de 2003 a aplicar íntegramente con

cargo a la tarifa eléctrica de 2005 hubiera sido únicamente –328 miles de Euros, en lugar de los –46.738 miles de Euros calculados por esta Comisión.

Por último, el Real Decreto 1432/2002, en su artículo 8, punto 4, establece que el Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa media, las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de modificaciones en la normativa específica por la retribución de actividades eléctricas. En aplicación de dicho artículo, la propuesta de Real Decreto incluye 74.529 miles de Euros derivados de la aplicación del Real Decreto 1747/2003 y normativa que lo desarrolle.

Los costes previstos necesarios para 2005, incluyendo desvíos y modificaciones del artículo 8.4, ascienden a 17.290.312 miles de Euros, un 6,2% superiores a los de la propuesta de Real Decreto de 2004 y la demanda en consumidor final a 235.870 GWh, un 4,4% superior respecto a la propuesta de Real Decreto en 2004.

En consecuencia, en la propuesta de Real Decreto para 2005, en su artículo 1, punto 1, se hace explícito el valor de la tarifa media o de referencia en 7,3304 c€/kWh para 2005, lo que supone un aumento del 1,71% respecto a la tarifa media del año anterior.

2.3 Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos

Si bien, el Real Decreto 1432/2002 establece una metodología para calcular anualmente los costes, la demanda y la tarifa media, el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, en el que es básico especificar las hipótesis de partida que justifican las previsiones de ingresos y costes que sirven para establecer las variaciones en las tarifas integrales y de acceso propuestas para 2005, teniendo en cuenta los límites a dichas variaciones que han sido establecidos en el Real Decreto 1432/2002.

A continuación se compara el escenario 2005 y se analizan diferencias a efectos de valorar posibles riesgos de ingresos en la cobertura de los costes del sistema, con las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Real Decreto.

2.3.1 Previsión de la demanda en la propuesta RD

La información correspondiente a la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2005 incorpora una previsión de demanda en barras de central (demanda b.c.) para el año 2005 de 257.924 GWh, lo que representa un crecimiento con respecto al cierre previsto para el 2004 del 4,59%.

Cuadro 9. Previsiones de cierre de 2004 y 2005 de la propuesta de Real Decreto de 2005

Propuesta RD 2005			
	Previsión Cierre 2004 (últimos doce meses)	Previsión 2005	
	GWh	GWh	Δ %
Demanda b.c	246.604	257.924	4,59%
Peninsular	233.063	243.597	4,52%
Extraperinsular	13.541	14.326	5,80%

Fuente: MITC, Información que acompaña la propuesta RD 2005

Cabe señalar que la previsión de cierre de 2004 para la demanda peninsular es similar a la del escenario central de REE. No obstante, la demanda nacional incluida en la propuesta de Real Decreto para 2005 supera en 101 GWh a la demanda en b.c. del escenario superior de REE.

En el siguiente cuadro se presentan los escenarios de previsión de demanda en b.c. correspondientes al cierre de 2004 y 2005 facilitados por REE a esta Comisión.

Cuadro 10. Previsiones de cierre de 2004 y 2005 de demanda en b.c. de REE

	Previsiones de Demanda b.c.		
	Superior	Central	Inferior
Previsión Cierre 2004	249.075	247.686	246.182
<i>Peninsular</i>			
GWh	234.700	233.400	232.000
Δ Demanda	4,7%	4,1%	3,5%
<i>Extrapeñinsular (*)</i>			
GWh	14.375	14.286	14.182
Δ Demanda	9,5%	8,8%	8,0%
Previsión 2005	257.823	255.336	252.417
<i>Peninsular</i>			
GWh	242.500	240.200	237.500
Δ Demanda	3,9%	2,9%	1,7%
<i>Extrapeñinsular (*)</i>			
GWh	15.323	15.136	14.917
Δ Demanda	7,3%	6,0%	4,4%

Fuentes: REE y Endesa

(*) Las previsiones de demanda en b.c. facilitadas por el O.S. correspondientes a territorios extrapeñinsulares no incluyen información relativa a Ceuta y Melilla, por lo que se han tomado las previsiones facilitadas por Endesa relativas a estos territorios.

Asimismo, la aplicación del artículo 3 del Real Decreto 1432/2002, con la última información de 12 meses, disponible en el Boletín de Energía Eléctrica de septiembre de 2004, proporciona una demanda en barras central nacional para 2005 de 256.725 GWh, inferior en 1.199 GWh a la cifra prevista en la propuesta de Real Decreto.

Según la información que acompaña la propuesta de RD de tarifa 2005, la demanda en consumidor final es la resultante de aplicar a la demanda prevista en b.c. de 2005 el coeficiente de pérdidas implícitas registradas en el periodo comprendido entre julio de 2003 y junio de 2004, de acuerdo con lo indicado por la CNE en el "Informe 10/2003 sobre la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2004".

En el siguiente cuadro se muestran las pérdidas implícitas anuales según información registrada en el periodo 1998-2003, obtenidas como resultado de comparar la demanda en barras de central y la demanda en consumidor final.

Cuadro 11. Evolución de las pérdidas implícitas. Años 1998-2004

	Pérdidas implícitas		
	Nacionales	Peninsulares	Extrapenins. (*)
1998	9,49%	9,30%	12,42%
1999	9,75%	9,62%	12,22%
2000	9,82%	9,72%	11,60%
2001	10,29%	10,22%	11,42%
2002	9,44%	9,35%	10,95%
2003	9,58%	9,48%	11,40%
Jul 03-jun-04	9,35%	9,23%	11,40%
Propuesta RD 2005			
2005	9,35%	-	-

Fuentes:

MITC - Información que acompaña la propuesta RD

REE - Demanda en barras de central, Boletín Estadístico de Energía Eléctrica

CNE - Demanda en consumidor final, Base de Datos de Liquidaciones.

(*) La demanda en consumo extrapeninsular no incluye el consumo correspondiente a Ceuta y Melilla.

Aplicando el coeficiente medio de pérdidas del 9,35% para todo el sistema, la demanda en consumidor final que subyace en la propuesta de RD de tarifa 2005 asciende a 235.870 GWh.

Cuadro 12. Demanda en b.c., demanda en consumidor final y pérdidas implícitas de la propuesta de RD 2005

	Propuesta RD 2005			
	Previsión Cierre 2004 (últimos doce meses)		Previsión 2005	
	GWh	Δ %	GWh	Δ %
<i>Demanda b.c</i>	246.604	4,59%	257.924	4,59%
Peninsular	233.063	4,52%	243.597	4,52%
Extrapeninsular	13.541	5,80%	14.326	5,80%
<i>Demanda en c.f.</i>	225.518	4,15%	235.870	4,59%
Peninsular				
Extrapeninsular				
<i>Pérdidas implícitas (%)</i>	9,35%		9,35%	

Fuentes: MITC - Información que acompaña la propuesta RD 2005

Aplicando el citado coeficiente medio de pérdidas a la demanda en b.c. con la última información disponible de 12 meses del Boletín Estadístico de Energía Eléctrica a septiembre de 2004 (256.725 GWh), la demanda en consumidor final nacional resulta de 234.774 GWh, esto es, 1.196 GWh inferior a la incluida en la propuesta de Real Decreto.

Si bien la demanda en consumidor final prevista para 2005, según la información que acompaña la propuesta de RD de tarifa 2005, se obtiene de acuerdo con la metodología establecida en el Real Decreto 1432/2002, a efectos de poder valorar dicha información, esta Comisión ha elaborado un escenario de previsión sobre el número de clientes, potencias, consumos e ingresos regulados para 2005. Dicho escenario, que se adjunta como Anexo IV del presente informe, se ha elaborado a partir de la información solicitada a las empresas eléctricas con objeto de valorar convenientemente el impacto que, sobre los ingresos del sistema, pudieran tener las diferentes variaciones en las tarifas integrales y de acceso de se la propuesta de RD sobre tarifa eléctrica para 2005.

Si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, tal y como ha señalado esta Comisión en sucesivos informes, es importante tener en cuenta la composición prevista

de la demanda y potencias por grupos tarifarios, para valorar convenientemente tanto las variaciones en las tarifas integrales y de acceso como la previsión de ingresos regulados del sistema.

El escenario de previsión de la CNE a partir de la información individual solicitada a las empresas, para el año 2005, que se resume en el cuadro inferior, arroja una demanda en consumidor final de 234.613 GWh. Esto es, 1.257 GWh inferior a la demanda en consumidor final prevista en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto de tarifa 2005 y 161 GWh inferior a la demanda en consumidor final obtenida de aplicar pérdida del 9,35% a la demanda en b.c. de la media móvil de 12 meses con la última información disponible del Boletín Estadístico de Energía Eléctrica de septiembre de 2004.

Cuadro 13. Previsión CNE de demanda en consumidor final. Año 2005

	Previsión CNE 2005	
	GWh	Δ %
<i>Demanda en c.f.</i>	234.613	3,8%
Peninsular	221.375	
Extrapesinsular	13.238	

Fuente: CNE, Elaboración propia a partir de previsiones de empresas

2.3.2 Previsión de la participación en el mercado

En la documentación que acompaña a la propuesta de RD referente a los ingresos del sistema, se prevé que el 35,9% del total de la demanda nacional en consumidor final acudirá al mercado en 2005.

Esto significa que, en la propuesta de Real Decreto, el consumo de los clientes que acuden al mercado en el año 2005 asciende a 84.655 GWh, mientras que 151.217 GWh, esto es, el 64,1% restante, permanecerá acogido a tarifa integral.

Comparando los escenarios de participación en el mercado previstos en las propuestas de RD en los ejercicios tarifarios 2004 y 2005, cabe destacar la mayor participación en el mercado de los clientes conectados a redes de baja tensión, cuyo consumo pasa desde los 716 GWh previstos en 2004 a los 17.692 GWh en 2005.

Cuadro 14. Participación del consumo en el mercado previsto en las Propuestas de RD

	Propuesta RD 2004		Propuesta RD 2005	
	Consumo (GWh)	% s/Total	Consumo (GWh)	% s/Total
<i>Clientes en mercado</i>	73.254	32,4%	84.655	35,9%
Clientes BT	716	0,3%	17.692	7,5%
Clientes AT	72.539	32,1%	66.963	28,4%
<i>Clientes en Tarifa Integral</i>	152.597	67,6%	151.217	64,1%
Clientes BT	97.285	43,1%	96.043	40,7%
Clientes AT	55.312	24,5%	55.173	23,4%
Total	225.851	100,0%	235.872	100,0%

Fuente: MITC - Información que acompaña a las propuestas de RD 2004 y 2005

Las previsiones de participación en el mercado de la información que acompaña la propuesta de Real Decreto son, en parte, similares a las del escenario de esta Comisión. De acuerdo con la información recibida de las empresa, aproximadamente el 37,0% del consumo podría acudir al mercado frente al 35,9% de la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto.

Cuadro 15. Participación en el mercado. Propuesta de Real Decreto 2005 vs. Previsión CNE 2005

	Propuesta RD 2005		Previsión CNE 2005		Diferencia Propuesta RD - CNE	
	Consumo (GWh)	% s/Total	Consumo (GWh)	% s/Total	Consumo (GWh)	% s/Total
<i>Cientes en mercado</i>	84.655	35,9%	86.902	37,0%	-2.247	-1,2%
Cientes BT	17.692	7,5%	19.872	8,5%	-2.180	
Cientes AT	66.963	28,4%	67.029	28,6%	-66	
<i>Cientes en Tarifa Integral</i>	151.217	64,1%	147.711	63,0%	3.506	1,2%
Cientes BT	96.043		93.841		2.202	
Cientes AT	55.173		53.871		1.302	
Total	235.872	100,0%	234.613	100,0%	1.259	

Fuentes:

MITC - Información que acompaña a las propuesta de Real Decreto 2005

CNE - Elaboración propia a partir de previsiones de empresas

En el cuadro inferior se presenta la evolución de la participación en el mercado desagregada por niveles de tensión en el periodo 1998-2003 y la participación acumulada en el periodo comprendido entre enero y septiembre de 2004.

Cuadro 16. Participación del consumo en el mercado por niveles de tensión según liquidaciones eléctricas

	Participación en el mercado (%)			
	Total	Baja Tensión (NT < 1 kV)	Media Tensión (NT 1 - 36 kV)	Alta Tensión (NT > 36 kV)
1998	1,4%	0,0%	0,3%	1,1%
1999	16,0%	0,0%	11,4%	4,6%
2000	26,4%	0,0%	19,3%	7,1%
2001	29,9%	0,0%	22,3%	7,6%
2002	29,8%	0,0%	22,7%	7,1%
2003	31,4%	0,9%	22,2%	8,3%
ene-sep 2004	33,2%	3,7%	23,7%	5,8%

Fuente: CNE - Base de datos de Liquidaciones (Liquidación N° 10 de 2004)

Se observa que el aumento de la participación del consumo en el mercado se debe, fundamentalmente, a la mayor participación de los clientes conectados a redes de baja tensión.

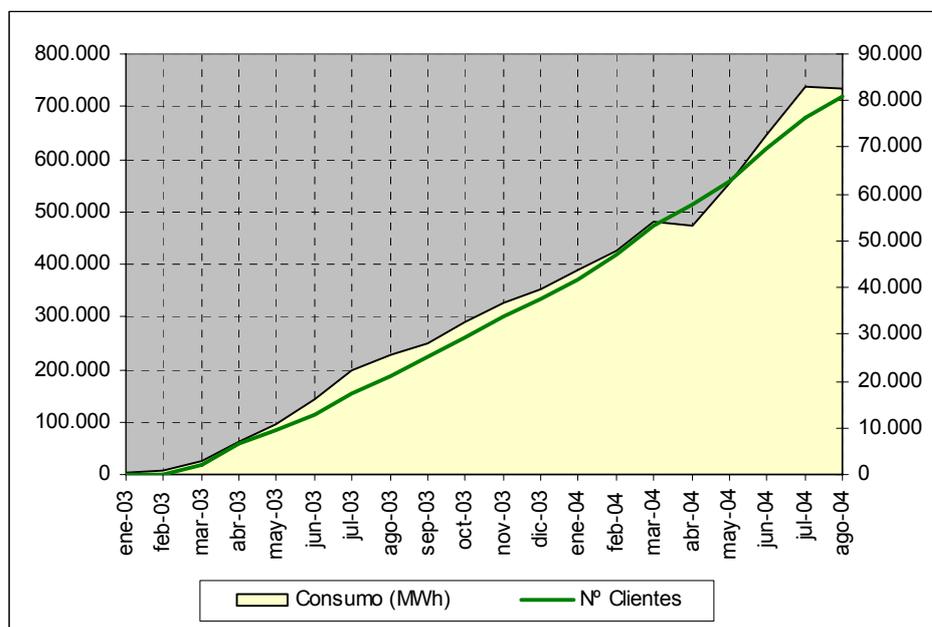
No obstante, como se ha indicado anteriormente, hay que tener en cuenta la tipología de clientes que acudirán a comprar su energía en el mercado en el año 2005, porque que afecta a las previsiones de ingresos regulados del sistema.

Es importante señalar que en el escenario de la CNE las previsiones de participación de clientes en el mercado han sido facilitadas directamente por las empresas que, básicamente, han tenido en cuenta los siguientes supuestos:

- La evolución histórica de sus mercados.
- La evolución de la información de la base de datos de Liquidaciones en la primera parte de 2004, debido a que la solicitud de información de la CNE se remitió a las empresas el 16 de julio de 2004.
- Los resultados de aplicar a los clientes, modelos de facturación tanto a mercado regulado, como a mercado liberalizado.

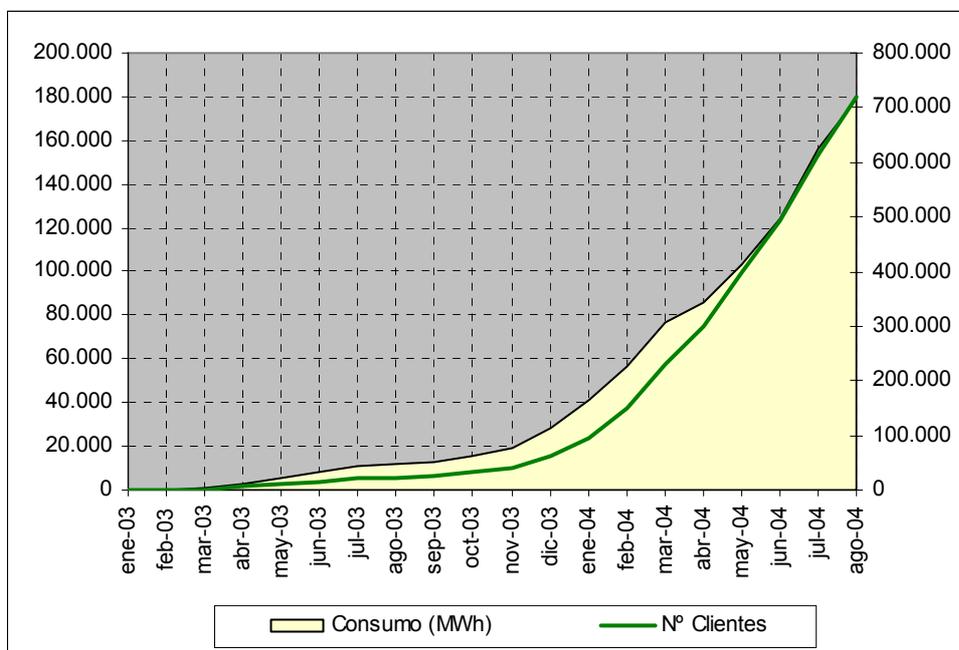
En los gráficos siguientes se muestra con mayor grado de detalle la participación en el mercado de los clientes conectados a redes de baja tensión (nivel de tensión < 1kV) desde el 1 de enero de 2003, según información disponible de liquidaciones eléctricas.

Gráfico 1. Evolución del consumo y el número de clientes acogidos a la tarifa de acceso 2.0 A



Fuente: CNE

Gráfico 2. Evolución del consumo y el número de clientes acogidos a la tarifa de acceso 3.0 A



Fuente: CNE

2.3.3 Previsión de ingresos

Respecto a los ingresos previstos en la propuesta de RD para el año 2005 hay que destacar los siguientes aspectos.

En primer lugar, según la información aportada junto a la propuesta de Real Decreto, el 69% de los ingresos totales del sistema procederán de los clientes en régimen de tarifa integral, para los que resultaría un precio medio de 7,86 c€/kWh, un 7,2% superior a la tarifa media o de referencia.

En segundo lugar, el 30% de los ingresos del sistema se prevé que procederán de los clientes que acudan al mercado. De los ingresos a obtener de los clientes que acudan al mercado, un 34% corresponderá a la facturación por tarifas de acceso, mientras que el resto procederá del coste de energía, pérdidas, pago de garantía de potencia, servicios complementarios y moratoria nuclear correspondiente. En consecuencia, según la información de la propuesta de Real Decreto, el precio medio del colectivo de

consumidores que acuda al mercado en 2005, ascenderá a 6,19 c€/kWh, un 15,6% inferior al precio de la tarifa media o de referencia considerado en la propuesta de Real Decreto 2005.

Por último, el 1% de los ingresos restantes, esto es, 171 millones de Euros, corresponde al margen estimado de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria 11ª de la Ley 54/1997 (DT 11ª).

Cabe señalar que, si bien la información que acompaña la propuesta de Real Decreto no proporciona los datos necesarios para valorar convenientemente este margen, se observa que mientras que la previsión del margen de Distribuidores acogidos a la DT11ª aumenta un 8,33% respecto al considerado en la propuesta de Real Decreto de tarifas 2004, la previsión de la energía a tarifa D disminuye más de un 16%, según información que acompaña a la propuesta de RD.

Evolución del margen de los distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley

Margen Distribuidores acogidos a DT 11ª de la Ley				% variación sobre año anterior		
Año	Consumo (GWh)	Margen (Miles €)	Margen Medio (c€/kWh)	Consumo	Margen	Margen Medio
2003	3.618	150.253	4,15			
2004 (1)	5.337	157.495	2,95	47,5%	4,8%	-28,9%
2005	4.474	170.609	3,81	-16,2%	8,3%	29,2%
% Variación 05 sobre 03				23,7%	13,5%	-8,2%

Fuente: MITC – Información que acompañó las propuestas de RD's 2003, 2004 y 2005

(1) El consumo de los DT 11ª correspondiente a 2004 se proporciona en la información que acompaña la propuesta RD 2005, ya que no se proporcionó dicha información en 2004

No obstante como ha señalado un miembro del Consejo Consultivo, dicho margen no es un ingreso ni un coste para el sistema, en tanto que dichos distribuidores permanezcan acogidos al régimen transitorio que les permite la Ley 54/1997. En realidad, los ingresos a considerar en la propuesta de RD, ascienden a 17.120 millones de Euros, esto es, la diferencia entre los 17.290 millones de Euros de facturación total de consumidores y los 171 millones de Euros de margen de distribuidores acogidos al régimen transitorio.

Esta Comisión reitera, una vez más, la necesidad de disponer de la información necesaria para valorar convenientemente la previsión de ingresos y, por tanto, considera que en todo ejercicio tarifario se debería facilitar tanto la estructura de los consumos y potencias previstas, desagregadas por tarifas integrales y de acceso, como el cálculo del margen de distribuidores acogidos a la DT 11ª de la Ley 54/1997.

En el siguiente cuadro se resumen, según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, los ingresos por precios regulados, esto es, por facturar a tarifas integrales y de acceso, de la propuesta de RD.

Ingresos Regulados en la propuesta de Real Decreto 2005

	Propuesta RD 2005		
	Consumo (GWh)	Ingresos (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
<i>Clientes en mercado</i>	84.655	1.781.192	2,10
<i>Baja Tensión</i>	17.692	660.792	3,73
Domésticos	3.233	164.431	5,09
Resto consumidores BT	14.459	496.361	3,43
<i>Alta Tensión</i>	66.963	1.120.400	1,67
Tarifa 6.5	5.656	8.687	0,15
Resto consumidores AT	61.307	1.111.713	1,81
<i>Clientes en Tarifa Integral</i>	151.216	11.883.088	7,86
<i>Baja Tensión</i>	96.043	9.687.586	10,09
Domésticos	73.231	7.453.591	10,18
Resto consumidores BT	22.812	2.233.995	9,79
<i>Alta Tensión</i>	55.173	2.195.502	3,98
Consumidores AT	50.699	1.974.043	3,89
DT 11ª Ley 54/97	4.474	221.459	4,95
Total	235.871	13.664.280	

Fuente: MITC – Información que acompañó las propuestas de RD's 2003, 2004 y 2005

3 PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

3.1 Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto

3.1.1 Tarifas integrales

La propuesta de Real Decreto introduce las siguientes variaciones en las *tarifas integrales* del Real Decreto 1802/2003:

- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión y potencia contratada inferior a 15 kW, denominadas tarifas 1.0, 2.0 y 2.0 N, en un 1,74%.
- Aumento de las tarifas D en un 2,87%.
- Aumento del resto de tarifas integrales en un 1,61%.

Como consecuencia de estas modificaciones en las tarifas integrales, y como se señala en el apartado 2 del artículo 1 de la propuesta de Real Decreto, el aumento medio de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica es un 1,71% en 2005 respecto a las aplicadas en 2004, lo que en términos de ingresos, dado el escenario de previsión de la CNE, supone 196 millones de € más que lo que se obtendría de mantener las tarifas del Real Decreto 1802/2003. Se han valuado las variaciones tarifarias con el escenario de la CNE para 2005 de potencias y consumos por grupos tarifarios por no disponer de dicha información desglosada en la propuesta de Real Decreto.

El siguiente cuadro muestra las variaciones en las tarifas integrales desde los años 1997 hasta los precios establecidos en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005.

Cuadro 17. Evolución de tarifas integrales. Año 1997- propuesta de Real Decreto 2005

	% Variación 98 sobre 97(1)	% Variación 99 sobre 98	Variación 00 sobre 99 (2)	Variación 01 sobre 00	Variación 02 sobre 01	Variación 03 sobre 02	Variación 04 sobre 03	Variación Propuesta RD 05 sobre 04	Variación acumulada % Propuesta RD 2005 1997
BAJA TENSIÓN									
Doméstico	-3,1%	-4,0%	-2,1%	-4,0%	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	-8,3%
Resto	-3,1%	-3,0%	0,0%	0,0%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	0,0%
ALTA TENSIÓN									
Tarifas Generales									
Corta utilización	-5,1%	-1,5%	2,0%	1,5%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	3,8%
Media utilización	-5,2%	0,0%	2,0%	1,5%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,4%
Larga utilización	-4,1%	0,0%	2,0%	1,5%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	5,6%
THP	-3,6%	0,0%	2,0%	1,5%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	6,1%
Tarifa G.4	0,0%	0,0%	0,0%	1,5%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	8,3%
Tarifas T	-5,0%	0,0%	2,0%	1,5%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,4%
Tarifas R	-5,2%	0,0%	2,0%	1,5%	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,4%
Tarifas D	-7,6%	-2,5%	0,0%	1,5%	-0,3%	2,8%	2,4%	2,9%	-1,1%
Promedio global del conjunto de tarifas integrales	-3,63%	-3,40%	-1,00%	-2,22%	0,41%	1,69%	1,54%	1,71%	-4,97%
Tarifa media o de referencia	-3,63%	-5,57%	-4,85%	-1,52%	0,32%	1,65%	1,72%	1,71%	-10,03%

Fuente: Real Decreto tarifas, MITC y CNE

(1) Se descuenta el efecto de las ayudas al carbón 1997

(2) Incluye Real Decreto-Ley 6/1999

3.1.2 Tarifas de acceso

La propuesta de Real Decreto introduce las siguientes variaciones en las *tarifas de acceso* del Real Decreto 1802/2003:

- Aumento de todas las tarifas de acceso, salvo la tarifa de conexiones internacionales (tarifa de acceso 6.5) en un 1,71%.
- Aumento de la tarifa de conexiones internacionales (tarifa de acceso 6.5) un 2,5%.

El siguiente cuadro muestra las variaciones en las tarifas de acceso desde el año 2002 (año en el que entra en vigor el Real Decreto 1164/2001) hasta los precios establecidos en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005.

Cuadro 18. Evolución de tarifas de acceso. Año 2002-propuesta de Real Decreto 2005

	Variación 03 sobre 02	Variación 04 sobre 03	Variación Propuesta RD 05 sobre 04	Variación acumulada % Propuesta RD 2005 - 2002
BAJA TENSIÓN				
<i>Doméstico</i>	1,5%	1,5%	1,7%	4,8%
<i>Resto</i>	2,0%	1,6%	1,7%	5,4%
MEDIA TENSIÓN	2,0%	1,6%	1,7%	5,4%
ALTA TENSIÓN				
<i>NT2</i>	2,0%	1,6%	1,7%	5,4%
<i>NT3</i>	2,0%	1,6%	1,7%	5,4%
<i>NT4</i>	2,0%	1,6%	1,7%	5,4%
TARIFA 6.5	2,0%	1,6%	2,5%	6,2%
Promedio global del conjunto de tarifas de acceso	1,95%	1,60%	1,71%	5,35%
Tarifa media o de referencia	1,65%	1,72%	1,71%	5,17%

Fuentes: Real Decreto tarifas. MICT y CNE.

Las variaciones en las tarifas de acceso aplicables a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea establecidas en la propuesta de Real Decreto respecto a las del Real Decreto 1802/2003 son las siguientes:

- Aumento de todas las tarifas de acceso, salvo la tarifa de conexiones internacionales (tarifa de acceso 6.5) en un 3,63%.
- Aumento de la tarifa de conexiones internacionales (tarifa de acceso 6.5) un 4,44%.

Cabe señalar que, las tarifas de acceso aplicables a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea son un 3,5% inferiores a las tarifas de acceso generales, mientras que en 2004 fueron un 5,3% inferiores.

Por tanto, como consecuencia de la aplicación de los aumentos señalados en las tarifas de acceso, la propuesta de Real Decreto en el apartado 2 del artículo 1 indica que, el aumento medio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2005 es un 1,71% respecto a las aplicadas en 2004. Este efecto, en términos de ingresos dado el escenario de previsión de la CNE, supone 30 millones de € más que lo que se obtendría de mantener las tarifas del Real Decreto 1802/2003.

El efecto conjunto de aplicar las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Real Decreto es, como señala tanto la propuesta de tarifa eléctrica para 2005 como la información que acompaña a dicha propuesta, un aumento de la tarifa media de la electricidad de un 1,71% para 2005 respecto a 2004.

Para obtener dicho aumento del 1,71%, según la información que acompaña a la propuesta de RD, se comparan dos precios medios, el llamado precio medio del “total demanda 2005 facturada a tarifas 2005” o “precio medio necesario” (7,3304 céntimos de €/kWh) y el precio medio del “total demanda 2005 a tarifa de referencia 2004” o, ya que coinciden, “precio medio anterior” (7,2072 céntimos de €/kWh). Cabe señalar que, el precio medio estimado para 2005 se descompone, según indica la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto en los siguientes elementos:

- Precio medio sin tener en cuenta lo dispuesto en los artículos 7 y 8.4 del Real Decreto 1432/2002, es decir, sin considerar ninguna revisión de desvíos correspondientes a los años 2003 y 2004 y sin aplicar el incremento de la compensación extrapeninsular, como consecuencia de la aplicación del Real Decreto 1747/2003 y su normativa de desarrollo, es de 7,3081 céntimos de €/kWh, lo que supone un aumento del precio medio de electricidad en un 1,40% para 2005 respecto a 2004.
- Precio medio incluyendo desvíos correspondientes a los años 2003 y 2004, de acuerdo al artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, pero sin incluir el incremento de la compensación extrapeninsular como consecuencia de la aplicación del Real

Decreto 1747/2003 y su normativa de desarrollo, según el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, es de 7,2988 céntimos de €/kWh, lo que supone una disminución del precio medio de electricidad en un 0,13% (el incremento del precio medio total de la electricidad es un 1,27% para 2005 respecto a 2004).

- Precio medio incluyendo lo dispuesto en los artículos 7 y 8.4 del Real Decreto 1432/2002, es decir, considerando la revisión de desvíos correspondiente a los años 2003 y 2004 y aplicando el incremento de la compensación extrapeninsular como consecuencia de la aplicación del Real Decreto 1747/2003 y su normativa de desarrollo, es de 7,3304 céntimos de €/kWh, lo que supone un aumento adicional del precio medio de electricidad en un 0,44% (el incremento del precio medio total de la electricidad es un 1,71% para 2005 respecto a 2004).

3.1.3 Precios por energía reactiva

La propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005 establece los siguientes cambios respecto al artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001.

En primer lugar, se establecen diferentes precios de pagos por energía reactiva en función de unos umbrales del $\cos \varphi$ (véase cuadro inferior) en lugar de un único término de energía reactiva que se aplica a todos los periodos tarifarios, salvo el periodo 3 para las tarifas de acceso 3.0A y 3.1 A, y el periodo 6 para las tarifas de acceso de 6 periodos, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de activa durante el periodo de facturación considerado ($\cos \varphi < 0,95$). El Real Decreto 1802/2003 establece este término en 0,037553 €/kVArh (precios generales) y en 0,035577 €/kVArh (precios específicos de aplicación a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea).

Cuadro 19. Precios del término de energía reactiva establecidos en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005

	Propuesta RD 2005	
	Precios generales (€/kVArh)	Precios específicos (€/kVArh)
0,95<cos φ≤0,90	0,00001	0,00001
0,90<cos φ≤0,85	0,012531	0,012096
0,85<cos φ≤0,80	0,025063	0,024192
cos φ<0,80	0,037594	0,036289

Fuente: MITC

En segundo lugar, la Disposición adicional décima de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005 establece que las facturaciones correspondientes a la aplicación del término de energía reactiva de las tarifas de acceso estarán sujetas a partir del 1 de enero de 2005 al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997.

El artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001 establecía que *“las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por este término no estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre...”*.

Asimismo, esta misma Disposición también considera que los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las mismas respecto a la red de transporte, deberán ser incluidos, en su caso en los Planes de calidad establecidos en el artículo 4 de la propuesta de Real Decreto 2005.

Cabe señalar que la energía reactiva recibe, en la normativa vigente, distinto tratamiento en el mercado regulado (Orden de 12 de enero de 1995) y en el mercado liberalizado (Real Decreto 1164/2001). Esta diferente manera de considerar la energía reactiva puede suponer un obstáculo a la participación de clientes en el mercado liberalizado (véase Anexo V) tal y como ha sido puesto de manifiesto por distintos miembros del Consejo Consultivo.

Por una parte, el Real Decreto 1164/2001 no aplica descuentos/bonificaciones y no considera el pago de energía reactiva en las horas del periodo 3 para tarifas de acceso en tres periodos y las del periodo 6 en tarifas de acceso en 6 periodos. El número de horas

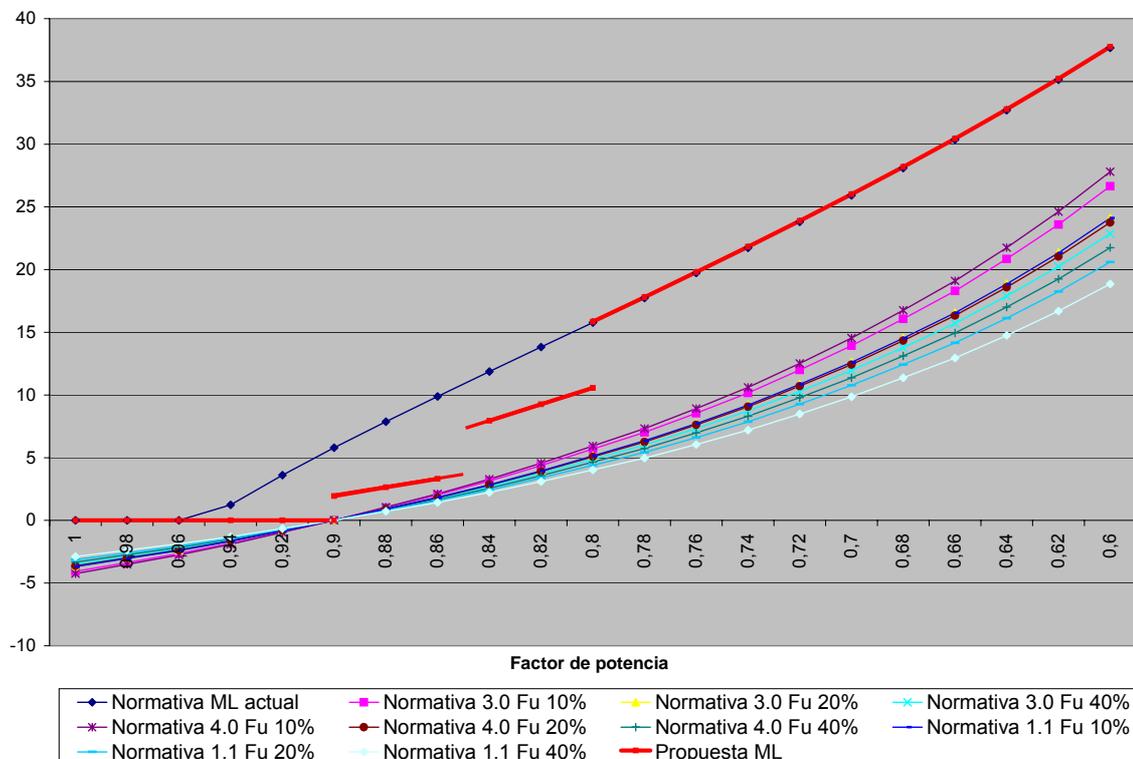
sobre el que aplicar el término de reactiva afecta en mayor medida a las tarifas de acceso en 3 periodos (67% de las horas) que a las tarifas de acceso de 6 periodos (42%) (véase Anexo V).

Por otra parte, la facturación por energía reactiva registrada para el total del sistema tiene signo negativo para el periodo comprendido entre los años 1998 y 2001 porque las bonificaciones pagadas a los clientes superaron los pagos aplicados por este concepto tarifario. Sin embargo, a partir de 2002 la facturación por energía reactiva pasa a ser positiva, debido a la aplicación del término por energía reactiva en las tarifas de acceso del Real Decreto 1164/2001. La progresiva incorporación de clientes al mercado de media tensión desde 2002 y de baja tensión desde 2003, se traduce en pagos positivos por energía reactiva a estos clientes (véase Anexo V).

Respecto a los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión esta Comisión, al igual que varios miembros del Consejo Consultivo, considera que no queda suficientemente claro en la Disposición adicional décima de la propuesta de Real Decreto de 2005 si la facturación por energía reactiva de las tarifas de acceso quedará establecida bien en los Planes de calidad al que hace referencia el artículo 4 de la propuesta de Real Decreto o bien al sistema de liquidaciones.

No obstante en relación al tratamiento de la energía reactiva en el mercado liberalizado de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005 se consigue mejorar la relación asimétrica del tratamiento de la energía reactiva entre los mercados regulado y liberalizado (véase el siguiente gráfico).

Gráfico 3. Facturación media de energía reactiva (€/MWh) en la normativa de mercado liberalizado, normativa de mercado regulado y en mercado liberalizado según la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005



Fuentes: Orden 12 de enero de 1995, Real Decreto 1164/2001, Real Decreto 1802/2003 y propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005

En este ejemplo, para facturar energía reactiva en el mercado regulado se han considerado clientes que están acogidos a las tarifas integrales 3.0, 4.0 y 1.1 con factores de utilización del 10%, 20% y 40%.

Se observa que la facturación media de energía reactiva de los clientes tipo considerados en el mercado liberalizado con la actual normativa es superior a lo que abonarían en el mercado regulado.

Según la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005 se produce por un lado que, para $\cos \varphi$ comprendidos entre 0,95 y 0,80 la diferencia entre la facturación media por energía reactiva en el mercado liberalizado respecto a la correspondiente al mercado regulado disminuye respecto a la facturación media por energía reactiva en mercado liberalizado aplicando la actual normativa.

El siguiente cuadro muestra el término de facturación de energía reactiva en las tarifas de acceso considerado en el Real Decreto 1802/2003 y en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005, tanto para precios generales como para precios específicos de aplicación a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por los consumidores cualificados directamente o a través de comercializadores con países de la Unión Europea.

Cuadro 20. Término de facturación de energía reactiva en las tarifas de acceso considerado en el Real Decreto 1802/2003 y en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005

Precios generales

	Propuesta RD 2005 (€/kVArh)	RD 1802/2003 (€/kVArh)	% variación propuesta RD 2005 respecto RD 1802/2003
0,95<cos φ≤0,90	0,00001	0,037553	-99,97%
0,90<cos φ≤0,85	0,012531	0,037553	-66,63%
0,85<cos φ≤0,80	0,025063	0,037553	-33,26%
cos φ<0,80	0,037594	0,037553	0,11%

Precios específicos

	Propuesta RD 2005 (€/kVArh)	RD 1802/2003 (€/kVArh)	% variación propuesta RD 2005 respecto RD 1802/2003
0,95<cos φ≤0,90	0,00001	0,035577	-99,97%
0,90<cos φ≤0,85	0,012096	0,035577	-66,00%
0,85<cos φ≤0,80	0,024192	0,035577	-32,00%
cos φ<0,80	0,036289	0,035577	2,00%

Fuentes: Real Decreto 1802/2003 y propuesta de Real Decreto 2005

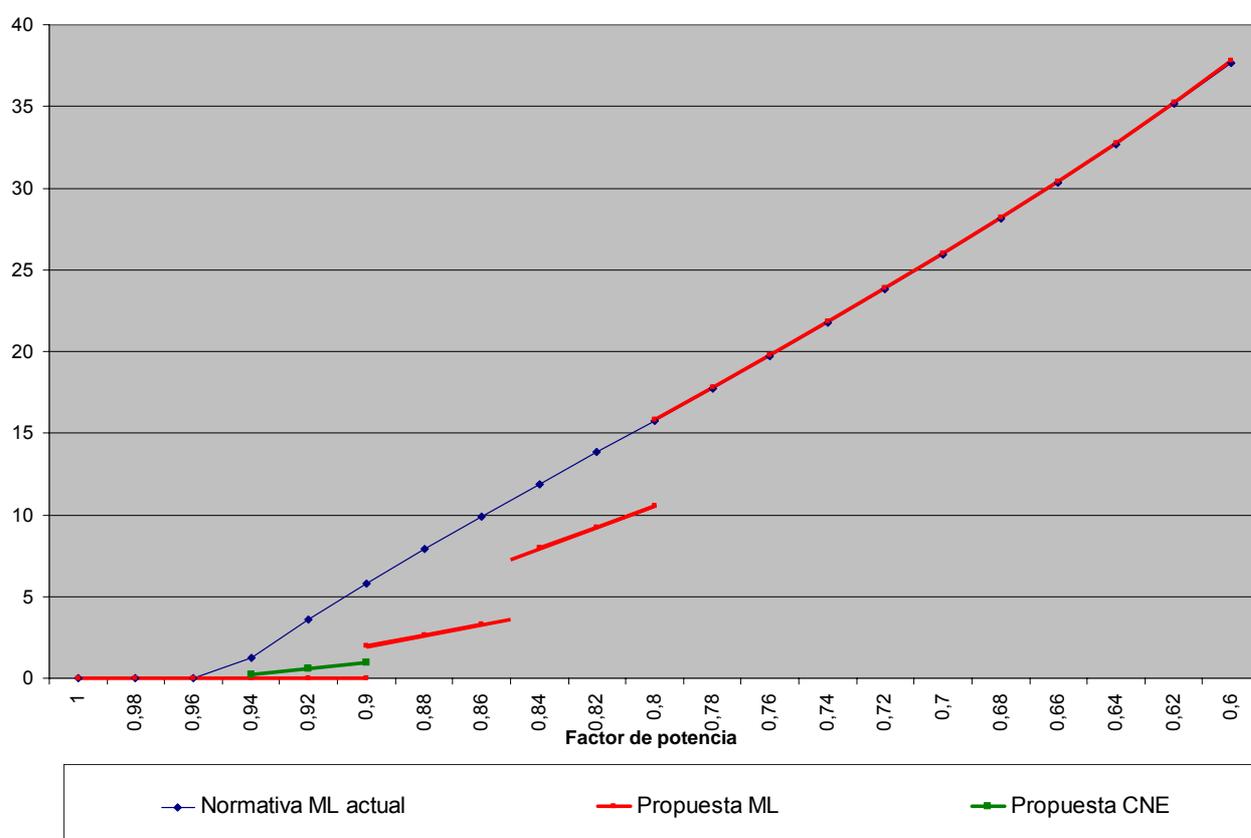
En la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005 se iguala el factor de potencia de 0,9 para aplicar un pago por energía reactiva prácticamente nulo a clientes en el mercado liberalizado, similar a la aplicada según la Orden de 12 de enero de 1995 para clientes en el mercado regulado, si bien no existe la posibilidad de bonificaciones.

Sin embargo, cabe señalar que el factor de potencia por debajo del cual se empiezan a aplicar pagos por energía reactiva a clientes en el mercado liberalizado es de 0,90, diferente al valor establecido en el Real Decreto 1164/2001 (0,95) y que se vinculó al P.O.-7.4. No obstante, habría que analizar si rebajar el factor de potencia de energía

reactiva a los clientes en el mercado liberalizado de 0,95 a 0,90 se podría traducir en problemas en la red.

Varios miembros del Consejo Consultivo consideran adecuado establecer un precio de energía reactiva para $\cos \varphi$ entre 0,95 y 0,90 distinto al de la propuesta de Real Decreto, por ejemplo de 0,006 €/kVA_{rh}, de forma que la señal de compensación de energía reactiva esté fijada para $\cos \varphi$ de 0,95, evitando problemas en la red, y tratando de disminuir las diferencias en el tratamiento de la energía reactiva entre mercado regulado y liberalizado para dicho umbral. A modo de ejemplo de esta propuesta, véase gráfico inferior.

Gráfico 4. Facturación media de energía reactiva (€/MWh) en la normativa de mercado liberalizado, propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005 y propuesta CNE



Fuente: MITC y CNE

Varios miembros del Consejo Consultivo consideran adecuado que la aplicación de la tabla de diferentes precios de energía reactiva según umbrales del $\cos \varphi$ que establece la propuesta de Real Decreto 2005, debería estar diferenciada por periodos horarios, de forma que se emitieran señales horarias sobre el coste de la energía reactiva y no se aplicara ningún tipo de recargo en el periodo valle, lo que en opinión de una parte del sector, puede resultar beneficioso para el sistema.

3.1.4 Pagos por garantía de potencia

La Disposición adicional séptima de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005 modifica los precios unitarios por garantía de potencia por periodos tarifarios de la tarifa de acceso establecidos en la normativa vigente (Real Decreto - Ley 6/2000 y Real Decreto 1802/2003).

Cuadro 21. Precios unitarios de garantía de potencia por periodos tarifarios de las tarifas de acceso. Propuesta de Real Decreto 2005 versus normativa vigente

PRECIOS GARANTIA DE POTENCIA (€/kWh). Propuesta de RD 2005						
Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0A	0,013222					
2.0NA	0,013222	0				
3.0A	0,013247	0,004272	0			
3.1A	0,007934	0,004272	0			
6 periodos	0,007934	0,003662	0,002441	0,001831	0,001831	0

PRECIOS GARANTIA DE POTENCIA (€/kWh). Actuales						
Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0A	0,013222					
2.0NA	0,013222	0				
3.0A	0,013222	0,004207	0			
3.1A	0,007813	0,004207	0			
6 periodos	0,007813	0,003606	0,002404	0,001803	0,001803	0

Variaciones Propuesta RD 2005 respecto valores actuales (RD-L 6/2000 y RD 1802/2003)						
Tarifa	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0A	0,00%					
2.0NA	0,00%					
3.0A	0,19%	1,55%				
3.1A	1,55%	1,55%				
6 periodos	1,55%	1,55%	1,54%	1,55%	1,55%	

Fuente: Real Decreto-L 6/2000, Real Decreto 1802/2003, Propuesta de Real Decreto 2005

Se observan en términos generales variaciones en los valores de los precios por garantía de potencia de las tarifas de acceso de 3 y 6 periodos. En concreto, se han registrado aumentos de un 1,55% en todos los periodos de dichas tarifas a excepción del periodo 1 de la tarifa de acceso 3.0A (0,19%). Estos aumentos introducidos en la propuesta de RD, en la medida que la retribución media total es la misma, se traducirán, por diferencia, en menores pagos de garantía de potencia a distribuidores para sus consumidores a tarifas integrales. Este efecto, se ha valorado según el escenario de previsión de la CNE en 2.798 miles de €.

3.2 Suficiencia de ingresos

Como se viene comentando a lo largo del presente informe, para valorar convenientemente las variaciones en las tarifas integrales y de acceso propuestas sería necesario disponer de las previsiones sobre consumos e ingresos, desagregadas por tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Real Decreto.

Si bien se observa mayor detalle facilitado en la información que acompaña la propuesta de Real Decreto relativa a consumos e ingresos de clientes a tarifa integral y de acceso para 2005, respecto a propuestas de años anteriores, este desglose no es suficiente para valorar convenientemente las variaciones de la propuesta que el presente informe analiza.

Ingresos totales

En consecuencia, con objeto de analizar la suficiencia de ingresos del sistema se han aplicado las variaciones tarifarias de la propuesta de Real Decreto al escenario de previsión de la CNE para 2005.

En este sentido, cabe recordar que, con el objeto de efectuar los análisis necesarios previos a la realización del informe sobre la tarifa eléctrica para 2005, la CNE ha recibido de las empresas distribuidoras, la información solicitada con fecha 16 de julio de 2004, relativa a previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2004 y para el año 2005.

Una vez analizada en profundidad la información remitida por las empresas, teniendo en cuenta tanto la evolución del consumo por grupo tarifario, como la evolución de la participación en el mercado y las Resoluciones publicadas por el Ministerio de Economía para las temporadas 2003/2004 y 2004/2005, la CNE ha elaborado un escenario de consumos, potencias, precios medios e ingresos regulados, por tarifas integrales y de acceso, previstos para 2005 (véase Anexo IV).

Según la información que acompaña la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005, los ingresos previstos cubren la totalidad de los costes. Dada la previsión de demanda en consumo inferior a la de la propuesta de Real Decreto y la composición de los mismos en el escenario de previsión de la CNE para el año 2005 no se recuperarían la totalidad los costes previstos en la propuesta de Real Decreto. En concreto, los ingresos previstos en la propuesta de Real Decreto superarían en 139 millones de Euros los previstos según el escenario de esta Comisión.

Cuadro 22. Ingresos previstos para 2005. Escenario CNE 2005 vs Escenario Propuesta de Real Decreto 2005

	Escenario CNE 2005			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (c€/kWh)
Clientes en mercado	86.902	37,0%	5.281	6,08
<i>Facturación de Mercado</i>			3.498	4,02
Coste Energía			3.189	3,67
Coste G.P			309	0,36
<i>Facturación de Acceso</i>			1.784	2,05
Clientes en Tarifa Integral	147.711	63,0%	11.700	7,92
Tarifas Baja Tensión	93.841	40,0%	9.475	10,10
Tarifas Alta Tensión	53.871	23,0%	2.224	4,13
Margen DT11^a			171	
Total	234.613	100,0%	17.151	7,311
Previsión propuesta RD	235.871		17.290	7,330
Diferencia	-1.258		-139	-0,020

Fuente: Propuesta de Real Decreto 2005 y CNE.

Ingresos regulados

Respecto a los ingresos por precios regulados, esto es, por facturar a tarifas integrales y de acceso, en el siguiente cuadro se compara la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto y el escenario de previsión de la CNE.

Cuadro 23. Ingresos regulados. Propuesta de Real Decreto 2005 vs CNE.

	Consumo (GWh)	Ingresos (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
Ingresos propuesta RD	235.871	13.664.280	5,7931
Tarifa Acceso	84.655	1.781.192	2,1041
Tarifa Integral	151.216	11.883.088	7,8584
Ingresos Regulados CNE	234.613	13.483.313	5,7470
Tarifa Acceso	86.902	1.783.629	2,0525
Tarifa Integral	147.711	11.699.684	7,9206
Diferencia propuesta RD - CNE			
Total	1.258	180.967	0,0461
Tarifa Acceso	-2.247	-2.437	0,0516
Tarifa Integral	3.505	183.404	-0,0623

Fuente: CNE y MITC – Información que acompaña la propuesta Real Decreto 2005

Dado que la Comisión estima, por una parte, una menor demanda en consumidor final y, por otra parte, un desglose del consumo entre grupos tarifarios diferente que en la propuesta de Real Decreto, se observa una discrepancia entre los ingresos estimados por ambos. En particular, los ingresos previstos al aplicar las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Real Decreto al escenario de previsión de esta Comisión (13.483 M€) son menores en unos 181 M€ a los previstos en la propuesta de Real Decreto.

En el cuadro inferior se recogen las principales diferencias de ingresos regulados entre el escenario de previsión de la propuesta de Real Decreto y el escenario de la CNE.

Cuadro 24. Previsión de ingresos regulados de la propuesta Real Decreto vs Previsión CNE. Año 2005

	Propuesta RD 2005 (A)			Previsión CNE 2005 (B)			Diferencia (A) - (B)		
	Consumo (GWh)	Ingresos (M€)	PMedio (c€/kWh)	Consumo (GWh)	Ingresos (M€)	PMedio (c€/kWh)	Consumo (GWh)	Ingresos (M€)	PMedio (c€/kWh)
Cientes en mercado	84.655	1.781	0,00	86.902	1.784	0,00	-2.247	-2	0,00
<i>Baja Tensión</i>	17.692	661	3,73	19.872	733	3,69	-2.180	-72	0,05
Domésticos	3.233	164	5,09	5.441	268	4,93	-2.208	-104	0,15
Resto consumidores BT	14.459	496	3,43	14.431	465	3,22	28	32	0,21
<i>Alta Tensión</i>	66.963	1.120	1,67	67.029	1.051	1,57	-66	70	0,11
Tarifa 6.5	5.656	9	0,15	5.144	8	0,15	512	1	0,00
Resto consumidores AT	61.307	1.112	1,81	61.885	1.043	1,68	-578	69	0,13
Cientes en Tarifa Integral	151.216	11.883	7,86	147.711	11.700	7,92	3.505	183	-0,06
<i>Baja Tensión</i>	96.043	9.688	10,09	93.841	9.475	10,10	2.202	212	-0,01
Domésticos	73.231	7.454	10,18	70.993	7.230	10,18	2.238	223	-0,01
Resto consumidores BT	22.812	2.234	9,79	22.848	2.245	9,83	-36	-11	-0,03
<i>Alta Tensión</i>	55.173	2.196	3,98	53.871	2.224	4,13	1.302	-29	-0,15
Consumidores AT	50.699	1.974	3,89	49.394	2.004	4,06	1.305	-30	-0,16
DT 11ª Ley 54/97	4.474	221	4,95	4.476	220	4,93	-2	1	0,02
Total	235.871	13.664		234.613	13.483		1.258	181	

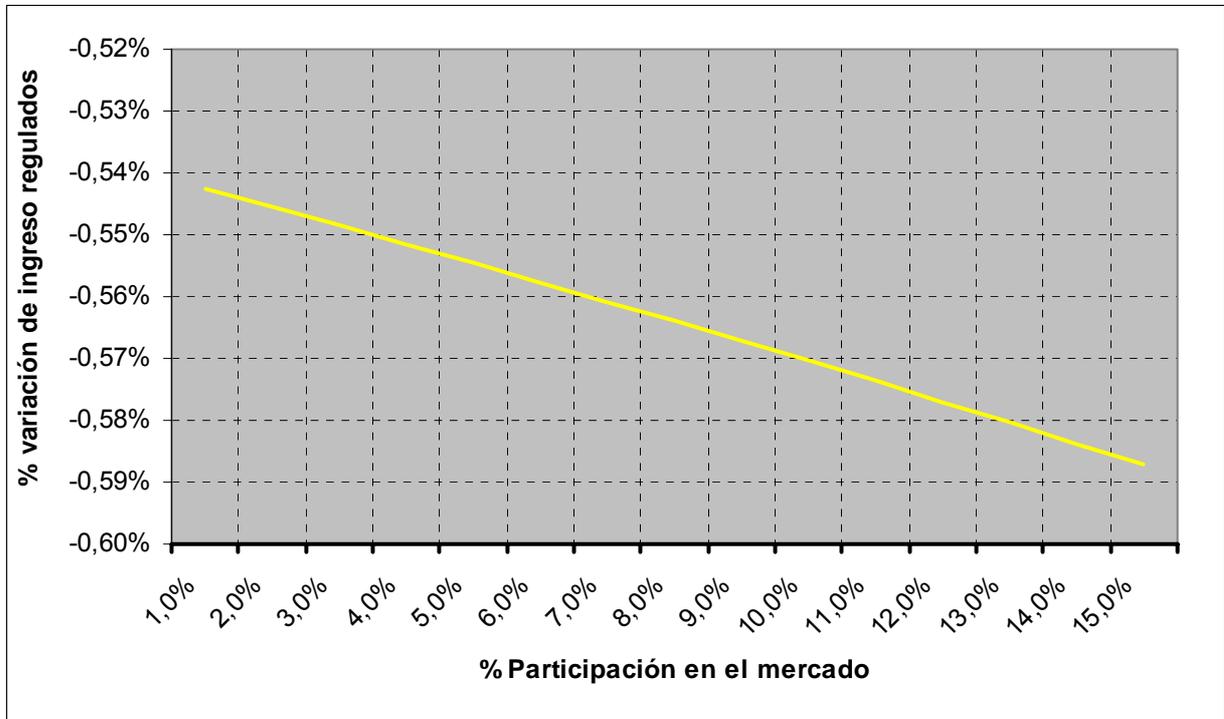
Fuente: MITC – Información que acompaña a la propuesta Real Decreto y CNE

Cabe señalar que el efecto más significativo sobre los ingresos regulados se registra como consecuencia de la diferente previsión, entre la propuesta de Real Decreto de esta Comisión, del grado de participación en el mercado de los clientes de baja tensión, en concreto de los clientes con potencia inferior a 15 kW.

Según las previsiones de la propuesta de Real Decreto, el consumo de clientes con potencia inferior a 15 kW en régimen de mercado ascenderá a 3.233 GWh en el año 2005, cifra inferior en 2.208 GWh a la previsión de la CNE, de acuerdo con información recibida de las empresas. Ello se traduce en que la previsión de ingresos regulados (suma de tarifas integrales y de tarifas de acceso) de los clientes domésticos es superior en 119 millones de Euros a los previstos por esta Comisión.

El gráfico inferior se recoge la evolución de los ingresos regulados por incremento porcentual de la participación del consumo de clientes procedentes de la tarifa integral 2.0 en el mercado.

Gráfico 5. Evolución de ingresos regulados procedentes de clientes acogidos a tarifas 2.0 y 2.0 A



Fuente: Elaboración propia

Los ingresos previstos por facturar a las tarifas integrales y a las tarifas de acceso de la propuesta, son los que estarán sujetos a la liquidación de los costes de las actividades reguladas, esto es, servirán para retribuir la actividad del transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, los permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento y el coste de generación de clientes a tarifa integral.

Por tanto, se insiste en la necesidad de disponer de la previsión de la composición de la demanda por grupo tarifario, para valorar su efecto sobre la liquidación de actividades reguladas.

Ingresos de acceso

Se ha realizado el ejercicio de aplicar a todos los consumidores las tarifas de acceso de la propuesta de Real Decreto.

En primer lugar, cabe señalar que la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto 2005, no proporciona el escandallo de los costes de acceso que justifique el cálculo de las variaciones de las tarifas de acceso de la propuesta.

El cuadro inferior resume el escandallo de costes de acceso tomando como referencia la información de la propuesta de Real Decreto, con objeto de valorar la suficiencia de ingresos en el caso de que todos los clientes se encontraran consumiendo en régimen de mercado.

Cuadro 25. Costes de acceso CNE. Año 2005

COSTE	Miles de €
Transporte	916.203
Distribución	3.400.076
Gestión Comercial	292.441
Costes Permanentes (1)	797.195
Diversificación y Seguridad de Abastecimiento	262.810
Prima del régimen especial	1.439.739
COSTE TOTAL DEL SERVICIO	7.108.464

Fuente: MITC y CNE

(1) Incluye desvíos y costes de modificación normativa

En segundo lugar, cabe señalar que, dado el escenario de previsión de la CNE, si todos los consumidores fueran al mercado no se recuperarían todos los costes de acceso que se detalla en el cuadro anterior. Esto es, la facturación por tarifas de acceso de todos los consumidores eléctricos del sistema ascendería a 6.704 millones de Euros frente a los 7.108 millones de Euros de los costes de acceso, lo que supondría un déficit de 404 millones de Euros (234 millones de Euros si se descuenta el margen de DT 11^a como

coste de distribución). Esta insuficiencia entre los ingresos por tarifas de acceso si todos los consumidores fueran al mercado y los costes de acceso, es puesto de manifiesto en sucesivos informes de tarifas de esta Comisión.

Cuadro 26. Facturación por tarifas de acceso.

	Consumo (GWh)	Fact. Acceso (Miles €)
		Propuesta R.D.
2.0 A	66.778	3.381.750
2.0 NA	10.715	405.608
3.0 A	37.279	1.392.588
3.1 A	17.668	404.010
6.1	53.345	885.499
6.2	9.017	124.081
6.3	2.936	43.332
6.4	1.046	16.604
6.5	35.068	48.736
TTS	528	1.926
Total Nación:	234.380	6.704.133
Coste Acceso (B)		7.108.464
Diferencia (A) - (B)		-404.331
Diferencia (A) - (B sin margen DT 11^a)		-233.722

Fuente: CNE y MITC

Nota: Se excluyen Consumos Propios y Concesiones Administrativas (233 GWh)

3.3 Valoración de los precios regulados incluidos en la propuesta

El Real Decreto 1432/2002, en su artículo 8, punto 6, establece que la revisión de cada una de las tarifas no podrá ser superior a la variación de la tarifa media o de referencia más un 0,60%.

En la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005 se determina que la tarifa media aumentará en 2005 un 1,71%, lo que, en aplicación del Real Decreto 1432/2002 limitaría las subidas tarifarias al 2,31% de variación. Como se ha descrito en el epígrafe 3.1 del presente informe, todas las variaciones en las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Real Decreto están dentro del límite establecido, excepto la tarifa de acceso 6.5 que aumenta un 2,5%.

El Real Decreto 1164/2001, en su disposición adicional única, establece la fórmula para actualizar la tarifa D de venta a distribuidores, de acuerdo con la cual, las tarifas D aumentarán un 2,87% según la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2005, respecto a las del Real Decreto 1802/2003.

Esta Comisión considera que las variaciones de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005 estarían dentro de las variaciones que permite el Real Decreto 1432/2002, y que en los siguientes aspectos proporcionaría señales adecuadas en precios:

Aumento de tarifas 1.0, 2.0 y 2.0N superiores al del resto de clientes de baja tensión

Se considera una señal de precios adecuada. En primer lugar porque dichas tarifas han registrado mayores reducciones, desde la liberalización del sector eléctrico, que el resto de clientes de baja tensión que han sido elegibles en el mismo momento del tiempo. Este incremento tiene aún más sentido debido a que la senda de la tarifa media es creciente (1,71% en 2005), y a que el pago implícito de acceso para los clientes 2.0, 2.0 N y 1.0 es en general inferior al pago de acceso de dichos clientes, lo que muestra cierta inconsistencia en los pagos de dichos clientes. Más aún se observa que los pagos de

acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de Real Decreto. Los casos más significativos son en baja tensión las tarifas 3.0 y 4.0, en media tensión las tarifas generales no interrumpibles. Son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos y serán los que, por tanto, tendrán más incentivos a acudir al mercado.

Aumento de tarifa de acceso 6.5 superior al del resto de tarifas de acceso

En opinión de esta Comisión las tarifas de acceso deben reflejar los costes en los que los suministros hacen incurrir al sistema. La aplicación de la tarifa 6.5 a los suministros que cumplen los requisitos del artículo 10 del Real Decreto 1164/2001, independientemente del nivel de tensión al que están conectados, supone no imputarles la totalidad de sus costes por el uso de las redes y, por tanto, imputárselo a otros clientes a quienes no corresponde. Cabe señalar que 32 de los 34 clientes acogidos a la tarifa de acceso 6.5 en el año 2003, ya se encontraban en régimen de mercado con anterioridad a la publicación del Real Decreto-Ley 6/2000 y, únicamente 2 proceden de tarifa integral. Es decir, la aplicación de dicha tarifa de acceso no ha tenido el efecto de fomentar el acceso al mercado de grandes clientes acogidos a tarifa integral.

Precios de garantía de Potencia y de energía reactiva de la propuesta de Real Decreto

Se considera que las variaciones propuestas dan señales adecuadas para corregir el distinto tratamiento de clientes en mercado regulado y liberalizado, si bien los valores introducidos deberían ser justificados y explicados en detalle.

Por contra, se insiste en que la aplicación de variaciones uniformes (1,61% para todas las tarifas integrales excepto la 2.0, 2.0 N y 1.0 y tarifas D y 1,71% para todas las tarifas de acceso de la propuesta de Real Decreto excepto para la tarifa 6.5) no proporciona una señal adecuada en precios de los costes en que cada suministro incluido en un determinado grupo tarifario. Más aún, dichas variaciones uniformes aplicadas en tarifas

integrales y de acceso no corrigen inconsistencias en los pagos de clientes, mencionadas en sucesivos informes de esta Comisión. En particular, a ciertos clientes de alta tensión acogidos a tarifas integrales y que podrían acogerse a la tarifa de acceso 6.5 del Real Decreto 1164/2001 por cumplir los requisitos considerados en el artículo 22 de dicho Real Decreto, se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y los costes de generación y moratoria nuclear correspondiente) pagos de acceso negativos. No obstante lo anterior, se hace necesario valorar el beneficio que para el sistema introduce los servicios de gestión de la demanda (interrumpibilidad y reactiva) para determinar si dichos pagos implícitos por acceso son efectivamente negativos, así como su cuantía.

Esta Comisión como ha señalado en sucesivos informes de tarifa eléctrica, considera que las variaciones anuales de cada tarifa integral y de acceso deberían responder a una metodología de asignación de costes y no a la aplicación de porcentajes de variación uniformes en los precios regulados. Por ejemplo, si el coste de transporte aumenta un 9,9% en 2005, cabría establecer un mayor aumento en aquellas tarifas en las que el coste de transporte suponga una mayor proporción que el resto de coste.

Dicha metodología buscaría fijar unos criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios para repartir cada concepto de coste entre las distintas tarifas integrales y de acceso. Los criterios de asignación de costes, siguiendo las pautas de la Directiva Europea y dadas las restricciones establecidas en la Ley, deberían buscar la eficiencia asignativa de cada coste de forma que los precios del consumidor reflejen costes. En definitiva los precios deben dar señales de costes al consumidor para promover el consumo de electricidad eficiente y el ahorro energético necesario.

Esta Comisión, al igual que distintos miembros del Consejo Consultivo, considera que dicha metodología debe ser aditiva. Aunque la estructura de tarifas integrales y de acceso muestre un único pago por el suministro y acceso, respectivamente, se debe garantizar la adición de los costes en el mismo, de forma que haya consistencia entre los pagos regulados de clientes en el mercado regulado y liberalizado.

Esta metodología debería cuantificar el beneficio que para el sistema introduce la gestión de servicios de gestión de la demanda de determinados clientes, actualmente acogidos al régimen de tarifa integral y procurar trasladar al mercado dicho efecto, tal y como indicaron distintos miembros del Consejo Consultivo.

Asimismo, dicha metodología debería cuantificar el pago de garantía de potencia e introducir una estructura de pagos a los consumidores de forma no discriminatoria.

Por último, se deberían establecer pagos por energía reactiva no discriminatorios entre consumidores del mercado regulado y liberalizado, que den señales de cuales son los costes necesarios para garantizar el control adecuado de la red, de acuerdo con los requisitos incluidos en los P.O.

Respecto a aspectos particulares de precios regulados incluidos en la propuesta de Real Decreto, cabe señalar:

En primer lugar, si bien en la propuesta de Real Decreto se reduce dicha divergencia respecto al Real Decreto 1802/2003, se considera que el término fijo de la tarifa de acceso 2.0 A no debería ser más elevado (actualmente es un 0,62%% superior) al de la tarifa integral 2.0. En este sentido se propone revisar, paulatinamente, la composición de los términos fijo y variable de dicha tarifa de acceso para igualar el término fijo en la tarifa integral 2.0 y de la tarifa de acceso 2.0 A.

En segundo lugar, cabe señalar el posible aumento de facturación de clientes 2.0/2.0N que podría afectar a los nuevos cambios de suministro, así como a las modificaciones de los actuales contratos, ante aumentos de potencia contratada (en torno a 4,95% superior) por el cambio de tensión normalizada de 220 kV a 230 kV y, por tanto, de potencia contratada, según el Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.

En tercer lugar, se considera que los precios a los que son liquidados los consumos propios y auxiliares, consumos gratuitos y empleados, deberían aumentar (desde 1998 se

liquida su energía a 4,8081 céntimos de €/kWh), de acuerdo con las subidas registradas en otras tarifas integrales.

Por último, respecto al punto 4 de la Disposición transitoria primera, que establece que:

“No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, para industrias de nueva creación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la aplicación de estas tarifas con aplicación del complemento por interrumpibilidad siempre que cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas y en las condiciones generales establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995 (...).”

Se considera que dicha medida es inconsistente con lo establecido en el punto 3 de dicha disposición transitoria primera, en donde se determina que el complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicho complemento el 31 de diciembre de 1999 hasta el 1 de enero de 2007.

4 COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES ASIGNADOS AL SISTEMA PARA EL AÑO 2005

4.1 La retribución del transporte

La determinación de la retribución de la actividad de transporte se basa 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. Para obtenerla es preciso establecer una serie de hipótesis sobre el valor de los parámetros que son relevantes para el cálculo de las tres partidas de coste que componen los ingresos de esta actividad: a) el coste acreditado al transporte (actualización del valor correspondiente a 1998), b) el coste por nuevas inversiones puestas en servicio desde 1998 y c) el incentivo a la disponibilidad.

En la propuesta de Real Decreto que se informa la retribución de la actividad de transporte asciende a 916.203 miles de € para el año 2005, de los cuales 668.888 miles de € corresponden a REE, 176.644 miles de € corresponden al resto de empresas transportistas peninsulares sometidas a la liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y 70.671 miles de € corresponden a las empresas insulares y extrapeninsulares.

Dichas cifras, sin considerar la correspondiente a las empresas transportistas insulares y extrapeninsulares, son inferiores a las calculadas por esta Comisión ya que, en base a la última información disponible, dichas cantidades resultan ser de 677.751 miles de € para REE y 188.536 miles de € para el resto de las empresas transportistas peninsulares. Es preciso destacar que la diferencia existente entre la retribución del transporte que figura en la propuesta de Real Decreto que se informa y la calculada por esta Comisión, obedece a que el Ministerio ha tomado la cifra aportada en el Informe previo aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 25 de noviembre de 2004, relativo a los costes de transporte por empresa transportista peninsular para el ejercicio 2005, en el cuál, por un lado, no se tuvieron en cuenta para el ejercicio 2004 las instalaciones desde el momento de su puesta en servicio y, por otro lado, en el citado informe se utilizó como IPC del año 2004 el previsto inicialmente para dicho ejercicio, es decir, el 2 %, en lugar de utilizar el IPC indicado por la Dirección General de Política Energética y Minas en su oficio de fecha 13 de septiembre de 2004, es decir, el 3,4%. Debido a que en la propuesta de Real Decreto se incluyen los datos que fueron anticipados por esta Comisión, se estima necesario que se proceda a modificar la cifra de la retribución al transporte para 2005 correspondiente tanto a REE como al resto de empresas transportistas peninsulares.

Cabe destacar que, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se ha considerado, en estos últimos cálculos, la retribución, desde el momento de su puesta en servicio, correspondiente a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2004, 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, la fecha de su puesta en servicio. Sin embargo, no se han considerado para su retribución las instalaciones previstas poner en servicio en el propio

ejercicio tarifario de 2005, dado que es preciso instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la información declarada por las empresas transportistas, instrumentación que debe pasar necesariamente, como fuente imprescindible de información, por la previa aprobación y publicación en el B.O.E. por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE, del Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica para dicho ejercicio 2005.

En relación con la retribución a la actividad de transporte correspondiente a las empresas insulares y extrapeninsulares, esta Comisión no dispone en la actualidad de información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, desconociéndose, así mismo, los criterios utilizados para su determinación.

El Cuadro siguiente contiene el desglose, para cada empresa transportista peninsular, de la retribución calculada por la CNE por el total de los citados tres conceptos de coste contemplados en el citado Real Decreto 2819/1998. Los mismos se han calculado, por un lado, a partir de las Auditorias de las inversiones en instalaciones de transporte realizadas entre 1998 y 2002 y, por otro lado, a partir de la información suministrada por dichas empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 2003 y 2004.

Retribución a la actividad de transporte peninsular en 2005 (Miles de €)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL	507.236	527.797	554.138	583.125	632.293	704.934	769.767	847.865
REE	307.243	319.712	334.923	353.532	373.698	578.637	626.805	668.974
IB	79.316	81.172	83.787	86.313	90.768	0	0	3.122
UEF	25.591	26.194	30.662	32.451	48.531	5.680	8.793	16.739
HC	2.554	3.149	3.525	3.663	3.668	6.369	7.731	9.219
E. VIESGO	4.886	4.706	4.796	5.130	5.584	5.644	5.998	6.076
INALTA					1.261	104.114	108.573	118.951
G. ENDESA	87.646	92.864	96.445	102.036	108.783	4.490	11.867	24.784
SEVILLANA	31.806	32.410	33.665	36.026	39.033			

FECSA- ENHER	44.024	47.449	49.051	51.515	54.092			
ERZ	6.389	7.475	8.032	8.612	9.606			
T. EBRO	5.427	5.530	5.696	5.883	6.052			

Fuente: Elaboración Propia

De la retribución expuesta en el anterior Cuadro, un 69,93% corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, un 28,68% corresponde a las nuevas inversiones desde 1998 y un 1,39% corresponde al incentivo de disponibilidad.

Los parámetros macroeconómicos utilizados para este cálculo han sido establecidos por la Dirección General de Política Energética y Minas y son los que aparecen en el Cuadro siguiente.

Parámetros de cálculo de los ingresos por la actividad de transporte

Parámetros	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
IPC previsto	1,40%	2,90%	4,00%	2,70%	4,00%	2,90%	3,40%	2,00%
X	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	0,60%	0,60%	0,60%
Y	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	0,60%	0,60%	0,60%
Tasa Retribución	6,37%	5,25%	3,94%	5,38%	5,25%	6,46%	5,62%	5,74%
Disponibilidad objetivo	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%
K	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Adicionalmente, y en base a lo establecido en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, la retribución correspondiente a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2004, desde el momento de su puesta en servicio, desglosado para cada empresa transportista peninsular, es el que se puede apreciar en el siguiente Cuadro:

	Retribución Instalaciones 2004 desde su puesta en servicio (Miles de €)
TOTAL	16.921
REE	7.873
IB	1.677
UEF	1.625
HC	461
E. VIESGO	4
INALTA	2.232
G. ENDESA	3.050

Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, teniendo en cuenta la insuficiencia retributiva resultante para la actividad del transporte para el ejercicio 2003, y con la finalidad de que, en su caso, dicha insuficiencia retributiva pueda tenerse en cuenta para la tarifa 2005, en el siguiente Cuadro se desglosa la misma, para cada empresa transportista peninsular, en base a los diferentes conceptos que justifican tal insuficiencia retributiva:

	Instalaciones e IPCs definitivos (Miles de €)	Efecto X e Y (Miles de €)	Tasa de retribución (Miles de €)	Total (Miles de €)
TOTAL	7.084	350	1.151	8.585
REE	4.543	295	609	5.447
REE	1.311	85	0	1.396
UEF Y ENDESA	3.232	210	609	4.051
IB	0	0	0	0
UEF	100	5	36	141
HC	121	3	34	158
E. VIESGO	117	2	21	140
INALTA	2.126	31	430	2.587
G. ENDESA.	77	14	21	112

Fuente: Elaboración Propia

Sobre el primero de los conceptos, es decir, la insuficiencia retributiva debida a las variaciones en las instalaciones finalmente puestas en servicio respecto a las declaradas por las empresas transportistas y a la variación del IPC definitivo respecto al previsto, esta Comisión entiende que, en base a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002 sobre aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, no cabe su consideración para posteriores ejercicios como “revisión de las previsiones de años anteriores”, y ello con independencia de que, tal y como establece el Real Decreto 2819/1999, de 23 de diciembre, en el cálculo de la retribución del transporte de tales posteriores ejercicios se tome como base la cantidad finalmente resultante de considerar las instalaciones e IPC definitivos, y no la cantidad que figuraba en el Real Decreto de Tarifas correspondiente a dicho año.

Sobre el segundo y tercer conceptos de la insuficiencia retributiva, es decir, la debida a la modificación de los valores de los índices de eficiencia X e Y y la debida a la modificación de la tasa de retribución, esta Comisión entiende que, en base a lo establecido en el Real Decreto 1432/2002 sobre aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, sí cabe su consideración para posteriores ejercicios como “revisión de las previsiones de años anteriores”. Ello es así porque, por un lado, el artículo 7 del citado Real Decreto 1432/2002, establece como caso de revisión, entre otros, que el **tipo de interés** resulte superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. En este caso se deben revisar los costes considerados para la actividad de transporte y, por otro lado, porque el artículo 8 del citado Real Decreto 1432/2002, establece que el Gobierno podrá tener en consideración en el cálculo de la tarifa eléctrica media o de referencia las variaciones de las cuantías de costes que se deriven de **modificaciones en la normativa** específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas.

Esta última circunstancia, modificación normativa, concurre en relación con los valores de los índices de eficiencia X e Y, ya que los utilizados por esta Comisión en su momento para el cálculo de la tarifa 2003 fueron igual a 1, mientras que los valores de tales índices de eficiencia X e Y, conforme se establece en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 17 de marzo de 2003, deben ser igual a 0,6.

Asimismo, en relación con la tasa de retribución, concurren ambas circunstancias que justifican la citada revisión retributiva dado que, por un lado, la tasa utilizada para el cálculo de la retribución provisional del transporte para la tarifa de 2003 fue del 4,30%, mientras que la tasa a utilizar para el cálculo de la retribución definitiva del transporte para el año 2003 debe ser del 6,46% y, por otro lado, la tasa utilizada para el cálculo de la retribución provisional del transporte para la tarifa de 2003 hacía referencia al MIBOR a 3 meses más el 1%, mientras que la tasa a utilizar para el cálculo de la retribución definitiva del transporte para el año 2003 hace referencia a los Bonos del Estado a 10 años más el 1,5%, conforme se establece en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 5 de marzo de 2003.

No obstante lo indicado en el párrafo anterior, concurre en el presente caso otra particularidad: la retribución correspondiente a REE establecida en el Real Decreto de Tarifas 2003, a diferencia de la del resto de las empresas transportistas, no obedeció a los cálculos realizados por la CNE, sino al realizado por la propia Dirección General de Política Energética y Minas. En dicho cálculo para REE ya se tuvo en consideración la modificación de la tasa de retribución que finalmente se estableció en la referida Resolución de fecha 5 de marzo de 2003, tal y como literalmente se indica en el punto Primero de la misma. El cuadro anteriormente presentado recoge dicha particularidad para REE.

En base a lo anterior, a juicio de esta Comisión, la insuficiencia retributiva resultante para la actividad del transporte para el ejercicio 2003 que debería tenerse en cuenta en la tarifa 2005 es la que se muestra, desglosada por conceptos, en el siguiente Cuadro:

	Efecto X e Y (Miles de €)	Tasa de retribución (Miles de €)	Total (Miles de €)
TOTAL	350	1.151	1.501
REE	295	609	904
REE	85	0	85
UEF Y ENDESA	210	609	819

IB	0	0	0
UEF	5	36	41
HC	3	34	37
E. VIESGO	2	21	23
INALTA	31	430	461
G. ENDESA.	14	21	35

Fuente: Elaboración Propia

Dado que el esfuerzo inversor de cada empresa ha sido muy distinto en los últimos años, se estima conveniente señalar que, en el Real Decreto de Tarifas para 2005 que finalmente se apruebe, deberían incluirse los porcentajes provisionales que, sobre la cantidad total, corresponde a cada una de las empresas transportistas, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones.

En el Cuadro siguiente se recogen la cantidad total y los correspondientes porcentajes provisionales que corresponderían a cada una de las empresas transportistas peninsulares para el ejercicio 2005 teniendo en cuenta cada una de las partidas económicas reflejadas en los Cuadros anteriores.

**Porcentajes de reparto por empresas peninsulares
de la retribución al transporte en 2005**

	Miles de €	(%)
TOTAL	866.287	100,00%
REE	677.751	78,236%
IB	4.799	0,554%
UEF	18.405	2,125%
HC	9.717	1,122%
E. VIESGO	6.103	0,704%
INALTA	121.644	14,042%
G. ENDESA	27.869	3,217%

Fuente: Elaboración propia.

4.1.1 Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998

El coste acreditado a la actividad de transporte peninsular por inversiones anteriores a 1998 asciende a 592.940 miles de € en el año 2005, cuyo desglose por empresa se presenta en el Cuadro siguiente.

Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998

Coste acreditado actualizado (miles de €)								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
TOTAL	507.236	516.874	532.377	541.428	557.673	568.827	584.754	592.940
REE	307.243	313.081	322.473	327.954	337.794	471.536	484.739	491.526
IB	79.316	80.550	82.825	84.232	85.572	0	0	0
UEF	25.591	26.077	26.859	27.316	28.136	0	0	0
HC	2.554	3.149	3.522	3.582	3.692	3.766	3.871	3.925
E. VIESGO	4.886	4.706	4.706	4.784	4.930	5.029	5.170	5.242
INALTA	0	0	0	0	1189	88495,67	90973,54876	92247,17844
G. ENDESA	87.646	89.311	91.991	93.560	96.361	0	0	0
SEVILLANA	31.806	32.410	33.380	33.951	34.968	0	0	0
FECSA-ENHER	44.024	44.861	46.206	46.993	48.402	0	0	0
ERZ	6.389	6.510	6.707	6.821	7.024	0	0	0
T. EBRO	5.427	5.530	5.698	5.794	5.967	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

Este coste se obtiene, para cada año, actualizando con el IPC-X los costes acreditados para cada empresa transportista peninsular en el ejercicio de 1998 establecidos en el Real Decreto 2819/1998, siendo el IPC el definitivo hasta el año 2003 y el previsto para los años 2004 y 2005, y X un factor de eficiencia que toma el valor de 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003 según se ha señalado anteriormente. Conviene indicar en este punto, que en la fórmula de actualización dada en el Real Decreto 2819/1998 existe ya un primer error ya que, literalmente, para calcular, por ejemplo, el coste acreditado del año 1999, habría que actualizar la cantidad acreditada para el ejercicio 1998 con el IPC del año 1998 y el IPC del año 1999, lo cual es un absurdo desde el punto de vista económico. Al igual que se hizo en el cálculo tarifario de anteriores ejercicios, en este Informe no se ha considerado la actualización del IPC correspondiente al año 1998.

4.1.2 El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, incluye como concepto de retribución de la actividad de transporte los costes de inversión y de explotación correspondientes a las inversiones realizadas en nuevas instalaciones de transporte. Estas inversiones en nuevas instalaciones de transporte pueden acometerse por procedimientos concursales o mediante autorización directa. En el primer caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones serán los que se deriven de las condiciones del concurso. En el segundo caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones se determinarán por la aplicación de unos valores estándares en concepto de costes de inversión y de costes de explotación establecidos en el citado Real Decreto 2819/1998.

Hasta el momento, pese a las reiteradas recomendaciones de esta Comisión, todas las instalaciones de transporte puestas en funcionamiento desde la entrada en vigor del Real Decreto 2819/1998 se han adjudicado de forma directa. En consecuencia, los costes correspondientes a nuevas inversiones se obtienen por aplicación de los referidos valores estándares.

El siguiente Cuadro contiene la información de las unidades físicas correspondientes a las instalaciones de transporte que han entrado en funcionamiento entre 1998 y 2004, de acuerdo con la información disponible. Al respecto, la información correspondiente a nuevas líneas, subestaciones y transformadores de potencia de los ejercicios 1998 a 2002 pueden considerarse como definitivas, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las relativas al año 2003 serán provisionales hasta que se presente, por parte de todas las empresas transportistas, las Auditorías correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2004 se corresponden con las previsiones de puesta en servicio de cada empresa.

La experiencia de los anteriores ejercicios tarifarios, en el que se declararon por parte de las empresas transportistas instalaciones que finalmente no entraron en servicio, invita a que se cuestione seriamente esta última información y, como consecuencia, se hace

necesario instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la misma, tal y como se ha expuesto anteriormente.

Igualmente, se considera oportuno involucrar al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte en la confección y validación de dicha información ya que éste es el responsable último del desarrollo de la red de transporte, por lo cual debe garantizarse su independencia respecto de la función que realiza REE como transportista.

Altas de instalaciones de transporte

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Total líneas (km circuito)	390,9	139,4	395	569,9	902,6	577,4	49,8
Líneas aéreas (km circuito)	379,7	133,2	394,3	530,9	876,9	542	36,8
Líneas 220 kV	85,1	133,2	14,6	272,1	175,1	58,6	21,4
Líneas 400 kV	294,6	0	379,7	258,8	701,8	483,4	15,4
Líneas subterr. (km circuito)	11,2	6,2	0,7	39	25,7	35,4	13,0
Líneas 220 kV	11,2	6,2	0,7	39	25,7	35,4	13,0
Líneas 400 kV	0	0	0	0	0	0	0
Posiciones subestación (nº)	19	28	57	109	198	105	94
Posiciones 220 kV	16	24	18	77	141	67	56
Posiciones 400 kV	3	4	21	32	57	38	38
Capacidad transform. (MVA)	0	925	1.700	600	2.250	4.650	4.650
400/220 kV	0	925	800	600	1.800	4.650	4.200
400/132 kV	0	0	900	0	450	0	450
Reactancias (MVAr)	0	0	0	0	150	450	300
Bancos de condensadores (MVAr)	0	0	0	0	400	0	400

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte peninsular por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 243.184 miles de € en el año 2005, de los cuales 12.531 miles de € corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.576 miles de € a las realizadas en 1999, 16.236 miles de € a las realizadas en 2000, 36.356 miles de € a las realizadas en 2001, 62.169 miles de € a las realizadas en 2002, 43.333 miles de € a las realizadas en 2003 y 63.983 miles de € a las realizadas en 2004. En el Cuadro siguiente se muestra la

repercusión que, para cada empresa transportista peninsular, suponen en el año 2005 las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1998.

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 en el año 2005 (miles de €)

	C 2005 Por inv. 1.998	C 2005 Por inv. 1.999	C 2005 Por inv. 2.000	C 2005 Por inv. 2.001	C 2005 Por inv. 2.002	C 2005 Por inv. 2.003	C 2005 Por inv. 2.004	Total Costes 2.005
TOTAL	12.531	8.576	16.236	36.356	62.169	43.333	63.983	243.184
REE	11.816	7.593	13.753	30.976	42.203	30.997	30.251	167.589
IB	0	0	0	0	0	0	3.122	3.122
UEF	0	0	0	0	5.818	2.887	7.646	16.351
HC	0	0	0	0	2.737	976	1.382	5.095
E. VIESGO	0	100	119	231	42	238	4	734
INALTA	714	357	1.207	3.065	10.457	883	8.828	25.510
G. ENDESA	0	527	1.157	2.084	912	7.353	12.751	24.784

Fuente: Elaboración propia.

Es preciso señalar que en los cálculos anteriores se ha tenido en cuenta la adquisición por REE de los activos de transporte de IBERDROLA correspondientes al año 2003, transmisión aprobada mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 14 de abril de 2004.

En el siguiente Cuadro se puede apreciar, para cada empresa transportista peninsular, la evolución de los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1999 al año 2004.

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998 (miles de €)

	Total Costes 1.999	Total Costes 2.000	Total Costes 2.001	Total Costes 2.002	Total Costes 2.003	Total Costes 2.004	Total Costes 2.005
TOTAL	10.923	18.951	33.984	70.427	130.342	176.726	243.184
REE	6.631	9.643	20.943	34.268	102.017	135.441	167.589
IB	622	962	2.080	4.924	0	0	3.122
UEF	116	3.802	4.624	19.750	5.581	8.584	16.351
HC	0	0	0	0	2.626	3.661	5.095
E. VIESGO	0	89	199	569	471	719	734
INALTA	0	0	0	68	15.157	16.452	25.510
G. ENDESA	3.554	4.454	6.138	10.847	4.490	11.867	24.784

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones directas se calculan como suma de dos componentes: costes de inversión (C.I.) y costes de explotación (C.E.). El desglose por ambos conceptos de coste, para los últimos tres ejercicios, se presenta en el Cuadro siguiente:

Costes de transporte por nuevas inversiones (Miles de €)

	COSTES AÑO 2003			COSTES AÑO 2004			COSTES AÑO 2005		
	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL	C.I.	C.E.	TOTAL
INV. 1998	9.603	2.418	12.021	9.872	2.485	12.357	10.010	2.520	12.531
INV. 1999	6.274	1.953	8.227	6.450	2.008	8.458	6.540	2.036	8.576
INV. 2000	11.255	4.321	15.575	11.570	4.442	16.011	11.732	4.504	16.236
INV. 2001	25.371	9.506	34.877	26.082	9.772	35.854	26.447	9.909	36.356
INV. 2002	41.877	17.764	59.641	43.049	18.262	61.311	43.652	18.517	62.169
INV.2003	0	0	0	33.530	9.205	42.735	33.999	9.334	43.333
INV.2004	0	0	0	0	0	0	46.041	17.942	63.983
Total	94.380	35.962	130.342	130.552	46.174	176.726	178.421	64.763	243.184

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de inversión, en la redacción actual del Real Decreto 2819/1998, se obtienen como la suma de dos anualidades: una en concepto de amortización de los activos y otra en concepto de retribución de los mismos. Una vez puestas en servicio las instalaciones,

se calculan la amortización y la retribución del primer año. La amortización se determina dividiendo el valor de la inversión por la vida útil (40 años para líneas, subestaciones y máquinas; 14 años para los despachos de maniobra). La retribución se calcula aplicando una tasa monetaria, el MIBOR a 3 meses + 1% hasta el año 2002 y a partir del año 2003 la media anual de los bonos del Estado a 10 años + 1,5%, al valor de la inversión. El coste de inversión desde el segundo año hasta el final de la vida útil se establece actualizando la anualidad del primer año con el IPC-Y, que toma el valor de 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003, según se ha señalado anteriormente.

Este procedimiento de remuneración da lugar a unos flujos de ingresos cuyo Valor Actualizado Neto supera con creces al valor estándar de las inversiones en el momento de su entrada en servicio. Al aplicarse el mecanismo de retribución de las nuevas inversiones establecido en el Real Decreto 2819/1998, las empresas transportistas recuperan al final de la vida útil de estos activos un valor muy superior al reconocido como costes estándares. Esto se debe a que se está utilizando una tasa monetaria, en vez de una tasa real, para retribuir dichas instalaciones, y a que no se tiene en cuenta que el valor de los activos decrece con el tiempo en la medida en que se van amortizando. Por el contrario, si se utilizase una tasa real de retribución y se tuviera en cuenta el decremento del valor neto de los activos, se obtendría un flujo de ingresos que permitiría recuperar el valor estándar de los mismos en el momento de su puesta en servicio. Las siguientes modificaciones, tal y como ya se planteó en los anteriores Informes de esta Comisión sobre las tarifas para los pasados ejercicios, en la definición de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998, permitirían alcanzar el resultado mencionado.

$$CI_n = A_n + R_n$$

$$A_n = A_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$A_1 = \frac{VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1)}{Vu}$$

$$R_n = VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \times Tr_n \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$R_1 = VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) \times Tr_1$$

$$VAIN_n = VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) - A_n \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$VAIN_1 = VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) - A_1$$

donde:

- CI: coste de inversión
- A: amortización
- R: retribución
- VAI: valor inversión
- VAIN: Valor Neto Inversión
- Tr: tasa real
- Vu: vida útil

En resumen, el tratamiento retributivo implícito en el Real Decreto 2819/1998 de las nuevas inversiones realizadas por autorización directa, da lugar a una remuneración a las empresas que acometan dichas inversiones superior a la necesaria para recuperar el valor estándar de las instalaciones puestas en servicio.

Esto se corregiría parcialmente con las modificaciones que se han propuesto anteriormente, pero no resolvería el problema por completo. En este sentido conviene recordar que la retribución por nuevas inversiones se une a la correspondiente a los activos existentes hasta el 31 de diciembre de 1997, que en la terminología del reiterado Real Decreto se conoce como coste acreditado a la actividad de transporte en 1998. Estos costes se actualizan cada año con el IPC-X y dan lugar a la retribución anual por este concepto.

Aquí, de nuevo, la retribución del transporte se ve sobrevalorada, debido a que, si bien se añaden a la bolsa inicial de 1998 actualizada los costes por nuevas inversiones, no se detraen, sin embargo, los correspondientes a las instalaciones que son objeto de cierre o que han agotado su vida útil.

El artículo 8 del Real Decreto 2819/1998 establece que el procedimiento de cálculo del coste acreditado de las instalaciones objeto de cierre, será similar al utilizado para el cálculo de los costes acreditados a las nuevas inversiones autorizadas de forma directa. Cabría entender que dicha similitud conlleva a considerar la instalación objeto de cierre como si fuera nueva, es decir, que se valoraría ésta a coste de reposición, aunque en

buena lógica se debería valorar al coste que actualmente tiene dicha instalación para el sistema. Con esta interpretación se estaría sobrevalorando el coste acreditado a dichas instalaciones objeto de cierre. Tampoco queda claro cuál es el fin último de dicho cálculo. Si se interpreta que debe descontarse el coste de las instalaciones objeto de cierre para determinar la retribución del transporte, los datos incluidos en la propuesta de Real Decreto que se informa deben tomarse como provisionales.

Análogamente, deberían descontarse los costes de inversión de aquellas instalaciones que, habiendo superado la vida útil, siguen en funcionamiento, debiéndoseles reconocer exclusivamente a efectos retributivos los costes de operación y mantenimiento y, en su caso, los costes de alargamiento de vida.

Mención especial requieren las instalaciones que han sido objeto de cesión por parte de terceros a las empresas transportistas y que éstas declaran para la retribución como instalaciones puestas en funcionamiento en el año de la cesión. Conforme lo que establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, a dichas instalaciones cedidas únicamente se les deben reconocer, en su caso, los costes de operación y mantenimiento, lo cual ha sido debidamente tenido en cuenta en los cálculos realizados por esta Comisión.

En conclusión, la regulación económica de la actividad de transporte que se establece en el Real Decreto 2819/1998, tiene como resultado un exceso retributivo de dicha actividad, por cuanto se reconocen los costes de las nuevas inversiones de manera sobrevalorada, y no se tiene en cuenta el cierre de instalaciones o la existencia de instalaciones que siguen en funcionamiento aunque hayan superado la vida útil. Todas estas consideraciones llevan a proponer, tal y como ya se manifestó en los informes sobre las tarifas de años anteriores y en los informes sobre las sucesivas propuestas de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan de manera provisional las cantidades correspondientes a la actividad de transporte, una revisión que debería, al menos, abordar: 1) la corrección de la fórmula de actualización de la retribución correspondiente a las instalaciones a 31 de diciembre de 1997; 2) la corrección de las fórmulas de cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones puestas en

servicio desde el año 1998; 3) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones objeto de cierre, ya sea dicho cierre motivado por necesidades del Sistema (por ejemplo, por insuficiente potencia de cortocircuito) o por decisión de la empresa transportista (por ejemplo, acuerdos para pasar una línea aérea a subterránea); 4) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones que siguen en funcionamiento aún habiendo agotado su vida útil; 5) el tratamiento económico a establecer para aquellas instalaciones que, habiendo sido declaradas por las empresas transportistas, de acuerdo con sus previsiones de puesta en servicio, a efectos del cálculo de la tarifa del siguiente ejercicio, finalmente no han entrado en explotación; 6) la modificación de la fórmula de cálculo del incentivo a la disponibilidad y 7) el tratamiento económico a establecer ante el uso de determinadas instalaciones eléctricas de transporte, financiadas por los consumidores de energía eléctrica vía las tarifas y/o los peajes, para otras actividades distintas de la eléctrica.

Por otro lado, las empresas transportistas han manifestado en repetidas ocasiones la necesidad de incluir en el Real Decreto 2819/1998, determinados costes unitarios que no están contemplados, como por ejemplo, los costes de inversión en baterías de condensadores y los costes de operación y mantenimiento de baterías de condensadores, transformadores y reactancias, así como la necesidad de actualizar algunos otros costes que se han incrementado sensiblemente en los últimos años.

Por último, tal y como han manifestado algunas empresas transportistas, en relación con las instalaciones de transporte que se tuvieron en cuenta para fijar las cantidades correspondientes a la actividad de transporte peninsular para el año 1998 (coste acreditado al transporte), se observa que en algunas instalaciones multipropiedad el porcentaje total supera o no llega al 100%, que las reactancias sólo figuran para REE, teniéndose constancia de la existencia de reactancias propiedad de otras empresas transportistas y que existen instalaciones que no han sido tenidas en cuenta para el establecimiento de dicho coste acreditado al transporte.

4.1.3 Incentivo a la disponibilidad

Las empresas transportistas pueden obtener una prima, o una penalización, en su retribución para la actividad de transporte en función de los índices de disponibilidad de sus instalaciones, según lo establecido en el Real Decreto 2819/1998. Esta prima se calcula como un porcentaje de los costes acreditados correspondientes a todas las instalaciones, nuevas y antiguas, siendo tanto mayor cuanto mayor sea la disponibilidad real de las instalaciones respecto a una que se fija como objetivo. En concreto, las expresiones del Real Decreto 2819/1998 son las siguientes:

$$ID_{in-1} = d_{in-1} \times (TR_{1998in-1} + IINT_{in-1})$$

$$d_{in-1} = k(dr_{in-1} / do_{in-1} - 1)$$

Dicha formulación no es correcta desde el punto de vista de esta Comisión ya que, literalmente, la prima a cobrar en el ejercicio "n" se calcula en función de la disponibilidad alcanzada en dicho ejercicio "n", la cual no es conocida hasta que dicho ejercicio finaliza. Considerando que la prima a cobrar en el ejercicio "n" debe calcularse en función de la disponibilidad del ejercicio "n-1", surge la duda de si la misma debe aplicarse al coste acreditado a las instalaciones, nuevas y antiguas, del ejercicio "n-1" o del "n". En el presente informe se ha considerado esta última opción.

Hasta el momento, no se han determinado los valores y fórmulas de cálculo que permitan obtener este incentivo a la disponibilidad, en concreto, no se ha especificado cómo determinar k, d_r y d_o. No obstante, del artículo 26 del ya citado Real Decreto 1955/2000, sobre *Calidad global*, puede concluirse que el valor de d_o queda fijado en el 0,97, que ha sido el considerado en el presente Informe, y que el valor de d_r se calcula de la siguiente manera:

$$d_r = 1 - II$$

donde II es el índice de indisponibilidad que se define de la siguiente forma:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i}$$

siendo:

- t_i : tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas)
- n : nº total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.
- T : duración de período de estudio (horas)
- PN_i : Potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva

La anterior formulación puede valorarse, al menos, como de poco rigurosa. Así, por ejemplo, se da el mismo peso relativo a un transformador que a una línea de 10 km, o que de 100 km, cuando la realidad indica que las tasas de fallo de unos y otros elementos no son equiparables. Por tanto, esta Comisión entiende que dicha formulación debería ser modificada y, además, que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte debería proponer unos umbrales de disponibilidad de las instalaciones, a nivel individual, que sean función de los fallos observados en los últimos ejercicios para cada tipo de instalación que configura la Red de Transporte, con la finalidad última de que el incumplimiento de la disponibilidad de cada instalación individual tuviese consecuencias retributivas para dicha instalación.

Por otro lado, la definición de objetivos de disponibilidad debería asentarse sobre un conjunto de criterios que permitan contrastar las bondades del mecanismo de incentivos propuesto. En este sentido resulta necesario observar, tal y como ya ha manifestado esta Comisión en anteriores informes, los siguientes principios:

- El incentivo a la disponibilidad debería estar asociado a la base de datos de disponibilidades de todas las instalaciones de transporte convenientemente auditada, además de a cuanta otra información sobre la materia sea relevante.

- El incentivo a la disponibilidad debería estar ligado con las actuaciones acometidas por las empresas de transporte tendentes a mejorarla de un año a otro, así como a los costes evitados al sistema al llevar a cabo dichas actuaciones.

Al hilo de lo anterior, la información que finalmente se ha utilizado y que ha servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de las empresas transportistas peninsulares, es la que ha remitido el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Cabe destacar que dicha información es incompleta al comprender únicamente el período de enero a agosto de 2004. Por tanto, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales. Asimismo, cabe destacar que la indisponibilidad del Grupo Endesa se ha considerado igual a la de REE, dado que en la información aportada por el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, entiende esta Comisión que se ha considerado la red de dicha sociedad como si ya fuera de REE.

El Cuadro siguiente recoge los valores obtenidos para cada empresa transportista peninsular.

Incentivo disponibilidad (periodo ENERO-AGOSTO 2004)			
	II (%)	dr (%)	miles de €
TOTAL	1,62%	98,38%	11.741
REE	1,55%	98,45%	9.559
IB (*)	--	--	0
UEF	0,69%	99,31%	378
HC	0,86%	99,14%	193
E. VIESGO	1,37%	98,63%	97
INALTA	2,02%	97,98%	1.154
G. ENDESA (*)	1,55%	98,45%	359

Fuente: REE

(*) n.a.

Parámetros	
Disponibilidad objetivo	97,00%
K	1
T (horas)	8.784

Fuente: Elaboración propia.

4.2 La retribución de la distribución

4.2.1 Antecedentes

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, establece en su artículo 20 la fórmula de actualización de la retribución global de la actividad de distribución de energía eléctrica, una vez descontados los llamados otros ingresos, correspondiente a las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones establecidas en el Real Decreto 2017/1997. Dicho mecanismo de actualización de la retribución global de la actividad de distribución ya aparecía recogido en el propio Real Decreto 2017/1997.

Dicha fórmula actualiza anualmente el coste reconocido a esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual al 1%, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, la retribución de la actividad de distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 establece en su Anexo el mecanismo de transición entre la asignación por el anterior marco regulatorio de los costes acreditados para realizar la actividad de distribución a 31 de diciembre de 1997 de los sujetos a los que les era de aplicación el Real Decreto 1538/1987 y la asignación de dicho importe aplicando los porcentajes de reparto que se derivan del modelo que caracteriza la red de referencia de distribución según las zonas.

Dicho mecanismo establece que el peso de la cantidad a repartir por aplicación del anterior marco regulatorio se reduzca anualmente en un 6,22%, asignando dicha cantidad más la derivada de la actualización anual de la retribución, a la cantidad a repartir por aplicación del referido modelo de red de referencia.

Asimismo, también figuran en el Anexo de la citada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, los porcentajes de asignación específicos según el modelo de red de referencia aplicables al año 1998 y al año 1999.

El Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, determina los costes destinados a retribuir la actividad de distribución en 2004 en 3.283.657 miles de €, de los que 157.495 miles de € corresponden a los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, 242.756 miles de € corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, y 2.823.406 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación. Esta última cifra, a su vez, se deriva de la establecida en el Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2003, que fija los costes destinados a retribuir la actividad de distribución en 2003 correspondientes a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, en 2.755.605 miles de €.

En la actualidad continúa siendo necesaria la justificación de la base retributiva reconocida a la actividad de distribución. La normativa aplicable a la retribución de la actividad de la distribución, iniciada con el Real Decreto 2017/1997, y desarrollada por el Real Decreto 2819/1998 y por la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no ha resuelto este problema.

Cabe destacar, así mismo, que la normativa regulatoria vigente no especifica el periodo a partir del cual ha de revisarse la base retributiva, ni la fórmula de actualización de la retribución, ni el parámetro corrector del IPC, explícitamente 1% para la distribución según los referidos Real Decreto 2017/1997 y Real Decreto 2819/1998, ni el factor de eficiencia. Tampoco se conocen los criterios que justifican la determinación del parámetro corrector

del IPC y del factor de eficiencia, a pesar de la sensibilidad que presenta el coste reconocido a la distribución a distintos valores de dichos parámetros.

4.2.2 La revisión de la retribución a la distribución de años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1% a la prevista. Dado que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2004 era de 225.851 GWh y que la mejor estimación de cierre para el ejercicio 2004 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, es de 225.518 GWh, se producirá una variación del -0,15% respecto a la previsión, por lo que no procede incorporar en la tarifa 2005 revisión alguna de la retribución de la actividad de distribución por el año 2004.

No obstante, dicha circunstancia sí concurre en el caso del año 2003, ya que la demanda en consumidor final prevista era de 211.024 GWh, y la demanda real del ejercicio 2003 fue de 216.541 GWh, de acuerdo con la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el expediente de tarifas del año 2005, por lo que se ha producido una variación del 2,61 % respecto a la previsión inicial. Procede, por tanto, incorporar en la tarifa 2005 la citada revisión del coste de distribución correspondiente al año 2003. Es preciso indicar que en la tarifa 2004 no se incorporó en la retribución de la actividad de distribución cantidad alguna por dicho concepto, por lo que la misma debe ser incorporada en su totalidad en 2005. Dicha revisión afecta tanto a la retribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, no afectando por el contrario a la retribución de las empresas distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, ya que la retribución prevista para estas empresas en el Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre, por el que se

establece la tarifa eléctrica para 2003, no deja de ser una previsión del margen de las mismas.

En el siguiente Cuadro se presenta la revisión de las partidas correspondientes al coste de distribución en el año 2003.

Revisión de la retribución a la distribución para el año 2003

	Tarifa 2003 (R.D. 1436/2002) (miles de €)	Desvíos en 2003 a incluir en 2005 (miles de €)	Retribución 2003 Revisada (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	2.755.605	28.737	2.784.342
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	236.927	2.471	239.398
Distribuidoras D.T. 11 ^a	150.253	0	150.253
Total	3.142.785	31.208	3.173.993

Fuente: Elaboración propia

Los objetivos que se señalan en la exposición de motivos del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, son los de permitir la plena elegibilidad a todos los consumidores sin interferir en el mercado, garantizar que el servicio se preste en condiciones adecuadas, dar una previsibilidad a las empresas de tal forma que se permita llevar a cabo el proceso inversor en curso con una estabilidad razonable y contribuir en el proceso de formación de la tarifa al objetivo de estabilidad macroeconómica compatible con una evolución de tarifas gradual.

Asimismo, en la referida exposición de motivos del citado Real Decreto 1432/2002, se considera como elemento sustancial del mismo, la fijación de unos criterios de revisión de las partidas correspondientes a ingresos y costes que se vean afectadas en las previsiones de la tarifa de los dos años anteriores derivadas de variaciones, dentro de

unos márgenes, de aquellas variables que no dependen de los operadores del sector: la demanda, el tipo de interés, el coste del régimen especial y el precio del gas natural.

La revisión del coste de las partidas que figuran en el artículo 4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, atendiendo a las variaciones sobre las previsiones de la tarifa de los dos años anteriores, tiene como propósito garantizar los objetivos, anteriormente citados, que se plantean en el citado Real Decreto 1432/2002. Sin embargo, en los términos en los que se ha aplicado tal revisión de las previsiones tanto en el Real Decreto de Tarifa 2004, como en la propuesta de Real Decreto de Tarifa 2005 que se informa, esto es, al total de la tarifa y no a cada una de las actividades que sufren o se benefician de tales variaciones, se distorsiona el objetivo de *“dar una previsibilidad a las empresas de tal forma que se permita llevar a cabo el proceso inversor en curso con una estabilidad razonable”*.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se presenta la actualización de la retribución a la distribución correspondiente al ejercicio 2004, para lo cual se parte de la retribución revisada correspondiente al ejercicio 2003 y se le aplica el factor actualizador utilizado para la Tarifa 2004.

Revisión de la retribución a la distribución para el año 2004

	Retribución 2003 Revisada (miles de €)	Retribución 2004 Revisada (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	2.784.342	2.845.932
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	239.398	244.693
Distribuidoras D.T. 11 ^a	150.253	157.495
Calidad del Servicio	-	50.000

Gestión de la demanda	-	10.000
Total	3.173.993	3.308.120

Fuente: Elaboración propia

4.2.3 La retribución de la distribución para el año 2005

El Cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de distribución a considerar para la tarifa 2005, todo ello de acuerdo con los valores previstos, aportados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en cuanto al IPC, crecimiento de la demanda y factor de eficiencia.

IPC previsto	2%
Δ demanda previsto	4,59%
Factor de eficiencia	0,3
Actualizador	1,0239

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de distribución en 2005 obtenida por actualización de la retribución correspondiente al año 2004 revisada.

Retribución a la distribución para el año 2005 por actualización de la correspondiente al año 2004 revisada

	Retribución 2004 revisada (miles de €)	Retribución 2005 por actualización de 2004 revisada (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	2.845.932	2.913.974
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	244.693	250.543
Distribuidoras D.T. 11 ^a	157.495	170.609

Calidad del Servicio	50.000	80.000
Gestión de la demanda	10.000	10.000
Total	3.308.120	3.425.126

Fuente: elaboración propia y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Por último, en el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de distribución en 2005 obtenida como suma de los desvíos correspondientes al año 2003 a incluir en el año 2005 y de la obtenida para el año 2005 por actualización de la correspondiente al año 2004 revisada.

Retribución a la distribución para el año 2005

	Retribución 2005 por actualización 2004 revisada (miles de €)	Desvíos en 2003 a incluir en 2005 (miles de €)	Propuesta CNE Retribución 2005 (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	2.913.974	28.737	2.942.711
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	250.543	2.471	253.014
Distribuidoras D.T. 11 ^a	170.609		170.609
Calidad del Servicio	80.000		80.000
Gestión de la demanda	10.000		10.000
Total Distribución	3.425.126	31.208	3.456.334

Fuente: elaboración propia y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En relación con las cifras que figuran en el Cuadro anterior, la cantidad correspondiente a las empresas distribuidoras acogidas a la D.T. 11^a de la Ley 54/1997 se ha tomado de la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como los 80.000 miles de € para Calidad del Servicio y los 10.000 miles de € para programas de gestión de la demanda.

Por tanto, considerando que la demanda crecerá un 4,59%, el coste de distribución para el año 2005, una vez descontados los otros ingresos, debería ascender a **3.456.334** miles

de €, esto es, un incremento de **172.677** miles de € respecto a la retribución a la distribución recogida en el Real Decreto de Tarifas 2004.

La propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que en opinión de esta Comisión debe ser corregida de acuerdo con lo anteriormente expuesto, indica que los costes reconocidos para el año 2005 destinados a la retribución de la actividad de distribución ascienden a **3.400.076** miles de €, una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de medida y otros, incluyendo **80.000** miles de € destinados a planes de mejora de calidad del servicio y **10.000** miles de € para programas de gestión de la demanda. En este importe se ha incluido tanto el coste de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, que asciende a **2.890.907** miles de €, como el coste de distribución de los distribuidores insulares y extrapeninsulares, salvo los acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a **248.560** miles de €, así como también el margen retributivo correspondiente a los distribuidores acogidos a la mencionada D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a **170.609** miles de €.

En relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidaciones, es preciso indicar que la cifra recogida en la propuesta de Real Decreto que se informa, esto es, **2.890.907** miles de €, incluye **226** miles de € correspondientes a las empresas distribuidoras Fuerzas Eléctricas de Valencia, S.A. (antes Sociedad Cooperativa Valenciana Ltda. Benéfica de Consumo de Electricidad “San Francisco de Asís”), con **127** miles de €, y a Solanar Distribuidora Eléctrica, S.L., con **99** miles de €, si bien esta última cifra se corresponde con la retribución aprobada a dicha empresa para el año 2002, por Orden Ministerial de fecha 10 de marzo de 2003, sin que la misma haya sido debidamente actualizada al año 2005.

En relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, esto es, **248.560** miles de €, esta Comisión no dispone en la actualidad de

información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, desconociéndose, así mismo, los criterios utilizados para su determinación inicial, si bien se puede constatar que la misma se obtiene de aplicar el actualizador correspondiente al ejercicio 2005, anteriormente referido, a la cantidad recogida para dichas empresas en el Real Decreto de Tarifas 2004.

Así mismo, en relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, esto es, **170.609** miles de €, esta Comisión no dispone de información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, si bien se puede constatar que la misma representa un crecimiento del 8,32% respecto a la cantidad recogida para dichas empresas en el Real Decreto de Tarifas 2004.

En relación con el reparto de la retribución total de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación que propone el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el Anexo VIII de la propuesta de Real Decreto que se informa, el mismo varía ligeramente respecto al recogido en el Anexo VIII del Real Decreto de Tarifas 2004, ya que el porcentaje correspondiente a Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. se ha visto disminuido a favor del porcentaje de Electra de Viesgo Distribución, S.L.U., ello con objeto de paliar el efecto que para esta última sociedad tuvieron los descuentos realizados en el año 2002 a la propia Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U., que en aquel momento englobaba a Electra de Viesgo Distribución, S.L.U., y a Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.

Como ya ha tenido ocasión de manifestar esta Comisión con motivo de anteriores expedientes de tarifas, se estima necesario limitar en la mayor medida posible la inestabilidad e incertidumbre regulatoria que se deriva de modificar año tras año la metodología para el cálculo de los porcentajes de reparto. Valga recordar que mediante la ya referida Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, no sólo se establecieron los porcentajes de reparto de la retribución total de la actividad de distribución para los años 1998 y 1999, sino que también se estableció una metodología para calcular los correspondientes a los sucesivos ejercicios, metodología que ya se vio truncada en virtud

de lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 8 del Real Decreto 3490/2000, de tarifas para el año 2001, en el Anexo VIII del Real Decreto 1483/2001, de tarifas para el año 2002, en el anexo VIII del Real Decreto 1436/2002, de tarifas para el año 2003, en el anexo VIII del Real Decreto 1802/2003, de tarifas para el año 2004, y que se ha visto nuevamente truncada en la propuesta de Real Decreto que se informa.

Asimismo, en el apartado 2 del artículo 8 del Real Decreto 3490/2000, se estableció que durante el año 2001 se revisarían los criterios de retribución a la distribución establecidos en la reiterada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999.

Por todo ello, esta Comisión estima que, con independencia de que dichos porcentajes puedan verse modificados en un futuro a resultas del modelo retributivo que finalmente se adopte, debería aplicarse estrictamente lo establecido en la citada Orden Ministerial, en la cual se marca, como se ha dicho, un procedimiento para calcular, para los sucesivos ejercicios, los porcentajes de reparto correspondientes a cada empresa. Por tanto, hasta que dicha Orden Ministerial no sea expresamente modificada, esta Comisión entiende que la misma debería ser aplicada en todos sus extremos. De otro modo, se estaría introduciendo, una vez más, una inseguridad regulatoria en el sistema eléctrico y perjudicando arbitrariamente a unas empresas a favor de otras. En base a lo anterior, la retribución que correspondería a cada empresa sería la recogida en el siguiente Cuadro:

Empresa	Propuesta CNE		Propuesta Ministerio	
	%	Miles de €	%	Miles de €
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	37,970%	1.117.252	36,941%	1.067.852
Unión Fenosa Distribución, S.A.	16,586%	488.030	16,922%	489.155
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U.	2,999%	88.244	3,190%	92.213
Electra de Viesgo I, S.A.	3,007%	88.493	2,863%	82.749
Endesa	39,438%	1.160.458	40,084%	1.158.712
Total	100%	2.942.477	100%	2.890.681

Fuente: CNE

A esta cifra habría que sumar **128** miles de € correspondientes a la retribución de Fuerzas Eléctricas de Valencia, S.A., y **106** miles de € correspondientes a la retribución de Solanar

Distribuidora Eléctrica, S.L., obteniéndose de este modo la cantidad de **2.942.711** miles de €, referida anteriormente.

En lo relativo a la revisión de los criterios de retribución a la actividad de distribución, esta Comisión, con fecha de 6 de octubre de 2004, remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, una propuesta de metodología para el establecimiento de la retribución individual correspondiente a cada una de las empresas distribuidoras que ejercen dicha actividad, aplicable tanto a las actuales empresas sujetas al proceso de liquidaciones, como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, así como a las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997.

Dicha propuesta metodológica desarrollada por la Comisión elimina arbitrariedades y trata de sustentarse en principios de buena regulación, basándose en que el regulador adquiera un profundo conocimiento de la realidad económica de las empresas distribuidoras en base a una información regulatoria de costes, cuya estructura quedaría fijada por el regulador, y que permitiría conocer en cada momento la marcha económica de las mismas. Para completar este seguimiento de carácter económico, que permitiría comprobar la eficiencia económica de las empresas distribuidoras, habría que utilizar una herramienta de carácter técnico para buscar, también, la eficiencia técnica de las mismas. Y ello, aún aplicando los mismos criterios para todas las empresas, realizado de manera individualizada para cada empresa, de modo que la retribución de cada una de ellas evolucionase de acuerdo a su propia realidad sin que, como ocurre en la actualidad, al tener que repartir una bolsa retributiva única, un aumento de retribución para unas, signifique una disminución para las otras. En el sentido anterior, esta Comisión entiende que las cantidades que figuran en el Anexo VIII de la propuesta de Real Decreto que se informa deberían tener el carácter de provisionales, toda vez que la aplicación del nuevo modelo retributivo podría dar lugar a modificaciones en las cantidades asignadas a cada una de las empresas distribuidoras.

4.2.4 Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución

El artículo 17 del Real Decreto 2819/1998 señala que el Ministerio establecerá un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro, tomando en consideración las cantidades que a estos efectos se determinen en la norma por la que se aprueben las tarifas eléctricas de cada año.

Así, tanto el artículo 6 del Real Decreto 2016/1997, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, como el artículo 6 del Real Decreto 2821/1998, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999, incorporaron una partida que no podía superar los 60.101 miles de € en 1998 y los 61.309 miles de € en 1999, con objeto de mejorar la calidad del servicio y la electrificación y mejora de la calidad en el ámbito rural. Estas partidas estaban incluidas en el coste reconocido a la actividad de distribución. Por el contrario, en los Reales Decretos de tarifas de los años 2000 a 2003, ambos inclusive, se excluyeron del coste reconocido a la actividad de distribución la partida destinada a los mencionados planes de mejora de la calidad del servicio. El artículo 4 del Real Decreto 1802/2003, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, incorporó una partida que no podía superar los 50.000 miles de €. La propuesta de Real Decreto que se informa incluye una partida de 80.000 miles de € para los reiterados planes de mejora de la calidad del servicio, si bien se incluye dentro de esta cantidad, las actuaciones encaminadas al cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión exigibles a las empresas distribuidoras respecto a los puntos frontera transporte-distribución.

Conceptualmente, la calidad de servicio debe estar íntimamente ligada a la retribución de la actividad de distribución. Por ello, es necesario el cumplimiento de unos mínimos de calidad de servicio por parte de las empresas distribuidoras para ser acreedoras de la retribución reconocida con cargo a la tarifa de cada año. Así, en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se vincula una y otra a través de un doble mecanismo, por una parte, de bonificación en la facturación a los clientes si se incumplen los mínimos de calidad individual y, por otra, de financiación, con cargo a las empresas distribuidoras, de planes de mejoras si se incumplen los mínimos de calidad zonal. Por tanto, si la calidad de servicio fuera menor que la estándar, debería disminuir la retribución, lo que

proporcionaría incentivos a las empresas distribuidoras a mejorar la calidad. No obstante, el referido Real Decreto 1955/2000 en su artículo 104.1 reconoció un plazo máximo de un año a partir de la aprobación del correspondiente Procedimiento de Medida y Control de la Continuidad de Suministro Eléctrico, para que el distribuidor dispusiera de un sistema de registro de incidencias que le permitiera determinar la afectación de las incidencias de continuidad del suministro de sus redes con todos y cada uno de los consumidores conectados a ellas en todas sus zonas, entrando en vigor la implantación de los descuentos a los consumidores el 1 de enero del año siguiente a la finalización del referido periodo de implantación del sistema de registro de incidencias. Dado que el Procedimiento fue aprobado mediante Orden Ministerial de 22 de marzo de 2002, los referidos descuentos serán de aplicación para todos los consumidores a partir del 1 de enero de 2004 y tendrán su efecto en la primera facturación correspondiente al año 2005. No obstante, de acuerdo con el criterio mantenido por esta Comisión, si en el periodo comprendido entre un año después de la fecha de entrada en vigor del citado Procedimiento y el final del año 2003, se hubiesen superado los umbrales de calidad individual fijados para todo el ejercicio, los consumidores afectados deberían haber sido bonificados en las facturaciones correspondientes a dicho ejercicio 2003.

Por otro lado, para la calidad zonal, según establece el artículo 107 del reiterado Real Decreto 1955/2000, las empresas distribuidoras podrán declarar a la Administración competente la existencia de zonas donde tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible, presentando a la vez un programa de actuación temporal que permita la corrección de las causas que lo originan, programa que se podrá incluir en los planes de mejora de calidad de servicio que se instrumenten a través de la tarifa eléctrica.

Hoy por hoy, es difícil establecer una valoración de los incentivos a la mejora de la calidad de servicio que se derivan de la partida para planes de mejora, partida que, como se ha indicado, fue eliminada en la tarifa de los años 2000 a 2003, ambos inclusive, y ello porque no se conoce con claridad si la retribución de las empresas distribuidoras se corresponde con la calidad de servicio existente. En este sentido, la eliminación de la partida de costes destinada a planes de mejora de calidad de servicio durante los

referidos años pudo tener implicaciones sobre la aplicación de la regulación de la calidad zonal que contiene el Real Decreto 1955/2000.

Por un lado, si se argumentase que los ingresos de las empresas distribuidoras no son suficientes para acometer mejoras de calidad en determinadas zonas, podría estar justificada la inclusión de una partida de este tipo en la tarifa, partida que daría señales para invertir allí donde fuera necesario. Por otro lado, si se considerase que la retribución actual de las empresas distribuidoras es adecuada para ofrecer una calidad zonal determinada, los planes de mejora con cargo a la tarifa dejarían de estar justificados, y su inclusión redundaría en beneficio de las empresas, particularmente de aquellas que comparativamente tengan peores indicadores de calidad.

La supresión durante los referidos años 2000 a 2003, ambos inclusive, de esta partida significó que la mejora de la calidad zonal se hubo de financiar exclusivamente con cargo a los ingresos que las empresas distribuidoras obtuvieron por retribución de la actividad. De esta forma, como no se conoce en la actualidad si esta retribución se corresponde con la que obtendrían empresas distribuidoras eficientes que atienden el suministro con una calidad de servicio adecuada, es difícil cuantificar el impacto que la eliminación de la partida para planes de mejora de la calidad de servicio pudo tener sobre la evolución de la calidad zonal.

Por otro lado, si se quieren introducir incentivos “positivos” para mejorar la calidad por encima del estándar, se debería mantener el mismo planteamiento. Esto es, si la calidad de servicio fuera superior a la estándar, le correspondería una retribución mayor. En caso de no ser así, los incentivos se reducen y las empresas podrían considerar adecuado cumplir únicamente con los estándares exigidos. En este mismo sentido abunda la propuesta realizada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, relativa a la retribución correspondiente a la actividad de distribución, referida anteriormente.

Una vez que, a través del mencionado Procedimiento de Medida y Control de la Continuidad de Suministro Eléctrico, pueden llegar a ser conocidos los valores reales de

la calidad del servicio y, en su caso, llegados al convencimiento de que la retribución de la actividad de distribución no permite alcanzar, en alguna zona, los valores estándares de calidad establecidos, es lógico incorporar en la tarifa, de manera excepcional, una cantidad para su consecución, cantidad que debería ser dedicada a dichas zonas y no a otras, para lo cual es necesario establecer, así mismo, unos criterios de reparto de dicha cantidad completamente transparentes.

En resumen, a falta de una mejor información al respecto, esta Comisión valora positivamente la incorporación en la tarifa de 2005 de la partida de 80.000 miles de € para planes de mejora de la calidad del servicio en aquellas zonas donde las empresas tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible y así lo declaren ante la Administración competente, debiendo presentar, al mismo tiempo, un programa de actuación temporal que permita la corrección de las causas que lo originan, todo ello de acuerdo con lo establecido en el artículo 107 del Real Decreto 1955/2000.

4.2.5 Comentarios al anexo II de la propuesta de Real Decreto (alquileres)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece en el Anexo II el mantenimiento, con respecto a los vigentes, de los precios de alquiler de los equipos de medida y control, estableciendo además un canon de alquiler para el resto de aparatos y equipos auxiliares de medida y control, no explícitos, del 1,125 por 100 mensual del precio medio de los mismos considerando no solo el precio del propio equipo, sino también la instalación, verificación, operación y el mantenimiento de los mismos.

Al respecto de dichos precios de alquiler, la propuesta de metodología de retribución de la actividad de distribución elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, parte, como ya se ha indicado, de una información regulatoria de costes que abarca todas las funciones englobadas en la actividad de distribución, entre las que se encuentra el servicio de alquiler de los equipos de medida y control. Una vez implementada la citada metodología, se dispondrá de la información necesaria para establecer los costes a reconocer a las empresas distribuidoras por el ejercicio de todas y

cada una de las funciones por ellas ejercidas, garantizándose de este modo, no sólo una retribución adecuada para cada una de las empresas distribuidoras, sino también una asignación de costes que garantice la no transferencia de rentas entre unas funciones y otras, o entre consumidores.

4.2.6 Comentarios al anexo III de la propuesta de Real Decreto (acometidas)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece un incremento del 1,71% en los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.

Al respecto, caben en este punto los mismos comentarios que los realizados en el apartado anterior en cuanto a la necesidad de implementar una información regulatoria de costes que abarque todas las funciones englobadas en la actividad de distribución, entre las que se encuentra las relativas a la atención a nuevos suministros o a la ampliación de potencia de los ya existentes.

No obstante, esta Comisión entiende que al estar estas funciones englobadas dentro de la actividad de distribución y, más concretamente, en lo que puede entenderse como actividad de redes, la senda de variación económica de la misma debería que realizarse de igual modo que la actualización de la retribución global de la actividad de distribución.

Por otro lado esta Comisión entiende oportuno destacar que el cambio de la tensión normalizada en Baja Tensión de 220 V a 230 V, tal y como establece el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, no debe suponer para los consumidores ninguna carga adicional en cuanto a unos mayores costes por cuota de acceso, por depósito de garantía o por término de potencia de la correspondiente tarifa. Por ello, esta Comisión propone que en el Real Decreto que se informa se incorpore la siguiente Disposición Adicional:

“1.- Los contratos que se suscriban tanto a tarifas de suministro como a tarifas de acceso a las redes a la nueva tensión normalizada en Baja Tensión de 230 V, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, no supondrán para el consumidor un mayor coste respecto a lo que hubiese debido abonar si dichos contratos se hubiesen suscrito a la tensión de 220 V. A tales efectos, la cuota de acceso, el depósito de garantía y los términos de potencia de las tarifas de suministro y de acceso a las redes, todo ello en Baja Tensión, deberán multiplicarse por el factor 0,956522. Asimismo, deberá multiplicarse por el factor 0,956522 el término de potencia de las tarifas de suministro y de acceso a las redes de aquellos contratos en Baja Tensión suscritos con posterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 842/2002, y en los que se haya aplicado la nueva tensión normalizada de 230 V

2.- En el caso de cambio de la modalidad de contratación con motivo del ejercicio del derecho de cualificación del consumidor desde una tarifa de suministro a otra de acceso a las redes, todo ello en Baja Tensión, la nueva potencia a contratar que resulte, en su caso, de la aplicación de la nueva tensión normalizada en Baja Tensión de 230 V, y siempre que dicho cambio no suponga una modificación de la intensidad, deberá entenderse como ya adscrita anteriormente a la instalación, sin que proceda, en este caso, cargo alguno en concepto de actualización del depósito de garantía, ni la presentación de un nuevo boletín del instalador.

4.2.7 Comentarios al anexo V de la propuesta de Real Decreto (pérdidas)

En la propuesta de Real Decreto de tarifas para el año 2005 que se informa, se recoge en su Anexo V los coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, sobre liquidaciones, y en el Real Decreto 2019/1997, sobre el mercado de producción. Dichos coeficientes de pérdidas son idénticos a los establecidos en el Real Decreto de Tarifas 2004, lo que puede considerarse adecuado, durante un periodo de cuatro a cinco años, en aras a dar una estabilidad que incentive a las empresas distribuidoras a realizar acciones para la mejora de las pérdidas en las redes.

Con independencia de lo anterior, esta Comisión insiste en que sería más adecuado establecer unos coeficientes de pérdidas zonales, de forma que se reconociesen las distintas características de los mercados y de las producciones en cada una de las zonas de distribución, permitiendo de este modo el envío de señales a los distintos agentes. Estos coeficientes de pérdidas zonales que, como se ha dicho anteriormente, deberían mantenerse constantes durante unos años para permitir recuperar a las empresas distribuidoras las inversiones realizadas para la disminución de pérdidas, se irían ajustando en las sucesivas revisiones hacia los valores obtenidos por aplicación de un modelo de red de referencia, transfiriendo de este modo a los consumidores los beneficios derivados de tales disminuciones de pérdidas.

De otro modo, se penaliza o se beneficia, según cada caso, a las empresas distribuidoras por el mero hecho de que las características de sus mercados y de las producciones en sus zonas, se aparten en más o en menos de la media, lo cual no es coherente e introduce señales ineficientes a la inversión y a la operación de las redes. En este sentido la reiterada propuesta de metodología de retribución de la actividad de distribución elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, reconoce un nivel de pérdidas específico para cada una de las empresas distribuidoras, estableciendo los incentivos indicados anteriormente.

4.2.8 Comentarios al anexo VII de la propuesta de Real Decreto (tarifas de acceso) y a la disposición adicional décima (ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso)

La propuesta de Real Decreto que se informa recoge en su Anexo VII los precios de las tarifas de acceso a redes. En el epígrafe 3º de los dos puntos que conforman dicho Anexo VII, se establecen los precios, en €/kVA_h, del término de facturación de energía reactiva, de acuerdo con el punto 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. A diferencia de los Reales Decretos de Tarifas de los años precedentes, los precios por dicho concepto varían en función del $\cos \varphi$, de forma que dichos precios aumentan al disminuir

el $\cos \varphi$. Al respecto, esta Comisión valora positivamente la modificación introducida para el ejercicio 2005, toda vez que tal medida va encaminada a la confluencia, para este concepto de facturación de energía reactiva, entre las tarifas de suministro y las tarifas de acceso a redes, lo cual viene a eliminar una posible barrera para el ejercicio de cualificación de los consumidores.

Así mismo, en relación con las cantidades recaudadas por las empresas distribuidoras por este concepto de facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso, la Disposición Adicional Décima del Real Decreto que se informa, viene a establecer que dichas cantidades estarán sujetas al proceso de liquidaciones, modificándose de este modo lo establecido en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, que excluía dichas cantidades del citado proceso de liquidaciones, si bien se imponía a las empresas distribuidoras destinar las mismas a las actuaciones necesarias para el cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión en los puntos frontera transporte-distribución. Al respecto, de acuerdo con la citada Disposición Adicional Décima del Real Decreto que se informa, tales actuaciones encaminadas al cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión respecto a la Red de Transporte, deberán incluirse, en su caso, en los Planes de calidad referidos en el artículo 4 del Real Decreto que se informa, y para los que se ha previsto una partida total de 80.000 miles de €. Esta Comisión valora positivamente la modificación apuntada, toda vez que las empresas distribuidoras han disfrutado de tres años, sin coste alguno para las mismas, para acometer tales actuaciones más urgentes, denotándose, con carácter general, una mejora en los perfiles de tensiones de los puntos frontera transporte-distribución. No obstante, esta Comisión entiende oportuno advertir que lo anterior, en modo alguno, debe producir una relajación en el hacer de las empresas distribuidoras, ya que, de otro modo, se podría poner en peligro la seguridad del Sistema en su conjunto.

4.2.9 Margen de las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997

La propuesta de Real Decreto que se informa recoge una variación de las tarifas D de venta a distribuidores del 2,87%. Este valor difiere del que se obtiene por aplicación de la

Disposición Adicional Única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En el mismo, se establece la fórmula de revisión de las tarifas D de venta a distribuidores y, por aplicación de la misma, se obtendría una variación porcentual de la tarifa D de 2,91%.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión propone aplicar para el año 2005 los precios que se recogen en el siguiente Cuadro.

Tarifa de venta a distribuidores (D)

	TÉRMINO DE POTENCIA	TÉRMINO DE ENERGÍA
	Tp: € / kW mes	Te: € / kWh
D.1: No superior a 36 kV	2,203144	0,046597
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,079664	0,044553
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,027671	0,042893
D.4: Mayor de 145 kV	1,962682	0,041723

Fuente: CNE

4.2.10 Compensaciones a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes

En el año 2005 habrá que compensar a los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos por clientes cualificados conectados a sus redes.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, considerando el saldo de recaudación previsto en 2004, es posible hacer una estimación de las necesidades para el año 2005 en concepto de compensaciones a estos distribuidores. El resultado de esta estimación es el siguiente: por interrumpibilidad **3.700** miles de €, por régimen especial **8.000** miles de € y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes **3.500** miles de €. Todo ello supone **15.200** miles de €, cifra inferior en **2.028** miles de € a la prevista en la propuesta de Real Decreto que se informa.

4.3 La retribución de la gestión comercial

4.3.1 Regulación de la retribución de la gestión comercial

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 19 apartado 1, define los costes de gestión comercial como aquellos cuya finalidad es retribuir a la empresa distribuidora por los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado a clientes, tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y otros equipos de medida, facturación y cobro. En el mismo no se estipula diferenciación alguna en el mecanismo retributivo de los costes de gestión comercial a obtener por el distribuidor con respecto a los clientes acogidos a tarifa integral o a tarifa de acceso.

Por otra parte, en el artículo 19 apartado 2 de dicho Real Decreto se señala que la retribución derivada de la realización de la actividad de gestión comercial por parte de los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establezcan por Orden Ministerial, en función de parámetros que consideren el número de contratos de suministro a tarifa o de peaje de acceso a las redes y las potencias contratadas superiores a 1 kV.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 determina los costes unitarios de gestión comercial anuales aplicables en el año 1998 y 1999. En la misma, se considera de forma diferenciada, a efectos retributivos de la actividad de gestión comercial, los clientes a tarifa y cualificados. Dicha Orden Ministerial establece los costes unitarios a considerar que, en el caso de los clientes a tarifa, se refieren al coste anual por contrato de

suministro, al coste anual por potencia contratada en alta tensión y al coste anual por recibo emitido, y en el caso de los clientes cualificados, al coste anual por contrato de peajes y al coste anual por recibo emitido.

No obstante, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia, establece que los costes de gestión comercial de los clientes se determinarán considerando como si la totalidad de los suministros se realizaran a tarifa. Esto puede entenderse, tal y como ha manifestado esta Comisión en anteriores informes sobre expedientes de tarifa, como que los costes unitarios de atender a los clientes cualificados no son inferiores a los costes unitarios correspondientes de atender a los clientes a tarifa. Esta aseveración podría ser acertada para los escenarios de elegibilidad existentes hasta el año 2002, en que los costes de lecturas de los nuevos equipos de medida y control utilizados por los consumidores cualificados son incluso mayores a los incurridos por las empresas distribuidoras en esos mismos consumidores cuando estaban acogidos a tarifa. Sin embargo, con el escenario de plena elegibilidad del año 2003, dicha afirmación puede resultar, al menos, cuestionable. Así, para aquellos consumidores que ejerzan la cualificación a los que no se imponga la obligación de cambio del equipo de medida y control, que son la gran mayoría de los consumidores, los costes de gestión comercial en los que incurrirán las empresas distribuidoras pueden resultar menores, y ello, porque, con carácter general, las relaciones de las empresas distribuidoras lo serán, para estos consumidores cualificados, con empresas comercializadoras que aglutinarán a multitud de consumidores, con la consiguiente reducción de los costes de concertación, contratación, facturación y cobro.

Por ello, tal y como se ha indicado en el apartado relativo a la retribución de la actividad de distribución, cualquier modificación de los costes reconocidos para cualquiera de las funciones realizadas por las empresas distribuidoras, entre las que se encuentran la de gestión comercial, debería basarse en un profundo conocimiento por parte del regulador de los costes incurridos por dichas empresas distribuidoras en el ejercicio de tales funciones, algo que no puede lograrse sin el establecimiento de una información regulatoria de costes homogénea para todas las empresas distribuidoras. Se insiste, por

tanto, en la necesidad de implementar una metodología para la determinación de la retribución de las empresas distribuidoras en línea con la propuesta elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

No obstante todo lo anterior, el apartado tercero del punto segundo de la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, incluye un mecanismo de corrección para el caso en el que la retribución total obtenida aplicando los costes unitarios de gestión comercial, supere el importe global considerado para la partida de gestión comercial en la tarifa de cada año. Dicho mecanismo consiste en afectar las cantidades individuales de cada distribuidor por el coeficiente corrector que corresponda.

Por otra parte, el artículo 20 del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, explicita la fórmula con la que serán actualizados los costes globales de gestión comercial. Dicha fórmula actualiza anualmente el coste de esta actividad en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual al 1%, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4.

Dicha fórmula de actualización es, así mismo, la establecida en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 para la evolución de los costes unitarios anteriormente referidos. Los costes unitarios de gestión comercial, para los sucesivos años desde 1998, al aplicar la citada fórmula de actualización, son los reflejados en el siguiente Cuadro, considerando para el año 2005 un IPC del 2%, un incremento de la demanda del 4,59% y un factor de eficiencia de 0,3.

Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa

Concepto		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono	CCs	9,616	9,809	10,065	10,332	10,567	10,782	11,000	11,263
Coste unitario anual por kW contratado a	CCpt	1,857	1,894	1,944	1,995	2,041	2,082	2,124	2,175

tarifa en alta tensión									
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro	CRct	0,709	0,723	0,742	0,762	0,779	0,795	0,811	0,831

Fuente: CNE

4.3.2 Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para los años 1998 a 2004, ambos inclusive, determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 421.766 miles de € para 1998, 235.999 miles de € para 1999, 244.371 miles de € para 2000, 250.850 miles de € para 2001, 255.867 miles de € para 2002, 278.755 miles de € para 2003, y 285.614 miles de € para 2004, de los cuales, en este último caso, 18.126 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/97, y 267.488 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997.

Respecto a la determinación del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica de estos años se considera necesaria la observación, citada en anteriores Informes de esta Comisión, relativa al trasvase de fondos realizado en 1999 desde la actividad de comercialización hacia la de distribución, por un importe de 188.297 miles de €. Dicho trasvase podría estar retribuyendo actividades de gestión comercial que deben realizar los distribuidores, con independencia de si los clientes están acogidos a tarifas integrales o de acceso. Una vez más hay que señalar que, a pesar de que este trasvase fue consolidado en la tarifa de 1999, por el momento no se dispone de información alguna que lo justifique.

Por lo anterior, se incide nuevamente en la necesidad de analizar de una manera pormenorizada las diferentes partidas de costes en los que incurren las empresas

distribuidoras en el ejercicio de todas las funciones que se engloban en las actividades de distribución y de gestión comercial.

4.3.3 La revisión de la retribución de la gestión comercial de años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1% a la prevista. Dado que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2004 era de 225.851 GWh y que la mejor estimación de cierre para el ejercicio 2004 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, es de 225.518 GWh, se producirá una variación del -0,15% respecto a la previsión, por lo que no procede incorporar en la tarifa 2005 revisión alguna de la retribución de la actividad de distribución por el año 2004.

No obstante, dicha circunstancia sí concurre en el caso del año 2003, ya que la demanda en consumidor final prevista era de 211.024 GWh, y la demanda real del ejercicio 2003 fue de 216.541 GWh, de acuerdo con la información remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el expediente de tarifas del año 2005, por lo que se ha producido una variación del 2,61 % respecto a la previsión inicial. Procede, por tanto, incorporar en la tarifa 2005 la citada revisión del coste de gestión comercial correspondiente al año 2003. Es preciso indicar que en la tarifa 2004 no se incorporó en la retribución de la actividad de gestión comercial cantidad alguna por dicho concepto, por lo que la misma debe ser incorporada en su totalidad en 2005. Dicha revisión afecta tanto a la retribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, como a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997.

En el siguiente Cuadro se presenta la revisión de las partidas correspondientes al coste de gestión comercial en el año 2003.

Revisión de la retribución a la gestión comercial para el año 2003

	Tarifa 2003 (R.D. 1436/2002) (miles de €)	Desvíos en 2003 a incluir en 2005 (miles de €)	Retribución 2003 Revisada (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	261.064	2.723	263.787
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	17.691	184	17.875
Total	278.755	2.907	281.662

Fuente: Elaboración propia

Por las mismas razones que se han expuesto en relación con la actividad de distribución, a continuación se presenta la actualización de la retribución a la gestión comercial correspondiente al ejercicio 2004, para lo cual se parte de la retribución revisada correspondiente al ejercicio 2003 y se le aplica el factor actualizador utilizado para la Tarifa 2004.

Revisión de la retribución a la gestión comercial para el año 2004

	Retribución 2003 Revisada (miles de €)	Retribución 2004 Revisada (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	263.787	269.621
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	17.875	18.270

<i>Total</i>	281.662	287.891
--------------	----------------	---------

Fuente: Elaboración propia

4.3.4 La retribución de la gestión comercial para el año 2005

El Cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de gestión comercial a considerar para la tarifa 2005, todo ello de acuerdo con los valores previstos, aportados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en cuanto al IPC, crecimiento de la demanda y factor de eficiencia.

IPC previsto	2%
Δ demanda previsto	4,59%
Factor de eficiencia	0,3
Actualizador	1,0239

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de gestión comercial en 2005 obtenida por actualización de la retribución correspondiente al año 2004 revisada.

Retribución a la gestión comercial para el año 2005 por actualización de la correspondiente al año 2004 revisada

	Retribución 2004 revisada (miles de €)	Retribución 2005 por actualización de 2004 revisada (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	269.621	276.067
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11ª)	18.270	18.708

Total	287.891	294.775
-------	---------	----------------

Fuente: elaboración propia

Por último, en el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de gestión comercial en 2005 obtenida como suma de los desvíos correspondientes al año 2003 a incluir en el año 2005 y de la obtenida para el año 2005 por actualización de la correspondiente al año 2004 revisada.

Retribución a la gestión comercial para el año 2005

	Retribución 2005 por actualización 2004 revisada (miles de €)	Desvíos en 2003 a incluir en 2005 (miles de €)	Propuesta CNE Retribución 2005 (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	276.067	2.723	278.790
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11^a)	18.708	184	18.892
Total Gestión Comercial	294.775	2.907	297.682

Fuente: elaboración propia

Por tanto, considerando que la demanda crecerá un 4,59%, el coste de gestión comercial para el año 2005 debería ascender a 297.682 miles de €, esto es, un incremento de 12.068 miles de € respecto a la retribución a la gestión comercial recogida en el Real Decreto de Tarifas 2004.

La propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que en opinión de esta Comisión debe ser corregida de acuerdo con lo anteriormente expuesto, indica que los costes reconocidos para el año 2005 destinados a la retribución de la actividad de gestión comercial ascienden a 292.441 miles de €. En este importe se ha incluido tanto el coste de gestión comercial correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, que asciende a 273.882 miles de €, como el coste de gestión comercial de los distribuidores insulares y

extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a 18.559 miles de €.

4.4 Gestión de la demanda

A finales de 2003 el Gobierno⁴ aprobó la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”, que fue informada previamente por la CNE con fecha 24 de octubre. La Estrategia tiene por objeto promover el ahorro y la eficiencia energética, e indirectamente, garantizar el suministro de energía, por la reducción de las importaciones, incrementar la competitividad de los sectores productivos y contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales, lo que es compatible y acorde con los principales vectores de la política energética española, recogida en los objetivos y fines descritos en las leyes sectoriales de Electricidad e Hidrocarburos.

Por su parte, la Comisión europea ha venido impulsando la liberalización energética sin demorar la adopción de directivas de carácter medioambiental para que el desarrollo energético en la unión sea sostenible. Al mismo tiempo, la Comisión europea ha abordado las cuestiones de seguridad y sostenibilidad del abastecimiento energético, y a finales de 2000 abrió un debate al respecto con su Libro Verde “*Hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento energético*”⁵. Es en la faceta del consumo, -el control de la demanda de energía, donde el libro verde juzga que existe un mayor potencial de actuación. Desde la publicación del Libro Verde se han tomado una serie de acciones respecto al ahorro y de la eficiencia energética en el lado de la demanda, que se pueden resumir en los tres siguientes bloques:

⁴ Según la Orden ECO/3888/2003, de 18 de diciembre, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003 por el que se aprueba el Documento de Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012.

⁵ El Libro Verde es un desarrollo del Libro Blanco de la Energía (“Una Política Energética para la Unión Europea”), aprobado en diciembre de 1995.

- Información a los consumidores, con Directivas sobre etiquetado (electrodomésticos, vehículos, sobre mercado interior de la electricidad⁶, y sobre la promoción de renovables⁷ y la cogeneración³) o el Programa Energy Star (equipamiento de oficinas).

- Reducción del consumo energético de los edificios, con la Directiva 2002/91/CE sobre eficiencia energética de edificios, cuyo objetivo es alcanzar un ahorro energético del 22% en los edificios en el año 2010.

- Mejorar la eficiencia en el consumo. Existe un Plan de Acción para la mejora de la Eficiencia Energética en la Comunidad Europea, COM (2000) 247, que establece un objetivo orientativo de reducción de la intensidad energética global en un 1% anual hasta el año 2010, y que va a plasmar en una nueva Directiva que agrupe a todas las emitidas sobre requisitos mínimos de eficiencia energética (en calentadores de agua, neveras, congeladores, balastos de lámparas fluorescentes⁸, etc.). Asimismo incorporará la necesidad de suministrar servicios energéticos⁹ por parte de los distribuidores y comercializadores, que deberán adoptar programas de eficiencia¹⁰ energética y otras medidas. Además, existe un programa plurianual de acciones en el ámbito de la energía: “Energía Inteligente-Europa (2003-2006)” de 26 de junio de 2003, en el que entre otros se trata de promover mejora de la eficiencia energética en los sectores de la construcción y la industria.

⁶ Obligatoriedad del comercializador de informar en las facturas el origen de la energía comercializada en el año anterior. El comercializador debe hacer público el impacto ambiental (emisiones CO2 y residuos radiactivos) derivados de la electricidad comercializada durante el año anterior. La Directiva debería haber sido traspuesta antes de julio de 2004.

⁷ Que incluye un sistema de garantía de origen. La Directiva debería haber sido traspuesta antes de octubre de 2003.

⁸ Directiva 2000/55/CE

⁹ Mediante auditorías gratuitas hasta el 5% de los consumidores.

¹⁰ Mediante instrumentos financieros, como los contratos de financiación por terceros y los de eficiencia energética.

Partiendo de las anteriores consideraciones, se deduce que en el marco regulatorio actual la mejor gestión de la demanda es la que lleva la señal de precio al consumidor. En España, con el establecimiento de la elegibilidad total el 1 de enero del año 2003, se dio un gran paso hacia el objetivo de acercar información sobre los precios reales al consumidor final.

No obstante lo anterior, en ocasiones la demanda de electricidad es más inelástica al precio, como puede suceder en el sector doméstico, el del alumbrado y la administración pública y en el sector servicios. En estos casos, de acuerdo con lo previsto en el 46 de la Ley del Sector Eléctrico, es posible desarrollar programas de gestión de la demanda basados en incentivos reconocidos en la tarifa eléctrica para fomentar la eficiencia y el ahorro energético.

En los Reales Decretos de tarifas de los años 1995, 1997 y 1998 se incluyeron unas dotaciones anuales de aproximadamente 33 M€, correspondientes al 0,25% de los ingresos totales a tarifa, destinadas a programas de gestión de la demanda en los sectores residencial, de la administración pública y de las pymes. De acuerdo con el análisis de los resultados efectuado por la Comisión referidos a los programas de gestión de la demanda de 1998, se justifica la adopción de estos programas, con el fin de incentivar la penetración en el mercado de nuevas tecnologías de consumo eficiente, como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A, la regulación de motores o las bombas de calor, así como la realización de campañas de formación y concienciación sobre el ahorro energético. En los informes siguientes, que se pueden consultar en la página web de la CNE, se pueden analizar los resultados obtenidos.

- **Informe** de los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las grandes empresas distribuidoras (aprobado por el Consejo de Administración de 24 de abril de 2001). **Ref.: 54/2001**
- **Informe** sobre los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las empresas asociadas a Aseme (aprobado por el Consejo de Administración de 3 de octubre de 2001). **Ref.: 117/2001**

- **Informe** sobre los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las empresas asociadas a Apyde (aprobado por el Consejo de Administración de 3 de octubre de 2001). **Ref.: 116/2001**

La experiencia fue positiva, ya que en general mediante estas actuaciones se consiguieron unos ahorros energéticos que amortizaron los incentivos en uno o dos años. Sin embargo el mayor problema observado fue la discontinuidad en el establecimiento anual de las dotaciones.

Desde entonces la CNE ha solicitado al Gobierno el establecimiento de estas dotaciones en los Reales Decretos anuales de tarifas, y no ha sido hasta el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, cuando se fijó una dotación de 10 M€ con el fin de *“promover la eficiencia en el ahorro de energía eléctrica y el desplazamiento adecuado de la curva de carga del sistema”*. No obstante lo anterior, actualmente dicha cuantía se encuentra depositada en una cuenta de la CNE, ya que aún no han sido desarrollados los criterios de reparto *“entre las empresas distribuidoras”*.

En la propuesta de Real Decreto que se informa, se vuelve a incluir la misma dotación de 10 M€ para el año 2005, señalándose que esta cantidad *“será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo, y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos”*.

La CNE considera necesario el mantenimiento de al menos la referida dotación en la tarifa eléctrica de 2005, proponiendo además que en el texto del artículo 5 de la propuesta de Real Decreto, se incluyan dos precisiones, para señalar que si bien dicha dotación será distribuida por el Ministerio con carácter objetivo, ésta habrá de ser liquidada directamente por la CNE *a los distribuidores y comercializadores*¹¹, previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos, *mediante informe e inspección de la CNE*. Por último, la CNE considera necesario que no se demore por más tiempo el establecimiento

¹¹ Conforme a lo establecido en el artículo 46 de la Ley del Sector Eléctrico.

de los criterios de asignación de los incentivos correspondientes a la dotación recaudada en 2004, y que estos mismos criterios sean mantenidos para el año 2005.

4.5 Costes permanentes del sistema

4.5.1 Costes e ingresos de las empresas Extrapeninsulares. Compensación extrapeninsular

La propuesta de Real Decreto por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2005 determina unas cuotas del 1,921% y del 5,649% sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, como “compensación extrapeninsulares”. Estas cuotas, de acuerdo con la información contenida en la propuesta, suponen unos ingresos en concepto de compensación extrapeninsular de 332,23 M€ (55.278 MPTA), lo que constituye un incremento respecto a la compensación prevista en la tarifa del año anterior del 37%. Este importe según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto tiene dos componentes: la primera¹², de 257,7 M€ corresponde al sobrecoste de generación que resulta de comparar el precio actualizado de generación extrapeninsular con el de los generadores peninsulares, y la segunda¹³, de 74,5 M€ es el complemento hasta alcanzar el precio final horario en cada SEIE, que se otorga en concepto de “*modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas*”.

Adicionalmente, la propuesta de Real Decreto considera la anualidad de 2005 para la recuperación del déficit extrapeninsular correspondiente a las Disposiciones Adicionales Segunda de los RR.DD. 3490/2000, de 29 de diciembre y 1483/2001, de 27 de diciembre,

¹² No se ha dado información acerca del origen de este precio. Parece como si respondiera a una actualización del precio de generación en 2004 a partir del previsto en 2003: $5,347 \text{ c€/kWh} * 2,7\% = 5,492 \text{ c€/kWh}$. Por otra parte, se establece un precio final horario en cada SEIE de 6,0377. El sobrecoste se determina como: $13.663 \text{ GWh} * (5,492 - 3,606) = 257,7 \text{ M€}$

¹³ Determinación de la cuantía adicional: $13.663 \text{ GWh} * (6,0377 - 5,492) = 74,5 \text{ M€}$

Con todo ello, se está reconociendo un coste de generación extrapeninsular en régimen ordinario de: $13.663 \text{ GWh} * 6,0377 \text{ c€/kWh} = 824,9 \text{ M€}$

e implícitamente también incluye en la retribución de los operadores del sistema y del mercado, los costes del desarrollo de estas actividades en los territorios extrapeninsulares.

La Comisión Nacional de Energía, en su sesión del 12 de junio de 2003, aprobó **Informe 7/2003, a la propuesta de Real Decreto que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares**. Dicho Real Decreto fue aprobado el 19 de diciembre de 2003, sin que hasta el momento haya sido desarrollado. No obstante lo anterior, con fechas 11 de noviembre de 2004 y 2 de diciembre de 2004, la CNE aprobó en su función consultiva dos informes a sendos borradores de propuestas de Ordenes Ministeriales que regulan, respectivamente, el procedimiento de despacho y liquidación de la energía, y la retribución de la garantía de potencia (anualidad de la inversión y coste fijo de operación y mantenimiento), que fueron remitidas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con carácter previo al inicio formal de su tramitación. En dichos informes la CNE realizó una serie de observaciones para la mejora de la regulación propuesta, con la unificación de las metodologías de retribución de la inversión y la introducción de algunos factores de eficiencia.

Mediante el citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, se regula la retribución de las actividades eléctricas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE). La retribución de los generadores en régimen ordinario corresponde a su coste de generación (cg), cuya media ponderada en cada SEIE conforma un precio final (PFG). Las actividades de transporte, distribución y gestión comercial a tarifa se retribuyen según las normas generales. El Real Decreto determina que el operador del mercado (OMEL) ha de liquidar a los generadores los importes correspondientes a las adquisiciones de energía de los distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados a los precios horarios de estos colectivos en la península (PMP), y que la CNE ha de completar esta liquidación para que los generadores perciban el precio final (PFG).

Específicamente, de acuerdo con el Real Decreto 1747/2003 la CNE debe realizar las siguientes liquidaciones mensuales a los agentes de los SEIE, en tanto no se inspeccionen y se propongan las liquidaciones definitivas:

- Art. 18.1 (a) Liquidación a las actividades reguladas en los SEIE: a transportistas (retribución de la actividad) y a distribuidores (retribución de la actividad, adquisición energía al régimen especial, adquisición de energía en el despacho para completar la de consumidores a tarifa, y gestión comercial a tarifa).
- Art. 18.1 (b) Liquidación a generadores en régimen ordinario, según el Real Decreto, en concepto de Sobrecoste de generación: determinada como diferencia entre los ingresos netos a tarifa (SEIE) y los costes anteriores de las actividades reguladas.
- Art. 18.2 (c) Liquidación a generadores en régimen ordinario para completar el precio de distribuidores, comercializadores y consumidores: calculada como energía adquirida por éstos y valorada por la diferencia entre un precio final en cada SEIE (PFG) y el precio peninsular (PMP), descontando, asimismo el Sobrecoste de generación (b).
- Art. 18.2 (d) Liquidación a generadores en régimen especial que participen en el despacho: calculada como diferencia positiva o negativa entre su retribución según el RD 436/2004 y lo cobrado de la liquidación de OMEL y directamente del distribuidor (prima, incentivo y complementos).

Adicionalmente, en la DT 2ª de propuesta de Real Decreto que se informa (e), se establece que las diferencias positivas o remanentes mensuales que se produzcan en la cuenta de “compensación extrapeninsulares”, como consecuencia de aplicar para la liquidación de la generación en régimen ordinario un precio final (PFG), se trasladarán al sistema de liquidaciones de actividades y costes regulados.

Mediante este proceso completo, las liquidaciones del artículo 18.1 se realizarán en el proceso de liquidación de actividades y costes regulados, y las del artículo 18.2 con los ingresos recaudados mediante la cuota con destino específico “compensación extrapeninsulares”, deduciendo en su caso los importes de la liquidación (b). Si una vez

efectuada esta liquidación surgieran remanentes en la cuenta con destino específico “compensación extrapeninsulares”, éstos se traspasarán al sistema de liquidaciones de actividades reguladas, de acuerdo con la DT 2ª de la propuesta. En este punto, la CNE entiende que no se deberían realizar estas transferencias por las razones que a continuación se recogen, proponiendo que se considere la eliminación del segundo párrafo de dicha DT 2ª:

- La transferencia de fondos desde la cuenta en la que se recaudan la cuota con destino específico “compensación extrapeninsulares” hacia otros destinos distintos (en concreto, CTC’s por diferencias que es lo que sucedería de mantenerse el citado párrafo), podría ir en contra de lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico.
- Además de esa posible contradicción con la Ley, se estaría modificando un Real Decreto de desarrollo de la Ley, en el que entre otros, se exige acuerdo con las Comunidades Autónomas afectadas.

A continuación se realiza un ejercicio cuantitativo para determinar el importe base para obtener el porcentaje sobre la facturación o cuota con destino específico “compensación extrapeninsulares”.

En primer lugar, se han de determinar los costes de generación, transporte y distribución en los SEIE. Respecto a los costes de generación en régimen ordinario, se señala a continuación y de forma esquemática la metodología de cálculo, según lo establecido en los borradores de Orden mencionados anteriormente, junto a las observaciones y mejoras propuestas por la CNE, en letra negrita. Adicionalmente se incluyen otras hipótesis simplificadoras a efectos de la determinación de estos costes.

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTE DE GENERACIÓN EN R.O.

A) COSTE VARIABLE

COSTE COMBUSTIBLE

Energía prevista generar por Endesa
Rendimientos históricos
Precio CIF combustibles previstos por Endesa

Costes logística del MLE, actualizados con IPC-3

COSTE O&M VARIABLE

Valorados a precios de los fungibles, y actualizados con IPC-3

B) COSTE FIJO

ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN

Un sólo método de cálculo¹⁴, tanto instalaciones nuevas como existentes

Alargamiento de vida: 50% (Anualidad 2001 actualizado) + O&M fijo

AMORTIZACIÓN

Valor inversión del borrador de OM
Actualización con IPRI

Vida útil de 35 años (en general)

RETRIBUCIÓN

Tasa real a partir de ByO Estado + 1,5%

COSTE DE O&M FIJO

Existentes: Valores auditados 2001, incrementados en un 20%.

Nuevas: Valores estándares de la propuesta reducidos un 20%.

Actualización anual IPC-1

¹⁴ Garantía de potencia unitaria = Anualidad coste inversión + Costes fijos de O&M = $[A + R] + CF_{O\&M} = [(VI / VU) + (VN * T)] + CF_{O\&M}$

Con A (amortización anual), R (retribución de la inversión neta VN, pendiente de amortizar), VI (inversión bruta o inversión "equivalente"), VU (vida útil), T (tasa de retribución) y $CF_{O\&M}$ (costes fijos de operación y mantenimiento).

Nota: El cálculo de la anualidad del coste de inversión la CNE lo realiza utilizando el método de la inversión actualizada. Si se empleara el método contable o de la inversión histórica, la anualidad podría ser algo superior.

Con dicha metodología se puede obtener la previsión del coste de generación en régimen ordinario en 2005, que asciende a 1.020 M€, para una producción neta de 13.976 GWh (ligeramente superior a la prevista en la propuesta de RD), lo que supone un coste neto de generación de 7,2982 c€/kWh (superior a los 6,0377 c€/kWh de la propuesta de RD, e inferior a los 9,6251 c€/kWh previstos por Endesa).

GENERACIÓN REGIMEN ORDINARIO 2005	PREVISIÓN CNE	PROPUESTA DE REAL DECRETO	ENDESA
TOTALCOSTE (M€)	1.020	825	1.358
Amortización + Retribución	121		380
O&M Fijos y Variables	253		261
Combustible	646		716
GENERACIÓN EN BARRAS DE CENTRAL (GWh)	13.976	13.663	14.109
COSTE UNITARIO RÉGIMEN ORDINARIO (c€/kWh)	7,2982	6,0377	9,6251

Por otra parte, se consideran en 2005 los costes de la producción en régimen especial previstos por la CNE de 56 M€ (con un coste unitario de 7,322 c€/kWh), y los costes de las actividades reguladas de la propuesta de Real Decreto, que han evolucionado desde 2002 según la información que acompaña a los distintos RR.DD. de tarifas de 2002 a 2004 según el cuadro siguiente:

ACTIVIDADES REGULADAS	2002		2003		2004		2005	
	M€	Δ%	M€	Δ%	M€	Δ%	M€	Δ%
TRANSPORTE	55	-	57	3,6%	67	17,5%	71	6%
DISTRIBUCIÓN	232	-	237	2,2%	243	2,5%	249	2,5%
GESTIÓN COMERCIAL	17	-	18	2,3%	18	2,3%	19	2,3%
TOTALCOSTE (M€)	304	-	312	2,6%	328	5,1%	339	3,4%

En segundo lugar, se consideran los ingresos netos de cuotas de clientes a tarifa, más los ingresos provenientes de las tarifas de acceso y por la energía a precio peninsular de los consumidores cualificados:

INGRESOS NETOS CONSUMIDORES 2005	M€
TARIFA INTEGRAL	965
TARIFA ACCESO	37
ENERGÍA CUALIFICADOS A PRECIO PENINSULAR	51
TOTAL INGRESO	1.054

Con esta información, se reproduce a continuación el proceso de liquidación descrito con anterioridad:

Art. 18.1 (a) Liquidación a las actividades reguladas de 846 M€, distribuidos de la siguiente forma:

Retribución del transporte, distribución y gestión comercial (339 M€)

Retribución energía adquirida régimen especial (56 M€)

Retribución adquisición energía suministro clientes tarifa¹⁵ (451 M€)

Art. 18.1 (b) Liquidación a generadores en régimen ordinario de 156 M€, determinada como diferencia entre los ingresos netos por facturación a tarifa (1.002 M€) y la liquidación (a).

Art. 18.2 (c) Liquidación a generadores en régimen ordinario de 360 M€, determinada a partir de la energía generada (13.976 GWh) valorada en la diferencia entre el precio final en cada SEIE (PFG = 7,2982 c€/kWh) y el precio peninsular (PMP = 3,6061 c€/kWh), descontando, asimismo la liquidación (b).

Art. 18.2 (d) Liquidación a generadores en régimen especial que participen en el despacho para completar su retribución según el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo: Al liquidar OMEL esta energía al precio peninsular, se estima que esta liquidación tendrá un resultado global prácticamente nulo.

Por tanto, el importe de la liquidación (c) 360 M€ es el que debe corresponder con la cantidad que precisa el sistema de liquidaciones como consecuencia de aplicar para la liquidación de la generación en régimen ordinario de los SEIE un precio final (PFG), esto es, la recaudación en concepto de cuota “compensación extrapeninsulares”. Los

¹⁵ $(13.237 \text{ GWh} * 0,90 * 1,114 - 767 \text{ GWh}) * 3,606 = 451 \text{ M€}$

porcentajes correspondientes, necesarios aplicar para recaudar los 360 M€ sobre la facturación a tarifa integral y sobre la facturación de tarifas de acceso (peajes) serían: 2,2628 % sobre tarifas¹⁶, y 6,124% sobre peajes¹⁷.

Sin embargo, en la propuesta de Real Decreto se ha estimado un importe como “compensación extrapeninsulares” de 332 M€, inferior al propuesto por la CNE en 28 M€, y unos porcentajes sobre la facturación a tarifa integral y sobre la facturación de tarifas de acceso (peajes) del 1,921% y 5.649%, respectivamente.

Los 28 M€ adicionales deberían sumarse al importe de 74,5 M€ que figura en la propuesta de Real Decreto en concepto de “*las modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre*”.

En el cuadro siguiente se resumen y se comparan estas previsiones con las cantidades que figuran en la propuesta del Real Decreto que se informa, y con la propuesta que formula Endesa:

CALCULO COMPESANCIÓN EXTRAPENINSULAR 2005	PREVISIÓN CNE	PROPUESTA DE REAL DECRETO	ENDESA
Generación R. Ordinario (M€)	1.020	825	1.358
Generación R. Especial (M€)	56	56	48
Transporte (M€)	71	71	76
Distribución (M€)	249	249	266
Gestión Comercial (M€)	19	19	20
TOTAL COSTES (M€)	1.415	1.220	1.768

¹⁶ La base de los ingresos de clientes a tarifa sujetos a cuota extrapeninsular es: 12.053,696 – 965 = 11.088,696 M€, al estar exentos de la cuota extrapeninsular los consumidores a tarifa de estos territorios. Como se ha previsto una recaudación a tarifa del 69,7% del importe de la cuota, el porcentaje de la facturación a tarifa será: $360 \cdot 0,697 / 11.088,696 = 2,2628 \%$.

¹⁷ La base de los ingresos de clientes con peajes sujetos a cuota extrapeninsular es: 1.781,192 M€. Como se ha previsto una recaudación a peajes del 30,3% del importe de la cuota, el porcentaje de la facturación a peajes será: $360 \cdot 0,303 / 1.781,192 = 6,124 \%$.

INGRESOS NETOS (M€)	1.054	888	1.061
COMPENSACIÓN (M€)	360	332	707
Demanda barras central (GWh)	14.743	14.430	14.909
Demanda consum. final (GWh)	13.237		

En definitiva, la CNE propone modificar la Disposición Transitoria 2ª de la propuesta de Real Decreto para señalar, que en 2005 el precio final horario de generación en cada SEIE [PFG(h)] es 7,2982 c€/kWh, y que este precio es provisional, conforme a lo dispuesto en el artículo 7 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre. Asimismo, se propone modificar los porcentajes de la cuota “compensación extrapeninsulares” del artículo 3, para establecer los siguientes: 2,2628 % sobre tarifas y 6,124% sobre peajes. Por último, se propone recoger un incremento de tarifas en concepto de “*modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre*” correspondiente a 102,5 M€, en lugar de los 74,5 M€ recogidos en la propuesta.

4.5.2 La retribución al Operador del Sistema

De acuerdo con la información que acompaña la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2005, la retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema asciende a 33.961 miles de Euros. Dicha cuantía no distingue entre retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema en la península y por la actividad de Operador de los Sistemas Extrapeninsulares e Insulares, y supone un aumento del 2,6% respecto a la cuantía total asignada en 2004.

Cabe señalar que la cuantía total asignada a REE en 2004, por su actividad de OS peninsular y OS extrapeninsular e insular, aumentó un 113% respecto al año anterior. En concreto la retribución asignada para la Operación del Sistema peninsular (28.559 miles de Euros) superaba la cuantía solicitada por la empresa (X miles de Euros) para cubrir los gastos previstos y un beneficio después de impuestos calculado como el margen del X% sobre gastos.

Cuadro 27. Retribución al Operador del Sistema

	RD 1436/2002	RD 1802/2003	Propuesta de RD 2005	% de variación	
				RD 1802/2003 sobre RD 1436/2002	Propuesta de RD sobre RD 1802/2003
Operación del Sistema Peninsular	15.521	28.559		84%	
Operación del Sistema Extrapeninsular		4.545			
Total Nacional	15.521	33.104	33.961	113%	2,59%

Fuentes: Real Decreto 1436/2002, Real Decreto 1802/2003 y propuesta de Real Decreto 2005

Esta Comisión considera adecuada la cifra de retribución para la Operación del Sistema Nacional de 33.961 miles de Euros incluida en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto. En particular, se propone una retribución para la OS peninsular con cargo a la tarifa eléctrica para 2005 no superior a 25.848 miles de Euros, lo que supone un 9,5% menos que lo asignado en 2004 y un X% XXX que lo que ha solicitado la Compañía (véase Anexo I).

La retribución de 25.848 miles de Euros para la OS peninsular, se obtendría a partir de la última información auditada disponible de las cuentas de la Compañía en 2003. El ingreso neto de la cifra de negocios en 2003 (15.618 miles de Euros), más las pérdidas del ejercicio (8.454 miles de Euros), menos los gastos asociados a la OS extrapeninsular e insular en 2003 (1.052 miles de Euros) ascienden a 23.020 miles de Euros. Esta cuantía actualizada por el factor propuesto por REE para 2004, más X miles de Euros por la prima anual del contrato de seguro, según el artículo 27.4 del Real Decreto 1955/2000, proporcionaría una retribución para 2004 de X miles de Euros. Dicha cuantía actualizada por el factor propuesto por REE para 2005 proporciona la retribución de 25.848 miles de Euros, e incluye, por tanto, la citada prima anual del contrato del seguro.

La diferencia entre la cuantía total asignada en la propuesta de Real Decreto (33.961 miles de Euros) y la propuesta por esta Comisión para la OS peninsular (25.848 miles de Euros) proporcionaría una retribución para la OS extrapeninsular e insular de 8.113 miles de Euros para 2005, un 79% superior que la asignada para dicha actividad en 2004 (4.545 miles de Euros).

Respecto a la incertidumbre actual en el importe de los gastos necesarios para desarrollar la actividad de OS extrapeninsular e insular, baste señalar que REE solicitó, hace un año, una retribución para OS extrapeninsular e insular con cargo a la tarifa eléctrica de 2004 de X miles de Euros, mientras que en el cierre de 2004 (a octubre del presente año), dicha Compañía estima unos gastos por la OS extrapeninsular e insular que ascienden a X miles de Euros (un X% XXXX).

Por tanto, se considera que la retribución inicial para la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares debería ser el resultado de un análisis pormenorizado de los gastos necesarios para el desarrollo de dicha función por parte de REE, lo que podría ser una de las tareas del grupo de trabajo, que fuera iniciado en esta Comisión en 2002.

Asimismo, se hace preciso disponer de un desglose mayor de la información de las inversiones y del resto de los gastos que resulten del desarrollo de la actividad de operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares. Se propone el envío a esta Comisión de las cuentas separadas de la operación del sistema peninsular, y de los sistemas extrapeninsulares e insulares, independientemente de que se aplique una única cuota sobre las tarifas para retribuir la totalidad de la operación del sistema. En este sentido se considera preciso adaptar la información contable de la operación del sistema, remitida trimestralmente por REE a esta Comisión, a las necesidades derivadas del desarrollo de la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

Por último, en virtud de lo establecido en la Ley 54/1997, REE está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, aunque no a la separación jurídica. Sin embargo, en línea con lo señalado en diversos informes de esta Comisión, se considera necesario garantizar la independencia entre la actividad de transporte y la operación del sistema, si bien, actualmente, la organización de ambas actividades se encuentra en distinta línea de mando.

En tanto existe separación contable de actividades realizadas por la misma Compañía, cabe señalar que las pérdidas en la operación del sistema son compensadas por los resultados positivos y crecientes en la actividad de transporte.

4.5.3 La retribución al Operador de Mercado

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (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.

Asimismo, OMEL recibe ingresos por actividades no eléctricas, por ofrecer servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten en la organización de cursos y en servicios de asesoramiento.

En la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se asigna una retribución al Operador del Mercado con cargo a la tarifa de 2005 de 9.353 miles de Euros. Dicha cuantía es la misma que la asignada a esta institución en la propuesta de Real Decreto de 2004. Los correspondientes porcentajes de la propuesta de Real Decreto de tarifa 2005 a ser aplicados a todos los clientes nacionales, disminuyen un 5% respecto a los del Real Decreto 1802/2003 para las tarifas integrales y se mantienen para las tarifas de acceso.

Cuadro 28. Retribución al Operador de Mercado

RD 1802/2003	Propuesta de RD 2005	% de variación propuesta de RD 2005 sobre RD 1802/2003	
		Miles de €	%
9.353	9.353	-	-

Fuentes: Real Decreto 1802/2003 y propuesta de Real Decreto 2005

La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica, al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que se financian con cargo

a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso.

Según la información remitida por OMEL a esta Comisión, los ingresos necesarios de dicha Compañía con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, ascienden a X miles €, lo que supone, respecto a la cifra asignada en 2004, un XXX del X%.

Según OMEL, dichos ingresos necesarios con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, no incluyen necesidades adicionales que pudieran surgir derivadas del desarrollo y puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad, ni el acometimiento de otras tareas que pudieran encomendarse a la empresa cuya financiación se debería definir.

Los ingresos necesarios solicitados por OMEL con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, se explican, en términos generales, por una reducción estimada de sus ingresos por actividades no reguladas del X% y, sobre todos, por un aumento de los gastos estimados del X% en 2005 respecto a su previsión de cierre de 2004. Dichos ingresos solicitados por OMEL, incluyen un resultado del ejercicio de X miles €.

Respecto al desglose de gastos previsto por OMEL para 2005, cabe señalar el aumento

XXXXXXXXXXXXXXXXXXrespecto a la previsión de cierre de 2004.

La retribución de OMEL, al igual que el resto de costes que son financiados con cargo a cuotas, no implica un reconocimiento directo y total de todos los costes solicitados por los distintos agentes. En consecuencia, si bien su retribución debería cubrir los costes prudentemente incurridos, una retribución a coste del servicio de todos los costes que hayan sido previstos por la Compañía, podría no incentivar, necesariamente, el funcionamiento eficiente de dicha Compañía.

En este sentido llama la atención del aumento de la partida de XXX previsto para 2005 a pesar de no haber aumentado las actividades de dicha Compañía, así como el significativo coste medio XXXX previsto para el cierre 2004 y para 2005 (Véase Anexo II). A este respecto, OMEL en las alegaciones presentadas a esta Comisión ha señalado que el coste medio laboral auditado no debe confundirse con el nivel retributivo.

Asimismo, cabe señalar la cuantía de dotación a la amortización de inmovilizado inmaterial prevista por la Compañía para 2005, en correspondencia con el Plan de inversiones, respecto a las cifras registradas desde 1999, donde se observa una sustitución de inversiones previstas en presupuestos por gastos corrientes (servicios exteriores) en las cuentas auditadas.

Se considera que la retribución que reciba dicha Compañía con cargo a la tarifa eléctrica debería procurar una racionalización de los gastos de personal y la realización de las inversiones necesarias por la Compañía, de acuerdo con las actividades asignadas en la actualidad. En este sentido una retribución como la que propuso esta Comisión en su informe 10/2003, para 2004 por un importe de 9.912 miles de Euros, parece adecuada, como se indica en el Anexo II. La propuesta de Real Decreto asigna una cuantía por debajo de este límite.

No obstante, si dicha Compañía realizara nuevas funciones, de acuerdo con el desarrollo de Mercado Ibérico, se deberá analizar las necesidades retributivas y su financiación no necesariamente con cargo a la tarifa eléctrica, tal y como fue puesto de manifiesto por distintos miembros del Consejo Consultivo.

Por otra parte, en el caso en que los errores de previsión de los ingresos del sistema sobre los que se calculan sus cuotas publicadas en los Real Decreto de tarifas, puedan significar respecto a la recuperación de los ingresos necesarios por dicha Compañía, un desvío significativo (al alza o a la baja) respecto a los que fueran asignados inicialmente al establecer las cuotas, se propone su inclusión con cargo a la tarifa eléctrica, una vez que sea confirmado dicho desvío.

4.5.4 Stock de carbón autóctono.

El RD 2017/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. En su artículo 9 establece los costes de transición a la competencia de acuerdo con la DT 6ª de la Ley 54/97, y en su artículo 13 establece dentro de los anteriores, el importe “máximo” de la asignación por compensación del stock de carbón autóctono a 31 de diciembre de 1997 en 40.911 MPTA (equivalentes a 245,9 M€). Por último, el artículo 14 del mencionado RD 2017 establece que los componentes del importe base global máximo de costes de transición a la competencia a 31 de diciembre de cada año, entre los que se encuentra la compensación descrita, debe ser actualizada con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés que lo sustituya.

Con fecha 19 de octubre de 1998 el Ministerio de Industria y Energía dicta una Orden Ministerial, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas, que establece en su anexo II las existencias de carbón autóctono CECA, por centrales, a 31 de diciembre de 1997. Asimismo, en el mismo anexo, se establece el valor de dicho stock.

La Memoria Económica del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, establece la metodología para la determinación del sobrecoste del carbón almacenado al inicio del nuevo marco regulatorio, como diferencia entre el precio del carbón nacional para cada central y el precio del carbón de importación situado en cada central (restándole el transporte) por las toneladas existentes en el parque a 31 de diciembre de 1997.

En la Resolución de la Secretaría de Estado de la Energía y Recursos Minerales de 20 de noviembre de 1997, se establecen los parámetros A_o y B_o para la determinación del precio del carbón nacional situado en cada central. Asimismo, en su Anexo se expresa el precio CIF del carbón importado y el precio medio de este carbón en central térmica. Al

deducir de este precio medio el coste también medio de transporte, se obtiene el precio del carbón de importación de comparación: 1,121 PTA/th PCI (equivalente a 0,674 c€/th).

En base a estas disposiciones se puede determinar el sobrecoste del carbón autóctono almacenado a 31.12.97. El cálculo de este sobrecoste fue incluido en el siguiente informe de la CNE:

- **Informe 14/2001 sobre la propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2002 (aprobado por el Consejo de Administración de 26 de diciembre de 2001). Ref.: 123/2001**

El extracto del cálculo de este sobrecoste, de 12.296 MPTA (73,9 M€) a 31 de diciembre de 1997, se refleja en el cuadro siguiente:

EXISTENCIAS Y SOBRECOSTE DEL CARBÓN AUTÓCTONO EN LAS CENTRALES TÉRMICAS ESPAÑOLAS							
CENTRAL	CARBÓN	PCI 97 te/t	Existencias 31/XII/97			Precio C. I. PTA/te	Sobrecoste mPTA
			kt	mPTA	PTA/te		
Aboño	H+A	5.156	254	1.736	1,323	1,121	265
Lada	H+A	5.193	314	2.297	1,408	1,121	468
Soto Ribera	H+A	4.972	323	2.260	1,408	1,121	460
Narcea	H+A	5.246	341	2.562	1,433	1,121	558
Anllares	H+A	4.895	685	5.485	1,635	1,121	1.724
Compostilla	H+A	4.830	1.055	8.115	1,592	1,121	2.402
La Robla	H+A	5.484	420	3.517	1,527	1,121	936
Velilla del Río Carrión	H+A	4.992	228	1.875	1,650	1,121	601
Puertollano	H+A	4.344	146	1.202	1,890	1,121	489
Puente Nuevo	H+A	3.679	303	1.941	1,739	1,121	690
Serchs	LN	2.827	91	447	1,740	1,121	159
Escatrón	LN	3.884	431	2.779	1,660	1,121	903
Teruel	LN	3.207	1.099	5.540	1,572	1,121	1.591
Escucha	LN	3.348	298	1.937	1,944	1,121	820
Puentes	LP	1.745	183	587	1,838	1,121	229
Meirama	LP	1.886	-	-	-	1,121	-
TOTAL		3.754	6.171	42.280	1,825	1,121	12.296

En dicho informe se señalaba que dado que el periodo de recuperación de los costes de transición a la competencia había sido extendido hasta el 2010, la Comisión considera

que se debería utilizar este horizonte para determinar el importe del sobrecoste del stock de carbón autóctono a imputar en la tarifa de cada año.

Este criterio es el que se adoptó en tarifas de los tres últimos años, y el que se adopta en la previsión de 2005, ya que se imputan a este año 2,17 M€ (equivalentes a 361 MPTA) que son conformes con el cuadro de cálculo de la anualidad que figura en el mencionado *Informe 14/2001 de la CNE*.

4.5.5 Prima implícita del carbón autóctono

La Disposición Transitoria 4ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, facultó al Gobierno para establecer incentivos al consumo de carbón autóctono, para las cantidades *“fijadas anualmente como objetivo por el Ministerio de Industria y Energía”*, y cuyas competencias energéticas recaen hoy en el Ministerio de Economía. *“Dichos incentivos incorporarán, en su caso, una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh para aquellos grupos de producción y en la medida en que hayan efectivamente consumido carbón autóctono, y por la cuantía equivalente a su consumo únicamente de carbón autóctono”*.

El Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. En el artículo 13 se establece, dentro de los costes de transición a la competencia, el importe de la asignación por consumo de carbón autóctono en 254.365 MPTA (1.528,8 M€) a 31 de diciembre de 1997. A su vez, en el artículo 15 se fijaron los criterios de reparto de esta asignación, mediante una prima que en promedio teórico resulta de una peseta por kWh para 1998 y que estaba detallada por centrales para el ejercicio 1998 en su anexo II, sin establecer expresamente la limitación de las cantidades de carbón en cada central. Por último, en dicho artículo, *“se faculta al MINER para establecer los correspondientes importes de las primas para ejercicios posteriores”*.

La Disposición Adicional 1ª del Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes, modificó la prima al consumo de carbón autóctono para el ejercicio de 1998. La modificación se llevó a cabo mediante un cuadro en el que figuraban las centrales consumidoras de carbón autóctono junto a dos columnas, correspondientes a dos tipos de primas, en PTA/kWh, para aplicar una de ellas “*hasta producción CTC*” y la otra “*por encima de producción CTC*”. En una tercera columna se incluía la producción que sirve de límite a la aplicación de la prima de la primera columna, denominada “*producción CTC CN*”, en GWh b.c. Lo sustancial de esta modificación fue el incremento de los importes de las primas respecto a las del Real Decreto 2017/1997, alcanzando en la práctica un valor promedio de 1,44 PTA/kWh, según resultó de las liquidaciones de actividades reguladas correspondientes a 1998. Asimismo, en esta modificación, tampoco se estableció expresamente referencia alguna al límite de las cantidades de carbón que pueden devengar prima, por lo que en teoría, podrían ser éstas ilimitadas.

Además, en la Disposición Adicional 2ª del anterior Real Decreto, se reguló una nueva forma de devengo de la prima, al establecerse que las centrales que estuvieran en los cinco primeros años de vida útil podrán percibir la prima aplicada sobre la producción equivalente a “*la adquisición*” del carbón autóctono, y no a su consumo efectivo.

La Orden Ministerial, de 29 de octubre de 1999, estableció para 1999 la prima al consumo de carbón autóctono, detallando en su punto primero por centrales las “*primas específica, permanente y el incentivo tecnológico*”. Asimismo, esta Orden establecía en su punto segundo la producción máxima por centrales, expresada en GWh, equivalente al consumo de carbón autóctono para ese año, coincidente con las cantidades de carbón establecidas en el Plan 1998-2005 de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, fijó una limitación al cobro de la componente específica de la prima en cada uno de los grupos termoeléctricos

consumidores de carbón, cuando el ingreso medio mensual procedente el mercado supera un precio objetivo considerado en el Real Decreto de tarifas.

Las Ordenes Ministeriales, de 25 de abril y 26 de noviembre de 2001, de 25 de noviembre de 2002, y de 29 de octubre de 2003, establecieron, respectivamente para el periodo 2000 - 2003, las primas al consumo de carbón autóctono, detallando en sus puntos primeros las mismas primas por centrales que las establecidas para el año 1999, y en sus puntos segundos las producciones máximas por centrales asociadas al consumo de carbón autóctono. Estas producciones se determinaron sobre la base de las cantidades de carbón contratado entre las empresas eléctricas y mineras, *“que dado su plazo, garantiza el suministro”*, en contraposición al criterio empleado en 1999, donde se tomaron como referencia las cantidades del Plan de la Minería.

La Decisión de 25 de julio de 2001 de autorización de los CTC's por parte de la UE, establece la devolución de una parte de la prima al carbón autóctono de los años 1998 y 1999 correspondiente al exceso sobre el umbral del 15 % de energía primaria necesaria para producir electricidad, de acuerdo con establecido en la Directiva 96/92/CE. En concreto señala en el punto 116: *“Dado que las primas atribuidas durante los años 1998 y 1999 han tenido por objeto una cantidad de energía superior al umbral del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en España, las autoridades españolas se han comprometido a recuperar de los beneficiarios las cantidades abonadas en exceso (7.169 millones de pesetas (43,09 millones de euros) en 1998 y 2.307 millones de pesetas (13,87 millones de euros) en 1999), aumentados con intereses calculados sobre la base del tipo de referencia de la Comisión. Esta recuperación se efectuará mediante una disminución excepcional de la cantidad por kWh de la prima, en los próximos cuatro años”*.

En la documentación que se acompaña a la propuesta del RD que se informa se establece un coste en concepto de prima al carbón autóctono para el año 2005 de 194,641 M€ (32.386 MPTA) y una reducción de la prima de 17,4 M€ (2.902 MPTA). El primer importe está en línea con lo dispuesto en la mencionada Disposición transitoria 4 de la Ley del Sector Eléctrico en el sentido de alcanzar en términos multianuales una

prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh (6 c€/kWh), aunque no se indican las cantidades de carbón CECA máximas consideradas para el año 2005. El segundo importe es conforme con la anualidad correspondiente a la mencionada reducción de la prima, contenida en la Decisión de la UE de 25 de julio de 2001.

4.6 Desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y coste de revisión de generación extrapeninsular e insular en 2001 y 2002

En el artículo 15.3 de la Orden ECO/2714/2003, se establece que la anualidad provisional correspondiente a cada año del desajuste de ingresos de actividades reguladas y del derecho de compensación por revisiones de costes extrapeninsulares, a los efectos de su inclusión en el cálculo de la tarifa correspondiente, se determinará como la cuota total constante anual necesaria para la recuperación el 31 de diciembre de 2010 del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre del ejercicio anterior.

Asimismo, se determina que el tipo de interés que se utilizará será el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre anterior al año de la tarifa a determinar.

En el cálculo de la anualidad de 2005 de la compensación por desajuste de ingresos de actividades reguladas con cargo a la tarifa 2005 se ha considerado el tipo de interés correspondiente al valor del Euribor medio del mes de noviembre de 2004 (2,170%). Como diferencia hasta la cantidad incluido por este concepto en la propuesta de Real Decreto se ha determinado la compensación por revisión de costes extrapeninsulares, al no haberse publicado el importe de la revisión de costes extrapeninsulares.

La anualidad de 2005, a incluir en la correspondiente tarifa, se ha calculado según lo especificado en el siguiente cuadro.

Cuadro 29. Cálculo de las anualidades con cargo a la tarifa eléctrica 2005 (miles de Euros)

ÁMBITO	IMPORTE PENDIENTE A 31/12/2003	ANUALIDAD AÑO 2004	INTERESES AÑO 2004	SALDO A 31/12/2004	ANUALIDAD 2005
Compensación por desajuste de ingresos de actividades reguladas	1.343.958	208.524	29.164	1.164.598	209.105
Compensación por revisión de costes extrapeninsulares	116.183	20.750	2.521	97.954	18.038
Nacional	1.460.141	229.274	31.685	1.262.552	227.143

Fuentes: Orden ECO/2714/2003, Resolución de 22-06-2004 de la DGPEYM, información que acompaña a la propuesta de Real Decreto de tarifa media o de referencia y Banco de España.

Cabe señalar que el importe pendiente a 31/12/2003 de la compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas, se determina en la Resolución de 22 de junio de 2004 de la Dirección General de Política Energética y Minas, no así el importe pendiente del derecho de compensación por revisión de costes extrapeninsulares

Sin embargo, el importe pendiente a 31/12/2003 correspondiente a la revisión de los costes extrapeninsulares se obtiene de la información que acompaña la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, teniendo en cuenta los tipos de interés y la anualidad de 2003, es decir, es una estimación.

No obstante, se debe señalar que de haber aplicado el mismo método de cálculo a la compensación por revisión de coste extrapeninsular que el utilizado para compensación por desajuste de actividades reguladas, la cuantía correspondiente a la anualidad de 2005 de ambos costes, estimada según la Orden ECO/2714/2003 resulta ser inferior en 450 miles de Euros al valor máximo de dicha anualidad incluida en la propuesta de Real Decreto.

4.7 Costes de Diversificación y Seguridad del abastecimiento

4.7.1 Régimen especial

4.7.1.1 Sobre la previsión de energía aportada por el régimen especial

En aplicación del Real Decreto 1432/2002, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2005 recoge los costes de generación de régimen especial de acuerdo con la previsión de energía realizada por la CNE. En concreto se prevé para el año 2005 una energía aportada por el régimen especial peninsular de 52.012 GWh y por el régimen especial extrapeninsular de 768 GWh, lo que supone a nivel nacional una energía de 52.781 GWh, con un crecimiento del 12% respecto a la previsión de cierre del año 2004.

Adicionalmente se prevé que las ventas de energía de instalaciones de producción en régimen especial a pequeños distribuidores en 2005 serán de 207 GWh, correspondientes a 71 MW instalados.

El cuadro siguiente muestra el desglose de la previsión de energía y potencia en 2005, junto con la revisión del año 2004, todo ello desglosado según el régimen económico aplicable.

			2004		2005	
			Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)
PENINSULAR	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	10.210	3.366	10.210	3.366
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	23.094	8.693	23.091	8.693
		Total RD 436/04	4.085	2.035	6.918	3.045
	Total Ventas a distribuidora		37.389	14.093	40.219	15.103
	Participación en mercado	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	6.945	1.296	6.433	1.296
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	191			
		Total RD 436/04	1.835	1.008	5.360	1.495
Total Participación en mercado		8.971	2.304	11.793	2.791	
Total PENINSULAR		46.361	16.397	52.012	17.894	
BALEARES	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	131	35	131	35
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	7	7	7	7
		Total RD 436/04	1	1	18	9
Total BALEARES		139	43	157	52	
CANARIAS	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	245	65	245	65
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	344	131	344	131
		Total RD 436/04	2	6	22	10
Total CANARIAS		592	202	611	207	
Total GD Nacional (aplicable en TMR)		47.092	16.642	52.781	18.153	

Esta previsión ha sido realizada siguiendo los siguientes criterios:

- Se ha incluido tanto las instalaciones que están vertiendo electricidad a las distribuidoras como las que están participando en el mercado. Se han incluido también las instalaciones con potencia mayor de 50MW.
- Se ha calculado la potencia instalada a final de cada año, considerando la misma tendencia de crecimiento que la registrada en los últimos años para cada tecnología, y suponiendo que las nuevas incorporaciones se acogen al RD 436/2004.
- Se ha considerado para el año 2005 un incremento de la participación del régimen especial en el mercado de electricidad fundamentalmente debido a la cogeneración, minihidráulica y energía eólica.
- Se ha considerado que el año 2004 tiene una hidraulicidad por debajo de la media (a octubre de 2004, el índice producible hidráulico era de 0,82) y que el año 2005 tiene una hidraulicidad media. Para el resto de tecnologías se ha considerado el funcionamiento medio de los últimos años.

El cuadro siguiente muestra el desglose de la previsión realizada de potencia, de horas equivalentes de funcionamiento y de energía, atendiendo a cada una de las tecnologías incluidas dentro del régimen especial, junto con los datos reales registrados en el año 2003 y en el año 2004, hasta el mes de octubre.

	Diciembre 2003			Octubre 2004	Diciembre 2004			Diciembre 2005			Incremento de potencia		
	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Horas	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Horas	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Horas	Δ oct 2004- dic 2003 (MW)	Δ dic 2004- oct 2004 (MW)	Δ dic 2005- dic 2004 (MW)
Cogeneración	19.236	5.685	3.384	5.741	19.859	5.787	3.432	20.455	5.854	3.494	56	46	68
Solar	9	11	868	14	21	18	1.119	92	72	1.283	4	4	53
Eólica	12.062	6.301	1.914	7.524	17.026	7.877	2.161	20.193	9.027	2.237	1.223	354	1.150
Hidráulica	4.941	1.568	3.150	1.590	4.226	1.593	2.652	4.553	1.614	2.821	22	3	20
Biomasa	1.465	396	3.699	396	1.716	396	4.339	2.693	615	4.383	0	0	219
Residuos	2.092	431	4.854	548	2.168	548	3.959	2.716	548	4.961	117	0	0
Trat.Res	2.085	418	4.983	423	2.077	423	4.909	2.077	423	4.909	5	0	0
Total general	41.889	14.810	2.828	16.236	47.092	16.642	2.830	52.781	18.153	2.908	1.426	406	1.510

En el cuadro siguiente se pueden observar los crecimientos anuales, tanto de potencia como de energía, registrados por el régimen especial en España desde el año 1998 junto con los previstos para el año 2004 y 2005.

Evolución de la Energía vendida y de la potencia instalada por el régimen especial en España					
AÑO	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Horas medias	Incremento (año n - n-1) GWh	Incremento (año n - n-1) MW
1998	20.337	6.196	3.283		
1999	25.001	7.688	3.252	4.663	1.492
2000	27.312	9.148	2.985	2.312	1.460
2001	31.026	11.103	2.794	3.714	1.954
2002	36.013	13.203	2.728	4.987	2.101
2003	41.889	14.810	2.828	5.876	1.607
2004 *	47.092	16.642	2.830	5.203	1.832
2005 *	52.781	18.153	2.908	5.689	1.510

(*) Los datos del año 2004 y 2005 corresponden a las previsiones realizadas por la CNE

Por otra parte, se refleja a continuación la previsión de energía y potencia efectuada por UNESA, con cantidades en todos los casos inferiores a las previstas por la CNE.

	2004		2005	
	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)
UNESA	45.591	15.318	49.706	17.910

4.7.1.2 Sobre la previsión de las primas, precios y tarifas de venta de la energía aportada por el régimen especial

La propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2005 propone en su anexo IV los precios de venta de instalaciones acogidas al régimen transitorio del RD 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables en una cuantía igual al incremento medio de la tarifa, un 1,71%. Por su parte, para las instalaciones acogidas al RD 436/04 se actualizan los componentes retributivos que hacen referencia a la tarifa eléctrica media con el incremento del 1,71%.

Para las instalaciones de régimen especial que siguen incluidas en las disposición transitoria segunda del RD 436/2004, la propuesta actualiza las primas establecidas en el anexo VI de dicho RD, tomando como variación interanual (octubre 2004/ noviembre

2003) de los tipos de interés del 0,47%, la variación prevista (2005/2004) de la tarifa eléctrica del 1,71%, y la variación (2004/2003) del precio del gas del -5,11%, excepto para las instalaciones del grupo a.1, a.2 que utilicen como combustible fuel-oil y las del grupo d.1 que mantienen los valores ya actualizados en el RD por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Para la actualización de las primas de las instalaciones acogidas a esta disposición transitoria se ha aplicado las fórmulas de actualización establecidas en el mencionado RD de restricciones técnicas. Para el grupo b.6, la variación viene limitada por la banda entre el 80% y 90% de la tarifa eléctrica media. La media anual del precio final horario del mercado de producción para cada grupo se ha calculado como la media de los precios de los últimos doce meses que pueden considerarse provisionalmente completos (periodo septiembre 2003- agosto 2004), ponderando por la energía facturada en régimen especial de cada grupo. La estimación del año 2005 se ha realizado tomando el precio medio ponderado de generación peninsular en régimen ordinario propuesto en la memoria del RD, resultando 3,8204 cent€/kWh. Dicho precio ponderado es el que se emplea a efectos de determinar la prima equivalente del régimen especial. A continuación se indican los precios finales horarios medios estimados para el año 2004 y 2005 para cada uno de los grupos:

Grupo DT2 ^a RD 436/2004	Precio medio mercado 2004 Cent€/kWh	Precio medio mercado 2005 Cent€/kWh
a1	3,357	3,8204
a2	3,367	
b2	3,284	
b3	3,351	
b4	3,226	
b6	3,332	
b7	3,345	
d1	3,361	
d2	3,358	
d3	3,351	

De la aplicación de los parámetros anteriores, las primas resultantes para el año 2005 registran una disminución, en general, de entre un 37% y un 14% con respecto al año anterior:

DT2ª RD436/04 (RD2818/98)			Prima 2004	Prima 2005	Variación
Grupo	Tipo Instalación	Potencia MW	cent€/kWh	cent€/kWh	real 04/03
A	a1* Cogeneración	P<=10	1,9399	1,3696	-29,40%
	a2* Cogeneración		1,9399	1,3798	-28,87%
B	b2 Eólica		2,7500	2,3171	-15,74%
	b3 Otros		3,0373	2,6769	-11,87%
	b4 Hidráulica		3,0373	2,5499	-16,05%
	b6 Biomasa 1ª		3,4224	2,7770	-18,86%
	b7 Biomasa 2ª		2,5970	2,2229	-14,41%
Artículo 31 RD2818/98			0,4935	0,4989	1,09%
C	Residuos	P<=10	1,8244	1,8443	1,09%
D	d1		2,6853	3,2424	20,75%
	d2		2,3729	1,7958	-24,32%
	d3		1,5180	0,9505	-37,38%
a1 y a2 que utilicen como combustible fuel-oil				3,2424	

Sin embargo, a pesar de la reducción de primas fijada, como consecuencia del precio medio de mercado previsto para el año 2005, su retribución (precio del mercado más prima) sería ligeramente superior a la que obtuvieron estas instalaciones en el año 2004 excepto para el caso de la cogeneración, tal y como puede observarse en el cuadro siguiente. Adicionalmente, se refleja la retribución que obtendrían estas instalaciones en el marco de tarifa regulada del Real decreto 436/2004.

DT2ª RD436/04 (RD2818/98)					RD436/04				
Tipo Instalación	Potencia MW	Prima 2004 (cent€/kWh)	PM + Prima (cent€/kWh)	Prima 2005 (cent€/kWh)	PM + Prima (cent€/kWh)	Potencia MW	Año vida	%TMR	(cent€/kWh)
a1* Cogeneración	P<=10	1,940	5,231	1,370	5,190	a11	P <= 1MW (0-10)	0,9	6,597
							P <=10 (11-)	0,5	3,665
							P <=10 (0-10)	0,8	5,864
							P <=10 (11-)	0,5	3,665
a2* Cogeneración		1,940	5,231	1,380	5,200	a2	P <= 10MW (0-10)	0,6	4,398
							P <=10 (11-)	0,5	3,665
a1 y a2 Cogeneración fuel-oil				3,242	7,063	a12	P <= 1MW (0-10)	0,9	6,597
							P <=10 (11-)	0,5	3,665
							P <= 10MW (0-10)	0,8	5,864
							P <=10 (11-)	0,5	3,665
b2 Eólica		2,750	6,042	2,317	6,137	b21	P <= 5 MW (0-15)	0,9	6,597
							(16-)	0,8	5,864
							P <= 50MW (0-5)	0,9	6,597
							(6-15)	0,85	6,231
							(16-)	0,8	5,864
						b22	P <= 50MW (0-5)	0,3	2,199
							(6-15)	0,9	6,597
							(16-)	0,85	6,231
b3 Otros		3,037	6,329	2,677	6,497	b3	P <= 50MW (0-20)	0,9	6,597
							(21-)	0,8	5,864
b4 Hidráulica		3,037	6,329	2,550	6,370	b4	P <= 10MW (0-25)	0,9	6,597
							(26-)	0,8	5,864
b6 Biomasa 1ª		3,422	6,714	2,777	6,597	b6	P <= 50MW (0-20)	0,9	6,597
							(21-)	0,8	5,864
b7 Biomasa 2ª		2,597	5,889	2,223	6,043	b7	P <= 50MW (0-20)	0,9	6,597
							(21-)	0,8	5,864
Residuos	P<=10	1,824	5,116	1,844	5,665	c1	P <= 50MW (0-15)	0,7	5,131
							(16-)	0,5	3,665
						c2	P <= 50MW (0-15)	0,7	5,131
							(16-)	0,5	3,665
						c3	P <= 50MW (0-10)	0,5	3,665
							(11-)	0,5	3,665
d1*	0	2,685	5,977	3,242	7,063	d1	P <= 25MW (0-15)	0,7	5,131
							(16-)	0,5	3,665
d2	0	2,373	5,664	1,796	5,616	d2	P <= 25MW (0-15)	0,7	5,131
							(16-)	0,5	3,665
d3	0	1,518	4,810	0,951	4,771	d3	P <= 25MW (0-10)	0,6	4,398
							(11-)	0,5	3,665

No se ha considerado ningún ingreso por complementos retributivos

La retribución de las instalaciones de cogeneración del RD 436/2004 se ha calculado suponiendo su participación en el mercado.

Se ha tomado como precio de mercado del año 2004, la media aritmética del precio final horario del periodo noviembre 2003-octubre 2004 (3,2915cent€/kWh) y para el año 2005, la media prevista en la propuesta de RD (3,820 cent€/kWh)

En cualquier caso, tal y como señaló la CNE en su informe a la propuesta del mencionado Real Decreto de restricciones técnicas, si el precio de mercado real del año n se desviara significativamente del previsto, las primas calculadas para el año n aplicando el procedimiento de actualización previsto para las instalaciones de la Disposición Transitoria 2ª del RD 436/2004, deberían incorporar en el año n+1 el efecto resultante de la desviación.

No obstante lo anterior, estas instalaciones podrán acogerse voluntariamente al régimen de tarifa regulada del Real Decreto 436/2004, donde obtendrían en general, una retribución superior.

4.7.1.3 Sobre la previsión del coste del régimen especial

Teniendo en cuenta los precios anteriores para cada uno de los regímenes aplicables al régimen especial, el coste resultante para el año 2005 es de 3.418 Millones€, un 18% más alto que el cierre previsto para el año 2004 por la CNE, y un 0,7% más bajo que el incluido en la propuesta de RD (3.442 Millones€).

			2005			
			Energía Vendida (GWh)	Precio Medio (cent€/kWh)	Costes (Miles€)	
PENINSULAR	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	10.210	6,84	697.963	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	23.091	6,27	1.447.953	
		Total RD 436/04	6.918	7,16	495.665	
	Total Ventas a distribuidora			40.219	6,57	2.641.581
	Participación en mercado	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	6.433	5,69	366.103	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)				
		Total RD 436/04	5.360	6,62	354.587	
Total Participación en mercado			11.793	6,11	720.690	
Total PENINSULAR			52.012	6,46	3.362.271	
BALEARES	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	131	5,66	7.442	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	7	5,62	416	
		Total RD 436/04	18	41,30	7.438	
	Total BALEARES			157	9,75	15.297
CANARIAS	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	245	5,69	13.972	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	344	6,38	21.943	
		Total RD 436/04	22	20,89	4.571	
	Total CANARIAS			611	6,62	40.486
Total GD Nacional (aplicable en TMR)			52.781	6,48	3.418.054	

Por otra parte, se refleja la previsión de coste efectuada por UNESA, con una cantidad inferior a la prevista por la CNE.

	2005		
	Energía Vendida (GWh)	Precio Medio (cent€/kWh)	Costes (Miles€)
UNESA	49.706	6,60	3.280.596

4.7.1.4 La prima equivalente en 2005

Atendiendo al coste previsto del régimen especial en el apartado anterior, el precio medio para el año 2005 es 6,476 cent€/kWh. Considerando un precio medio de mercado de 3,820 cent€/kWh resulta en el año 2005 una prima equivalente de 2,656 cent€/kWh, con un importe resultante que asciende a **1.402 Miles€**. El importe de la prima equivalente en 2005 superaría el 8% del total de los ingresos de las actividades eléctricas.

4.7.1.5 El cierre de 2003 y la revisión de 2004

Cierre del año 2003

En el Informe 58/2003 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2004, se estimaba la revisión de la prima equivalente asociada a la energía aportada por el régimen especial en 2003. De las diferentes alternativas de revisión planteadas por la CNE, es decir, revisión del coste de las primas del régimen especial (+128.938 Miles €), revisión de la energía y el coste (+114.872 Miles€), y revisión de la energía (+102.441 Miles €), el Ministerio finalmente incluyó en el Real Decreto de tarifas 2004 un incremento de la prima equivalente de +129.046 Miles€, similar a la aplicación de la primera alternativa, cuando la CNE por simplicidad había recomendado aplicar la tercera.

Ello supone una prima equivalente total en 2003 de 1.051.786 Miles€ (922.740 Miles€ previstos en 2003 más 129.046 Miles€ revisados en 2004), considerando un coste del régimen especial como el definido en el cuadro siguiente y un ingreso medio de los generadores en régimen ordinario peninsular de 3,648 cent€/kWh.

Previsión del coste del régimen especial	Previsión realizada para el año 2003 en la Tarifa de 2004		
	Energía (GWh)	Precio (cent€/kWh)	Coste (Miles€)
RD2366/94	10.808	6,488	701.273
RD2818/98	22.000	6,420	1.412.436
RD841/2002	7.067	5,292	373.989
Total peninsular	39.875	6,239	2.487.698
RD2366/94	437	5,874	25.671
RD2818/98	319	6,501	20.737
Total extrapeninsular	756	6,139	46.408
Total Régimen Especial	40.631	6,237	2.534.106

En el cuadro siguiente se incluye la producción real y el coste del régimen especial del año 2003, declarado por las empresas distribuidoras hasta agosto de 2004.

			AÑO 2003			
SISTEMA	Opción venta de energía	Real Decreto	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Precio Medio (cent€/kWh)	Costes (Miles€)
Peninsular	Ventas a distribuidora	RD2366/94	10.987	3.362	6,53	717.018
		RD2818/98	23.038	9.624	6,24	1.437.546
	Total Ventas a distribuidora		34.026	12.986	6,33	2.154.563
	Participación en mercado	RD2366/94	6.609	1.421	5,20	343.887
		RD2818/98	526	165	5,19	27.293
Total Participación en mercado		7.135	1.586	5,20	371.180	
Total Peninsular			41.161	14.572	6,14	2.525.744
Baleares	Ventas a distribuidora	RD2366/94	132	36	5,40	7.121
		RD2818/98	6	4	6,92	420
	Total Ventas a distribuidora		138	41	5,46	7.540
Total Baleares			138	41	5,46	7.540
Canarias	Ventas a distribuidora	RD2366/94	245	65	5,41	13.277
		RD2818/98	345	131	6,75	23.311
	Total Ventas a distribuidora		591	197	6,19	36.587
Total Canarias			591	197	6,19	36.587
Total GD Nacional			41.889	14.810	6,13	2.569.872

De acuerdo con el artículo 7 del RD 1432/2002, si el “sobrecoste de la prima del régimen especial resulta superior o inferior a un 5 por 100 respecto al previsto”, se revisarán las partidas de costes e ingresos que ha sido afectada por esta variación. Dicha revisión podrá afectar a los dos años anteriores.

A continuación se determina la posible afectación de la prima equivalente correspondiente al cierre del año 2003 en la tarifa eléctrica de 2005, considerando el mismo ingreso medio de los generadores en régimen ordinario peninsular de 3,648 cent€/kWh, ya que la previsión de 2003 de los precios del gas no ha sido revisada.

CIERRE DEL AÑO 2003	
Previsión en tarifa 2003	Energía prevista 36.571 GWh
	Coste de las primas del R.E. aplicable a la tarifa 2003 (A) 922.740 Miles €
Revisión en tarifa 2004	Energía revisada 40.632 GWh
	Coste de las primas del R.E. aplicable a la tarifa 2004 (B) 1.051.786 Miles €

Cierre en tarifa 2005	Energía cierre	41.889 GWh
	Coste del régimen especial	2.569.871 Miles€
	Precio previsto en el mercado en tarifa 2003 (no revisado)	3,648 cent€/kWh
	Coste medio del régimen especial	6,135 cent€/kWh
	Prima equivalente	2,487 cent€/kWh
	Coste de las primas del R.E. equivalente (C)	1.041.779 Miles€

Respecto a la prima equivalente de 2003, la desviación entre el cierre (C) y la previsión (A) resulta finalmente de +119.039 Miles€, lo que supone el +12,9%, superior al 5% estipulado, por lo que corresponde imputar en la tarifa de 2005 desviaciones por la prima equivalente de 2003. Como en la tarifa de 2004 ya se han incluido +129.046 Miles€, *corresponde deducir en la tarifa de 2005 la cantidad de 119.039 - 129.046 = -10,007 Miles€.*

Revisión del año 2004

En el Informe 58/2003 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2004, se estimaba la previsión de la prima equivalente asociada a la energía aportada por el régimen especial de 2004, según el cuadro siguiente:

Previsión del coste del régimen especial	Previsión del año 2004 incluida en las Tarifas de 2004		
	Energía (GWh)	Precio (cent€/kWh)	Costes (Miles€)
RD2366/94	10.601	6,488	687.842
RD2818/98	24.612	6,420	1.580.131
RD841/2002	8.250	5,292	436.594
Total peninsular	43.463	6,223	2.704.566
RD2366/94	437	5,874	25.671
RD2818/98	347	6,501	22.557
Total extrapeninsular	784	6,152	48.228
Total Régimen Especial	44.247	6,221	2.752.795

A continuación se incluye una revisión del año 2004, elaborada con la información disponible hasta agosto de 2004.

			2004			
			Energía Vendida (GWh)	Precio Medio (cent€/kWh)	Costes (Miles€)	
PENINSULAR	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	10.210	6,72	686.228	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	23.094	6,20	1.430.745	
		Total RD 436/04	4.085	6,84	279.293	
	Total Ventas a distribuidora			37.389	6,41	2.396.266
	Participación en mercado	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	6.945	5,08	353.078	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	191	4,87	9.277	
		Total RD 436/04	1.835	5,88	107.976	
Total Participación en mercado			8.971	5,24	470.330	
Total PENINSULAR			46.361	6,18	2.866.596	
BALEARES	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	131	5,57	7.317	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	7	5,78	428	
		Total RD 436/04	1	25,76	158	
Total BALEARES			139	5,67	7.903	
CANARIAS	Ventas a distribuidora	Total DT1ª RD436/04 (RD2366/94)	245	5,60	13.737	
		Total DT2ª RD436/04 (RD2818/98)	344	5,39	18.553	
		Total RD 436/04	2	10,17	229	
Total CANARIAS			592	5,50	32.519	
Total GD Nacional (aplicable en TMR)			47.092	6,17	2.907.018	

De las diferentes alternativas planteadas por la CNE para la revisión del año corriente en el mencionado Informe 58/2003, es decir, revisión del coste de las primas del régimen especial previsto, revisión de la energía y de los costes previstos, o revisión de la energía prevista, este Organismo vuelve a proponer por sencillez y por objetividad¹⁸ la aplicación de la tercera alternativa.

Por lo tanto, al comparar la energía prevista con la revisada resulta una desviación es del 6,4%¹⁹, superior al 5% estipulado, por lo que procede revisar en la tarifa de 2005 la prima equivalente correspondiente a 2004:

¹⁸ Con ello se evita revisar las previsiones iniciales del precio medio del régimen especial y del mercado, que no dejarían de ser también previsiones, en tanto no se produzca el cierre del año.

¹⁹ El incremento de energía se debe a la mayor utilización que experimentan las instalaciones que participan en el mercado y el mayor número de éstas como consecuencia de los mayores incentivos que introdujo el RD 436/2004, de 12 de marzo. Asimismo tiene influencia la mayor potencia eólica realmente instalada hasta el momento, y la declaración a efectos de liquidaciones en 2004 de una instalación de tamaño significativo que venía funcionando desde el año 2002.

La prima equivalente prevista en la tarifa de 2004 sería de 1.099.538 Miles€,

Previsión Tarifa 2004	Energía prevista	44.247 GWh
Revisión Tarifa 2005	Energía revisada	47.092 GWh
	Variación	6,4%

considerando un precio del régimen ordinario (incluyendo a los ciclos combinados) de 3,736 cent€/kWh. A continuación se determina la prima equivalente revisada.

PREVISIÓN DEL AÑO 2004		
Previsión en tarifa 2004	Energía prevista	44.247 GWh
	Coste de las primas del R.E. aplicable a la tarifa 2004 (A)	1.099.538 Miles€
Revisión en tarifa 2005	Energía revisada	47.092 GWh
	Coste de las primas del R.E. equivalente (B=1,064*A)	1.169.908 Miles€

Por todo ello correspondería imputar en la tarifa de 2005 desviaciones por la prima equivalente de 2004, con un incremento de coste valorado en $1.169.908 - 1.099.538 = +70.370$ Miles€.

Sin embargo, no habría que imputar desviación en concepto de prima equivalente de 2004 en la tarifa de 2005 si se considerase la prima realmente repercutida en la tarifa de acceso de 2004, que asciende a 1.157.215 Miles€ (en lugar de la calculada de 1.099.538 Miles€). El importe de 1.157.215 Miles€ resulta al considerar un precio medio del régimen ordinario peninsular de 3,606 cent€/kWh, que corresponde con el previsto para el régimen ordinario convencional, en el que no se tienen en cuenta los ciclos combinados. Esta ha sido la opción que se aplica en la propuesta de RD para la revisión del año 2004, por lo que la cantidad desviada resulta inferior al 5%, y en consecuencia no procede imputar desvíos por este concepto en la tarifa de 2005.

Miles €	Tarifa 2004	Cierre 2004	Variación
Importe de Prima equivalente	1.157.059	1.169.908	1,11%

4.7.2 Moratoria Nuclear

El apartado uno del artículo 18 del Real Decreto 2202/1995 fija el porcentaje destinado a la moratoria nuclear en el 3,54 % y determina que no se podrá modificar hasta que el importe pendiente de compensación en la fecha de entrada en vigor de la Ley 40/1994 (*valor base*) se haya amortizado en, al menos, un 50%. El apartado 4 de la Disposición adicional octava de la Ley 40/1994 fija este *valor base* en 4.383 millones de euros, siendo su 50% 2.192 millones de euros.

Hasta el 31 de diciembre de 1995 se habían amortizado 23 millones de euros del *valor base*. El importe de las anualidades satisfechas, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 1996 y el 31 de diciembre de 2003, ha ascendido a 3.902 millones de euros, de los que 2.505 millones de euros (64,21 %) han correspondido a amortización del *valor base* y 1.397 millones de euros (35,79 %) a intereses.

En función de lo anterior, el importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2003 es de 1.855 millones de euros, equivalente al 48,32 % del *valor base*, habiéndose amortizado, a esa misma fecha, la cantidad de 2.528 millones de euros, equivalente al 57,68%. Esto es, en 2003 el *valor base* ha quedado amortizado por encima del 50% de su importe.

La tarifa eléctrica para 2005 fija el porcentaje de la moratoria nuclear en el 3,040% (procediendo a reducir por primera vez la cuantía de la moratoria nuclear, pasando de un 3,54% vigente desde su inicio, al 3,040% en la propuesta de RD 2005) y un importe previsto por ese concepto de 525.625 miles de euros.

El artículo 21 del Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, fija el importe mínimo garantizado para 2005 en 515.625 miles de euros. Por tanto, de cumplirse las previsiones recogidas en la tarifa eléctrica para este año, no sería necesario activar la garantía de importes mínimos indicada en el apartado 2 del artículo 21 antes citado.

El efecto de esa reducción del porcentaje representa 86.451 miles de euros, a partir del escenario de ingresos previstos para 2005, según la información que acompaña a la propuesta de RD.

Asimismo, cabe señalar que aunque de los cálculos realizados parece desprenderse que se cubrirá el mínimo garantizado para el año 2005, hay que resaltar errores en la previsión de la demanda, dado que se ha puesto de manifiesto el incremento excesivo previsto, que tenga que operar el mecanismo de la garantía del Estado, ya sea en este ejercicio o en el próximo, tal y como ya había analizado esta Comisión en su “Informe de moratoria nuclear. Previsión del periodo de amortización y liquidación”.

4.7.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

Según información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se asigna una cuantía para la financiación de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear con cargo a la tarifa eléctrica de 2005 de 29.885 miles de euros, esto es, un 74% inferior que la asignada en la propuesta de 2004. En consecuencia, los porcentajes a aplicar a las tarifas integrales y de acceso para cubrir dicho coste disminuyen un 75,8% y un 74,4%, respectivamente en la propuesta de Real Decreto respecto a las fijadas en el Real Decreto 1802/2003.

Cuadro 30. Segunda parte del ciclo de combustible nuclear. Real Decreto 1802/2003 vs Propuesta de Real Decreto 2005

RD 1802/2003	Propuesta de RD 2005	% de variación Propuesta de RD s/ RD 1802/2003	
		Miles de €	%
116.393	29.885	- 86.508	-74%

Fuentes: Real Decreto 1802/2003 y propuesta de Real Decreto 2005

La propuesta de esta Comisión es fijar una retribución no superior a 121.010 miles de Euros, de acuerdo con el Anexo III del presente informe.

5 OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA

5.1 Comentarios al articulado

Artículo 2. Revisión de tarifas y precios regulados

El artículo 2, en su apartado 2, en su segundo párrafo, pretende dar soporte normativo para proceder de manera simplificada a establecer un procedimiento, cuyo objeto sea resolver la problemática de la reducción de costes de la energía procedente de países de la Unión Europea.

Este aspecto, ya había sido analizado por esta Comisión al tratar las quejas de las asociaciones de agentes externos. Dado lo avanzado de las propuestas realizadas, únicamente faltaría el trámite del envío de la propuesta por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para su informe preceptivo, con lo cual se daría una solución definitiva a la problemática planteada mediante un procedimiento transparente, objetivo y eficaz.

Artículo 3. Costes con destinos específicos

Con el fin de evitar contradicciones entre el artículo 3 y la Disposición adicional primera de la propuesta de RD, se propone modificar el artículo 3.3.b), quedando de la siguiente manera:

“Las empresas clasificadas en el grupo 1, de acuerdo con la Disposición adicional del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, no tendrán la obligación de hacer entrega a la Comisión Nacional de Energía de ninguna cantidad de las previstas como porcentajes

de facturación en el apartado 1 del presente artículo. Esta exención no alcanza a las cantidades previstas como porcentajes de facturación en el apartado 2 del presente artículo.”

Artículo 4. Planes de calidad de servicio

Esta Comisión, sin perjuicio de las consideraciones contenidas en el apartado 4.2.4 de este informe, valora positivamente la incorporación en la tarifa de 2005 de la partida de 80.000 miles de Euros para los Planes de mejora de la calidad de servicio en aquellas zonas donde las empresas tengan dificultad temporal para el mantenimiento de la calidad exigible y así lo declaren ante la Administración competente, debiendo presentar, al mismo tiempo, un programa de actuación temporal que permita la corrección de las causa que lo originan, todo ello de acuerdo con lo establecido en el artículo 107 del RD 1955/2000.

Hasta la fecha, la cuantía prevista para el ejercicio pasado sigue en una cuenta en régimen de depósito.

En este ejercicio la cuantía se incrementa, pero no se establecen los criterios para la distribución de la partida, por lo que es necesario reiterar la necesidad de un desarrollo normativo, vía Orden Ministerial, para establecer el mecanismo de utilización de la cuenta, pero igualmente hacer transparentes los criterios de qué instalaciones son objeto de reconocimiento extraordinario de costes, que es de lo que se trata, y no tanto de financiar las inversiones, pues utilizar esta terminología parece indicar que debe existir un acto administrativo posterior que indique que no procede el reembolso de la financiación obtenida.

Artículo 5. Programas nacionales de gestión de la demanda

Al igual que, finalmente en el ejercicio pasado, aparece un programa destinado a la incentivación de la gestión de la demanda, aunque con cuantía escasa (10.000 miles de euros), tal y como se ha puesto de manifiesto por algunos miembros del Consejo Consultivo.

Esta Comisión había venido reclamando la necesaria activación de estos programas.

No obstante, opina que debería incrementarse la transparencia y objetivación de la distribución de los citados programas, por lo que el término “ Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria , Turismo y Comercio “ parece poco afortunada, pues en su aplicación práctica parece que será el propio Ministerio el que actúa como cuando tramita subvenciones a los particulares , pero no es éste el caso, se trata de precios y tarifas que cobran empresas privadas a personas físicas o jurídicas, en su mayor parte privadas.

Por otra parte sería conveniente, tal y como lo ha solicitado algunos miembros del Consejo Consultivo, el hacer copartícipes en la decisión, no en la ejecución, a las Comunidades Autónomas.

Por otra parte, será necesario establecer por Orden Ministerial los aspectos concretos de la distribución del importe, tales como proyectos considerados, forma de liquidación y otros.

Artículo 6. Información

En el apartado 2 del artículo 6, sobre petición de información, se reitera, como en otros Reales Decretos, la posibilidad de que la Dirección General de Política Energética y Minas, pueda pedir cierta información. Esta Comisión entiende que dicha redacción y necesidad de información ya existe en los diferentes desarrollos de la Ley y, en todo caso, se considera que no es lugar adecuado el RD de tarifas de cada año.

En el párrafo 3 del citado artículo se incluye, tal y como se hizo finalmente en el ejercicio pasado, la obligación de remitir información a los Ayuntamientos por parte de las empresas comercializadoras, además de las distribuidoras.

Aunque es un apartado reiteradamente establecido en los Reales Decretos de tarifas, esta Comisión considera que debería encontrar su acomodo permanente, ya sea en norma de desarrollo de la Ley del Sector o en la normativa propia de los impuestos especiales.

Artículo 7. Comprobaciones de la Comisión Nacional de Energía

En el artículo 7 de la propuesta de Real Decreto 2005, se realizan dos modificaciones de especial importancia en la actividad de esta Comisión.

Por una parte se modifica la redacción existente del apartado 1 letra d y por otra se añade un nuevo apartado 4, de cierre, que debe entenderse afecta a los tres apartados anteriores.

Con la redacción dada al apartado 1 letra d, se cambia la obligación impuesta a la Comisión de remitir un informe anual, por la de remitir las actas de inspección, lo cual en principio sólo afectaría a la remisión, no de forma agregada, sino puntual, de las incidencias detectadas. Sin embargo, la modificación del objeto de la remisión cambia radicalmente, pues en la redacción actualmente vigente el objeto del informe también incluye la comprobación de la aplicación de la normativa tarifaria vigente, es decir, la Comisión en su informe anual era la competente para juzgar la aplicación de la normativa. Con la redacción propuesta, la Comisión sólo puede actuar como relator de hechos, dado que la función de comprobación de la aplicación de la normativa tarifaria vigente se la reserva la Dirección General de Política Energética y Minas.

Por otro lado, el apartado 4 del artículo 7 del Proyecto de Real Decreto de Tarifas establece que *“La Comisión Nacional de Energía remitirá los resultados de las*

comprobaciones o inspecciones realizadas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

En el caso de que se detectaran irregularidades en las facturaciones inspeccionadas, esta Dirección General resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la normativa tarifaria vigente, dando traslado de las mismas a la CNE a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes”.

Cabe señalar que la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, atribuye expresamente a la CNE competencia para practicar de oficio las inspecciones.

Esta Ley modifica la función octava de la Disposición Adicional Undécima. Tercera.1 de la Ley 34/1998 de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y establece que corresponde a la CNE *“Inspeccionar a petición de la Administración General del Estado, de las Comunidades Autónomas competentes, o de oficio, por la Comisión Nacional de Energía, las condiciones técnicas de las instalaciones, el cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones, la correcta y efectiva utilización del carbón autóctono en las centrales eléctricas con derecho al cobro de la prima al consumo de carbón autóctono, las condiciones económicas y actuaciones de los sujetos en cuanto puedan afectar a la aplicación de las tarifas, precios y criterios de remuneración de las actividades energéticas, la disponibilidad efectiva de las instalaciones de generación en el régimen ordinario, la correcta facturación y condiciones de venta de las empresas distribuidoras y comercializadoras a consumidores y clientes cualificados, la continuidad del suministro de energía eléctrica, la calidad del servicio, así como la efectiva separación de estas actividades cuando sea exigida”.*

Por su parte, el artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, dispone que *“El Ministerio de Industria y Energía (hoy Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) directamente o a través de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (hoy Comisión*

Nacional de Energía) *podrá inspeccionar las condiciones de la facturación de los mismos (de los ingresos liquidables) y de la energía producida por las instalaciones de producción acogidas al régimen especial*”.

Esta Comisión ha venido considerando que las competencias de la CNE en las inspecciones sobre materias que son de competencia estatal, abarca todas las actuaciones del procedimiento, desde su iniciación, su tramitación hasta su resolución, siendo su actuación revisable por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en vía de recurso, conforme a lo dispuesto en la Disposición Adicional undécima, Tercero 5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Lo anterior responde a un motivo de legalidad: en la medida en que la Ley 34/1998, de 7 de octubre, atribuye a la CNE el ejercicio de una función concreta, como es la inspectora, no existe motivo alguno para entender que esta atribución sólo comprende determinadas fases del procedimiento. Por el contrario, cuando la Ley quiere conferir a un Organismo sólo determinadas actuaciones de una función, lo dice expresamente, tal y como sucede con la función sancionadora de la CNE. Tanto la Ley 54/1997, como la Ley 34/1998, restringen la competencia de la CNE a la incoación e instrucción de los procedimientos sancionadores, correspondiendo a otros Órganos (la Dirección General de Política Energética y Minas, el Ministro de Industria Comercio y Turismo o el Consejo de Ministros, en función de la gravedad de la conducta) la resolución sobre los mismos.

Los procedimientos de inspección son siempre procedimientos que se inician de oficio, y ello con independencia de que con carácter previo a su iniciación exista denuncia, instancia o requerimiento de un tercero. No cabe confundir la competencia para proponer la práctica de inspecciones (que podrá corresponder a la Dirección General de Política Energética y Minas o a la propia CNE) y la competencia para iniciar y tramitar el procedimiento de inspección, que corresponde únicamente a la CNE.

Lo anterior es conforme con lo dispuesto en el artículo 69 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, que establece que *“Los procedimientos se iniciarán de oficio por acuerdo del*

órgano competente, bien por propia iniciativa o como consecuencia de orden superior, a petición razonada de otros órganos o por denuncia”.

En la Comisión Nacional de Energía el órgano competente para acordar la iniciación de los procedimientos de inspección es su Consejo de Administración, de conformidad con el artículo 19 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que establece que *“La Comisión Nacional de Energía estará regida por un Consejo de Administración al que corresponderá el ejercicio de todas las funciones establecidas en el capítulo anterior. Estas funciones no serán delegables en otros órganos de la Comisión, a excepción de la relativa a la selección y contratación de personal”.*

Adicionalmente, cabe señalar que el artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, señala que *“como resultado de estas actuaciones (las de inspección), la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (hoy CNE) podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección”*, reiterando con ello la función liquidatoria atribuida a la CNE por la Disposición Adicional Undécima, 2, primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. Cabe entender que el Proyecto de Real Decreto de Tarifas está dejando vacía de contenido de la función de la CNE de practicar una nueva liquidación, en la medida que quedaría reducida a la mera plasmación de los datos que sobre esa liquidación le indicara la propia Dirección General de Política Energética y Minas.

En definitiva, a juicio de este Organismo, el artículo 7 del Proyecto de Real Decreto limita las funciones inspectora y liquidadora de la Comisión, vulnerándose las atribuciones competenciales que, en materia de inspección y liquidación, la Ley sectorial hace a favor de la Comisión Nacional de Energía.

En cuanto al ámbito de aplicación del artículo 7.4 del Proyecto de Real Decreto de Tarifas.

En la medida en que la Disposición Adicional undécima, Tercero, 1, octava de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, no confiere distinto tratamiento entre uno y otro tipo de inspecciones, y ante el silencio del Proyecto de Real Decreto de Tarifas, cabría cuestionarse si las consideraciones contenidas en la misma son de aplicación únicamente

a aquellos procedimientos de inspección tramitados por la CNE en ejecución de un plan de inspección aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, o también sobre las inspecciones que, de oficio, pudiera realizar la CNE.

Artículo 8. Precios de las actuaciones del Operador del Sistema

Esta Comisión considera urgente, por una parte, determinar definitivamente las actuaciones de los distribuidores que dan derecho a la percepción de un precio máximo regulado y, por otra parte, determinar qué actuaciones deben realizar los distribuidores sin percibir precio alguno, al estar incluido en la retribución de la distribución.

Disposición adicional primera

En relación con la disposición adicional primera, esta Comisión considera que el contenido de la misma debería ser objeto de una revisión y actualización total. Asimismo, convendría dar un carácter más estable a la norma, mediante su inclusión en un RD de desarrollo de la Ley del sector. A juicio de este Organismo, la materia es suficientemente importante, en la medida en que establece excepciones de ingresos en cuentas específicas a favor de terceros, como para evitar que el Gobierno, con carácter anual, introduzca cambios en las obligaciones de pago, con la incidencia que ello tiene en perjuicio de la seguridad regulatoria.

Por otro lado, deberían actualizarse, de acuerdo con la evolución del sector, los límites de la clasificación de distribuidores incluidos en la propuesta de RD, teniendo en cuenta el incremento de demanda.

Adicionalmente se propone sustituir la redacción de dicha disposición:

En el párrafo primero, donde indica: “tasas a que se refiere el artículo 3 del presente RD” debería decir “tasas y cuotas a que se refiere el artículo 3 del presente RD”.

Para las empresas del grupo 2) donde dice que el coeficiente reductor se calculará de la forma siguiente para las empresas cuya energía distribuida, sin considerar la

correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 15 y menos de 30 millones de kWh, debería establecerse únicamente menos de 30 millones de kWh por el efecto de la disminución de energía de los consumidores cualificados.

Disposición adicional segunda. Carácter de los costes de compensación extrapeninsular

Debería aclararse el carácter de provisionalidad a que se refiere la disposición adicional segunda, respecto a la obligación de liquidar los costes de compensación extrapeninsular, por parte de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con los resultados que se fueran obteniendo a lo largo del ejercicio 2005, no necesitando una modificación de las cuantías establecidas en el presente Real Decreto. Dichas cuantías serán tenidas en consideración en la tarifa de los ejercicios siguientes.

Disposición adicional tercera. Aplicación del sistema de interrumpibilidad

En esta disposición se vuelve al sistema tradicional de autorización de la interrumpibilidad, dado que el sistema impuesto en el ejercicio pasado no funciona, adaptándose a los nuevos requisitos del sistema de medida y comunicación, desarrollado por Resolución de 28 de julio.

Dada la trascendencia tarifaria y recaudatoria, debería explicitarse la necesaria comunicación de las actuaciones e informes, previstos en dicha Disposición a esta Comisión.

Por otra parte, esta Comisión considera necesario que exista un tratamiento no asimétrico entre los consumidores a tarifa y en mercado, por lo que se considera necesario enviar señales de precios de mercado a estos grandes clientes para los cuales la electricidad es un *input* fundamental en su proceso productivo y cuyo perfil de consumo puede aportar beneficios al sistema, sin perjudicar seriamente la competitividad de sus productos frente al resto del mundo, máxime cuando la tarifa integral a que están acogidos será eliminada el 1 de enero de 2007, según el RD-Ley 6/2000.

Disposición transitoria primera. Aplicación a clientes de la tarifa horaria de potencia y del complemento por interrumpibilidad.

Esta Comisión, como ha indicado en sucesivos informes considera que se deben dar señales en precios a los grandes consumidores de electricidad de forma que reflejen los beneficios que su demanda pueda aportar al sistema, evitando la aplicación de descuentos de interrumpibilidad a nuevos clientes entrantes. En definitiva, más que tratar de resolver problemas específicos debería resolverse de forma global.

El apartado 4 de la Disposición Transitoria Primera del Proyecto de Real Decreto dispone que *“No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, para industrias de nueva creación, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la aplicación de estas tarifas con aplicación del complemento por interrumpibilidad siempre que se cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas y en las condiciones generales establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995. En estos casos el contrato a tarifa con complemento por interrumpibilidad será incompatible con contratos de suministro adicional”*.

Para evitar cualquier duda interpretativa debería aclararse si lo que se pretende es introducir una potestad discrecional de la Administración sobre la base de que como mínimo deben cumplirse los requisitos previstos en la Orden de 12 de enero de 1995, o si por el contrario se está regulando un potestad reglada en la que para obtener la correspondiente autorización administrativa basta con cumplir dichos requisitos, estando obligada la Administración, en este último caso, a otorgar la autorización solicitada.

En cualquier caso, esta Comisión considera que la potestad debe ser reglada.

5.2 Fe de erratas

En la Exposición de motivos de la propuesta de Real Decreto falta incluir las referencias a los Real Decreto 1747/2003 y Real Decreto por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

En el Artículo 1, punto 7 de la propuesta de Real Decreto, habría que añadir: y revisiones de los costes de los costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002,

En la Disposición adicional décima de la propuesta de Real Decreto, se deberían corregir las referencias al apartado 2 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, sustituyéndolo por el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001.

En la Disposición adicional undécima, a incluir en la redacción “a efectos de la formación de precios”.

En el Anexo I de la propuesta de Real Decreto para 2005, punto 2, se establece que los términos de energía de los periodos 2 y 4 de la tarifa horaria de potencia son 0,614633 €/kWh y 0,551219 €/kWh, respectivamente, debiendo ser los mismos 0,065945 €/kWh y 0,055122 €/kWh, respectivamente.

En el Anexo I de la propuesta de RD 2005, los términos de energía y de potencia de las tarifas de venta a distribuidores (D) aumentan un 2,87% respecto a los establecidos en el RD 1802/2003, sin embargo, aplicando la fórmula fijada en la Disposición adicional única del RD 1164/2001, dicha variación debería ser un 2,91%. Por tanto, se recomienda la sustitución del término de energía y término de potencia de dicha tarifa por los siguientes:

Cuadro 31. Fe de erratas de la tarifa de venta a distribuidores

	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)
D.1	2,203195	0,046598
D.2	2,079712	0,044454
D.3	2,027718	0,042894
D.4	1,962727	0,041724

Fuente: CNE



ANEXO I: RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA

1. INTRODUCCIÓN

La Ley 54/1997 establece la figura del Operador del Sistema (OS) con objeto de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de la producción y el transporte en la península. Dicha función le es encomendada a Red Eléctrica de España, S.A. (REE).

Así mismo, REE realiza otras actividades eléctricas (transporte y gestión de los intercambios internacionales) y no eléctricas.

El RD 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en su disposición adicional primera, establece que, de acuerdo con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se designa operador del sistema en cada SEIE a Red Eléctrica de España, S. A., quien, sin perjuicio de las funciones que le atribuye la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y sus disposiciones de desarrollo, realizará las funciones que se establecen en dicho Real Decreto.

En virtud de lo establecido en la Ley 54/1997, REE está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, pero no a la separación jurídica. Por otra parte, dicha Compañía no está obligada a presentar contabilidades separadas por la Operación del sistema peninsular y de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

Operación del Sistema Peninsular

Según la información aportada por esta Compañía, en respuesta a la petición de 16 de julio de 2004, REE estima un ingreso necesario para el desarrollo de la actividad de Operador del Sistema peninsular en 2005, que asciende a X miles de €, un X% superior a la cuantía asignada en la tarifa eléctrica de 2004.

Para justificar el importe necesario para realizar su actividad como Operador del Sistema peninsular, REE parte de un presupuesto de cierre de 2004, revisando al alza la solicitud de ingresos necesarios que hiciera hace un año.

Retribución solicitada por REE por la actividad de Operador de Sistema con cargo a la tarifa eléctrica 2005 y asignada en 2004 (Miles de €)

	Retribución solicitada por el OS en la tarifa eléctrica de 2005	Retribución asignada al OS en la Propuesta de RD tarifa eléctrica de 2004	% variación solicitada en 2005 y asignada en 2004
Operación del Sistema peninsular	X	28.559	X
del cual Prima anual art 27.4 RD 1955/2000	X		
Operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares	X	4.545	X
Total	X	33.104	X

Fuentes: REE y Propuesta de RD 2004

Sobre la cuantía necesaria de cierre para 2004, REE aplica un factor actualizador del X%, obteniendo así la retribución necesaria para la OS peninsular en 2005. Dicha cuantía incluye un beneficio antes de impuestos de X miles de €.

Por otra parte, la retribución solicitada para 2005 incluye gastos derivados de la gestión de la calidad del servicio y las nuevas necesidades financieras que se derivan de la aplicación de la Resolución de 28 de julio de 2004, de la DGPEM, por la que se aprueba el nuevo sistema de comunicación, ejecución y control de la interrumpibilidad.

Sobre la cuantía actualizada a 2005 (X miles de €), REE añade X miles de € derivados de las primas anuales de la contratación de la póliza de seguro, en referencia al artículo 27.4 del RD 1955/2000 que suscribe REE en su calidad de OS, correspondientes a 2004 y 2005. Dicha póliza fue aprobada por Resolución de la DGPEM, de 27 de julio de 2004, por la que se aprueba la contratación de la póliza de seguro de riesgo por parte de Red

Eléctrica de España, S.A. para cubrir la posible repercusión de descuentos en las facturaciones de los consumidores por deficiencias de calidad de suministro de energía eléctrica responsabilidad de la citada empresa.

Operación de los Sistemas Extrapeninsulares e Insulares

Así mismo, REE solicita un importe con cargo a la tarifa eléctrica de 2005 para desarrollar la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, que asciende a X miles de €, un X% superior que la que fuera asignada con cargo a la tarifa eléctrica de 2004. Dicha cifra incluye X miles de € de beneficios antes de impuestos.

Total Operación del Sistema

En consecuencia, los ingresos necesarios solicitados por REE con cargo a la tarifa eléctrica 2005, para desarrollar su actividad de Operador del Sistema, tanto peninsular como extrapeninsular e insular, incluyendo el coste de la prima anual del seguro contemplado en el artículo 27.4 del RD 1955/2000, asciende a X miles de €, un X% superior que la asignada en 2004.

2. LOS INGRESOS POR SERVICIOS Y RESULTADOS DEL EJERCICIO POR ACTIVIDADES DE REE

REE recibe ingresos de diversa naturaleza, según las actividades que realiza. En el siguiente cuadro se muestra la evolución de los ingresos por servicios y los resultados del ejercicio por las distintas actividades desarrolladas por REE, desde 1998 a 2003, según información de las Memorias de la Compañía.

Actividad de transporte

Los ingresos por servicios de transporte, tanto por la retribución de la actividad de transporte, como por la prestación de otros servicios, ascienden a 309.936, 316.060, 327.293, 359.845, 421.853 y 632.510 miles de €, desde 1998 y en años sucesivos. Los

beneficios después de impuestos fueron 66.376, 78.697, 89.154, 93.492, 103.350 y 128.050 miles de €, respectivamente.

Cabe señalar que en 2003, año en que según la Resolución de la DGPEM de 17 de marzo de 2003, se modificaron los índices de eficiencia X e Y del RD 2819/1998, y según la Resolución de la DGPEM 5 de marzo de 2003, se fija el valor de la tasa de retribución del transporte de energía eléctrica (Trn) del RD 2819/1998, para el año 2003, el resultado del ejercicio de REE por actividad de transporte aumentó un **24%** respecto al año anterior (de 103.350 miles de € a 128.050 miles de €), lo que supone un margen 28% sobre la totalidad de gastos por actividad de transporte de la Compañía.

Anualmente, en el Real Decreto de tarifa eléctrica establece el coste máximo reconocido destinado a la retribución de la actividad de transporte de REE. En particular, el RD 1802/2003, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, fijó la retribución de la actividad de transporte de REE para 2004 en 625.653 miles de €.

Ingresos por Servicios y Resultados del Ejercicio de REE (Miles de €)

Ingresos por servicios de REE

	Transporte	Operación del Sistema	Otras actividades electricas	Actividades de Diversificación	Total
1998	309.936	6.287	-	13.565	329.787
1999	316.060	6.130	-	11.804	333.994
2000	327.293	6.214	-	12.928	346.435
2001	359.845	8.678	-	16.880	385.403
2002	421.853	13.033	4	16.698	451.588
2003	632.510	15.618	-	16.598	664.726

Resultados del Ejercicio de REE

	Transporte	Operación del Sistema	Otras actividades electricas	Actividades de Diversificación	Total
1998	66.376	-11.612	4.225	10.343	69.333
1999	78.697	-11.215	4.970	2.681	75.133
2000	89.154	-11.672	5.277	372	83.131
2001	93.492	-7.496	5.894	-1.105	90.785
2002	103.350	-5.858	4.611	-6.150	95.953
2003	128.050	-8.454	3.419	-8.964	114.051

Fuente: REE

- **Operación del Sistema**

Anualmente, los Reales Decretos de tarifa eléctrica incluyen los porcentajes a aplicar en la facturación de las tarifas integrales y de acceso para financiar la Operación del Sistema peninsular. Dichos porcentajes son obtenidos relacionando la cuantía asignada a la retribución del Operador del Sistema y los ingresos del sistema previstos por tarifas integrales y de acceso.

En particular, en el RD 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, se incluyeron los porcentajes a aplicar en la facturación de tarifas integrales y de acceso que permiten financiar la actividad del OS peninsular, extrapeninsular e insular en 2004. Dichos porcentajes aumentaron respecto a los establecidos en el RD 1436/2002 un 95% para las tarifas integrales y un 91% para las tarifas de acceso, como puede observarse en el siguiente cuadro.

Cuotas con cargo a las tarifas eléctricas para financiación del Operador del Sistema (%)

AÑO	Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso	% de variación respecto al año anterior	
			Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso
1998	0,053	0,121		
1999	0,053	0,138	0%	14%
2000	0,053	0,145	0%	5%
2001	0,069	0,201	30%	39%
2002	0,103	0,250	49%	24%
2003	0,104	0,294	1%	18%
2004	0,203	0,563	95%	91%

Fuente: Reales Decretos de tarifas

Así mismo, el RD 1802/2003 eliminó la exención a ingresar los porcentajes correspondientes al Operador del Sistema por tarifas a la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., por sus clientes en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

De acuerdo con la información de las Memorias de REE, el importe de ingresos por servicios como Operador del Sistema peninsular desde 1998 a 2003 asciende a 6.287, 6.130, 6.214, 8.678, 13.033 y 15.618 miles de €, respectivamente²⁰. Por otra parte, los resultados de dichos años, arrojan pérdidas de 11.612, 11.215, 11.672, 7.496, 5.858 y 8.454 miles de €, respectivamente.

Se observa, un aumento del 23,7% en las pérdidas de 2003 respecto al año anterior, si bien en el ejercicio de 2003 se incluyen gastos para el desarrollo de la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, aunque dicha actividad y retribución asociada no hayan sido establecidas hasta 2004.

Según información proporcionada por REE a esta Comisión, los gastos de asociados a los sistemas extrapeninsulares (personal, directos, de apoyo a la operación y a la gestión operativa y financieros) ascendieron a X miles de € en 2003.

- **Intercambios internacionales**

A REE se le reconocen ingresos y gastos por la aportación de energía y potencia de los contratos de importación y exportación suscritos con EDF (Francia) y ONE (Marruecos).

Según información de las Memorias de REE, en los años 1998, 1999, 2000, 2001, 2002 y 2003, dicha Compañía obtuvo beneficios después de impuestos derivados de dicha actividad, que ascienden a 4.225, 4.970, 5.277, 5.894, 4.611 y 3.419 miles de €, respectivamente. Estos beneficios después de impuestos son obtenidos como

²⁰ En las cuentas de pérdidas y ganancias de REE en su actividad de OS están incluidos los ingresos y gastos por actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC. El OS obtiene ingresos de aplicar dichos precios máximos en el RD de tarifa eléctrica, que se excluyen de la retribución del OS a financiar con cargo a cuotas.

consecuencia de la normativa establecida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para la gestión de dichos contratos por REE por un periodo de tiempo determinado. Hasta diciembre de 2002 se incluían ingresos derivados del contrato de suministro de energía eléctrica suscrito entre REE y ONE.

- **Actividad de diversificación**

REE, obtiene ingresos por prestación de servicios a través de la cesión del uso y derecho de paso de la red de telecomunicaciones y por los trabajos de consultoría, ingeniería, construcción y mantenimiento realizados con terceros.

Los resultados del ejercicio de REE por actividades no eléctricas muestran beneficios después de impuestos de 10.343, 2.681 y 372 miles de euros para los años 1998, 1999 y 2000, respectivamente, y pérdidas paulatinamente crecientes de 1.105, 6.150 y 8.964 miles de € en 2001, 2002 y 2003, respectivamente. Cabe señalar que en 2003 dichas pérdidas aumentaron un 45,8% respecto a las registradas en 2002. Dichas pérdidas recogen los resultados de las filiales de REE que realizan actividades de diversificación.

3. LOS GASTOS Y LA CUENTA DE RESULTADOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA DESDE 1998 A 2004

En el siguiente cuadro se muestra la cuenta de resultados desde 1998 a 2004 de REE, por su actividad de Operador del Sistema, excluyendo el transporte, la gestión de los contratos internacionales y la diversificación.

La información correspondiente al periodo comprendido entre 1998 a 2003 procede de las Memorias de la Compañía.

Se observa que la actividad de Operador del Sistema peninsular presenta pérdidas todos los años, desde 1998 hasta 2003, si bien en este último año, las cuentas incluyen gastos asociados al desarrollo de su actividad de Operador de los sistemas extrapeninsulares e

insulares, según información de la propia Compañía. Este hecho justifica que la información en 2003 no sea homogénea con la de años anteriores.

Cuenta de Resultados del Operador del Sistema

Miles de €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 PENINSULAR (P)
= (+) Importe neto de la cifra de negocios	6.287	6.130	6.214	8.678	13.033	15.618	X
- Gastos de personal	9.796	10.175	9.394	7.967	7.723	10.147	X
- Dotación para amortizaciones	2.404	3.744	4.093	3.180	3.404	3.131	X
- Otros gastos de explotación	4.441	2.182	3.065	5.479	8.153	9.809	X
- Gastos derivados de la calidad del servicio							X
- Gastos derivados de la gestión de la interrupción							X
= (-) Total gastos de explotación	16.642	16.101	16.552	16.626	19.280	23.087	X
= Resultado de explotación	-10.355	-9.971	-10.337	-7.948	-6.247	-7.469	X
- Resultados financieros	-264	-433	-751	-912	-661	-1.080	X
= Resultados de actividades ordinarias	-10.620	-10.404	-11.089	-8.860	-6.908	-8.549	X
+/- Resultados extraordinarios	-992	-811	-583	1.364	1.050	95	X
- Impuesto sobre sociedades	0	0	0	0	0	0	X
= Resultado del ejercicio	-11.612	-11.215	-11.672	-7.496	-5.858	-8.454	X

Fuentes: REE, Propuesta de RD tarifas 2004 y elaboración propia,
Hasta 2003: Memorias de REE

(P) Previsión de gastos peninsulares de cierre 2004: REE

Importe neto de cifra de negocios: Propuesta RD tarifa 2004.

En la columna de 2004, el importe de la cifra de negocios es la retribución asignada con cargo a la tarifa de 2004 para la financiación del OS peninsular. Por otra parte, se incluyen como gastos previstos de la OS peninsular para el cierre de 2004, los que ha remitido REE a esta Comisión en octubre de 2004. Cabe señalar, por una parte, que los gastos de la actividad de OS peninsular incluidos en la información de cierre de 2004 son un X% superiores que los previstos, por dicha Compañía, a finales de 2003, para la tarifa eléctrica de 2004.

La retribución para OS peninsular asignada con cargo a la tarifa eléctrica de 2004 (X miles de €) superó en X miles de € la cuantía solicitada por la propia Compañía, menos los gastos previstos por la propia Compañía para el cierre de 2004, a octubre de 2004, muestra un beneficio antes de impuestos de X miles de €.

En consecuencia, la retribución asignada con cargo a la tarifa eléctrica de 2004 muestra un cambio desde una situación de pérdidas en la OS peninsular a otra de beneficios. Este cambio de tendencia lleva a que se analice en detalle la retribución total de la OS con cargo a la tarifa eléctrica de 2004.

4. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA EN 2004

4.1 Operación del Sistema peninsular

Para desarrollar la actividad de Operación del Sistema peninsular en 2004, REE solicitó una retribución de X miles de euros. Dicha cuantía se obtuvo partiendo de un cierre de ingresos necesarios para 2003 de X miles de euros, actualizados según una fórmula que considera el crecimiento de la demanda prevista, del IPC y un factor de eficiencia.

La retribución solicitada para 2004 suponía multiplicar por casi X veces la cifra que fuera asignada al OS con cargo a la tarifa eléctrica de 2003. Esta cantidad permitía, según las previsiones de REE, atender los costes generales del OS peninsular y generar un margen sobre gastos del X% e impuestos asociados (X miles de €).

Finalmente, la cuantía asignada para la OS peninsular para 2004 ascendió a X miles de €. Esta cifra superaba en X miles de € a la cuantía solicitada por la Compañía, que, a su vez, ya incluía un beneficio después de impuestos estimado como un margen del X% sobre gastos.

En consecuencia, esta Dirección entiende, que la retribución asignada para la financiación del OS con cargo a la tarifa de 2004, cubría el coste de la prima anual de la póliza del seguro suscrito por REE, de acuerdo con el artículo 27.4 del RD 1955/2000, que fuera aprobada por Resolución de la DGPEM de 27 de julio de 2004.

Senda retributiva de la Operación del Sistema peninsular con cargo a la tarifa eléctrica

Ingresos asignados y solicitados al principio y al cierre del ejercicio (Miles de €)

Fuentes: Propuestas de RD de tarifas eléctricas y REE

En la información que aporta REE a esta Comisión para la tarifa eléctrica 2005, actualiza sus cuentas de gastos para el cierre de 2004, presentando una retribución necesaria para la OS peninsular de X miles de €. Dicha retribución incluye XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX, aunque especifica la no inclusión de cuantía por la prima anual de la póliza del seguro suscrito por REE, de acuerdo con el artículo 27.4 del RD 1955/2000.

La retribución solicitada por REE para el cierre de 2004 incluye X miles de € más que la que fuera solicitada por la propia Compañía en octubre de 2003. En este sentido cabe señalar que, anualmente, REE para estimar la retribución necesaria para la OS peninsular con cargo a la tarifa eléctrica, parte de una previsión de ingresos necesarios para el cierre del ejercicio. Se observa que los ingresos necesarios para el cierre del ejercicio son XXXXX(como se observa en el gráfico anterior) a los solicitados inicialmente por la Compañía. La cifra de cierre revisada a final de año, sirve de base para calcular la previsión de ingresos necesarios para el año siguiente, según el procedimiento de actualización que propone dicha Compañía.

4.2. Operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares

REE solicitó X miles de €, con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, para desarrollar la actividad de operación de los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares.

Para llegar a esta cuantía, REE realizó directamente una previsión de los gastos para desarrollar dicha actividad, encomendada en el RD 1747/2003, de 19 de diciembre.

La retribución solicitada por REE incluía un beneficio después de impuestos, calculado como un margen del X% de los ingresos solicitados como operador de los sistemas extrapeninsulares e insulares (X miles de €).

REE propuso, al igual que para la operación del sistema peninsular, la misma fórmula para actualizar la retribución de la Operación de los Sistemas extrapeninsulares e insulares para años sucesivos, así como la corrección de desvíos respecto a la cantidad que se liquide por este concepto retributivo.

Finalmente, el RD 1802/2003 asignó una cuantía de 4.545 miles de €, *“consecuencia de considerar unos nuevos costes al operador del sistema, por la operación del sistema extrapeninsular. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 0,003 por ciento”*. Dicha cuantía se incluyó en el RD 1802/2003, en aplicación del punto 4, del artículo 8, del RD 1432/2002, debido a que el, por entonces, borrador de RD, por el que se regulan los sistemas insulares y extrapeninsulares, determinaba las funciones de la actividad de operación del sistema en los citados sistemas eléctricos, designaba expresamente a REE para llevarla a cabo. Dicha función le fue encomendada según el RD 1747/2003.

Esta Comisión no dispone de información desglosada de los ingresos y gastos previstos para el cierre de 2004, derivados del desarrollo de su actividad como Operador de los sistemas extrapeninsulares e insulares. REE ha aportado la cifra de pérdidas estimadas para el cierre de 2004, que asciende a X miles €.

Según información comunicada a esta Comisión, en reunión de 4 de noviembre de 2004, dichas pérdidas son el resultado de XXX

Comparación de retribución asignada para la OS extrapeninsular e insular y gastos previstos por REE a cierre de 2004 (Miles de €)

Fuentes: REE, Propuesta de RD tarifa eléctrica 2004 y elaboración propia

Derivado de la anterior información, se comprueba (véase el cuadro anterior) que los gastos de la OS extrapeninsular e insular previstos por REE para el cierre de 2004, ascienden a X miles de €. Comparando estos gastos y la retribución asignada para 2004, la diferencia son X miles de €. REE estima un valor de X miles de €, incluyendo implícitamente en dicha cifra un beneficio después de impuestos del X% sobre los gastos

Cabe señalar que a finales de 2003, la solicitud de REE de retribución para la OS extrapeninsular e insular para 2004 fue de X miles de €, mientras que para el cierre de 2004 la cuantía que proporcionaría un resultado nulo (sin beneficios ni pérdidas) es de X miles de € (un X a lo solicitado inicialmente por la Compañía), lo que refleja la falta de información y la incertidumbre actual para prever los gastos anuales de la puesta en marcha de dicha actividad. En este sentido se debería asignar una retribución acorde con los costes prudentemente incurridos por el desarrollo de su actividad, de la que emitirá informe esta Comisión.

4.3. Retribución asignada por la Operación del Sistema nacional

Finalmente, la cuantía asignada por la Operación del Sistema, tanto peninsular como extrapeninsular e insular, según el RD 1802/2003, ascendió a 33.104 miles de €, un 113% superior que la asignada en el RD 1436/2002.

Ingresos asignados a la Operación del Sistema nacional con cargo a la tarifa eléctrica

AÑO	Ingresos asignados al OS en las propuestas de RD de tarifas Miles de €	Tasa de variación sobre el año anterior %
1998	6.142	
1999	6.245	2%
2000	6.485	4%
2001	9.015	39%
2002	12.953	44%
2003	15.521	20%
2004 (1)	33.104	113%
2005 (2)	X	X

Fuente: Propuestas de RD de tarifas eléctricas

(1) Retribución en concepto de OS peninsular + extrapeninsular e insular

(2) Solicitud de REE en octubre de 2004.

En consecuencia, las cuotas para la financiación de la OS establecidas en el RD 1802/2003 respecto a las del RD 1436/2002 aumentaron un 95% para las tarifas integrales y un 91% para las tarifas de acceso.

Según información a XXXXX, los ingresos por la cuota para OS, declarada por las empresas a esta Comisión son un X% superiores que en 2003.

Teniendo en cuenta la última información auditada de REE, la retribución que hubiera equilibrado (sin beneficios, ni pérdidas) el resultado de ejercicio de la actividad de OS peninsular en 2003 ascendería a 23.020 miles de €:

- 15.618 miles de € de importe neto de cifra de negocios,
- más 8.454 miles de € de pérdidas del ejercicio,
- menos 1.052 miles de € de gastos asociados a desarrollar la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

Teniendo en cuenta dicha retribución en 2003, aplicando la fórmula de actualización propuesta por REE para 2004, la retribución resultante ascendería a X miles de € para la OS peninsular.

Debido a que la retribución asignada finalmente en 2004 fue 33.104 miles de € para la OS nacional, quedarían 9.612 miles de € para la OS extrapeninsular e insular y para otros gastos del OS tales como la prima anual del seguro según el artículo 27.4 del RD 1955/2000. Teniendo en cuenta que los gastos de la OS extrapeninsular e insular ascienden a X miles de €, según la previsión de cierre para 2004 de REE, habría un margen de X miles de €.

5. RETRIBUCIÓN SOLICITADA POR REE POR LA OPERACIÓN DEL SISTEMA EN 2005

Según información aportada por REE a esta Comisión, la retribución solicitada para desarrollar la actividad de la operación del sistema, tanto peninsular como extrapeninsular e insular, con cargo a la tarifa eléctrica de 2005 asciende a X miles de €.

Cabe señalar que aunque dicha solicitud es un X% XXXX que realizada hace un año, la composición de la misma, entre operación del sistema peninsular, extrapeninsular e insular y prima anual del seguro según el artículo 27.4 del RD 1955/2000, es distinta. REE solicita para 2005 un XXXX de la retribución del OS peninsular y de la prima anual del seguro (X veces su cuantía) y una XXX de la OS extrapeninsular e insular.

La solicitud de retribución de REE para la OS tanto peninsular, como extrapeninsular e insular en 2005, incluye X miles de € de beneficios e impuestos.

Retribuciones solicitadas por REE para la OS nacional en 2004 y 2005. (Miles de €)

	2005	2004	2005 / 2004 (%)
Operación del Sistema peninsular	30.129	27.801	8,4%
Prima anual Art. 27.4 RD 1955/2000	X (*)	X	X
Operación de sistemas extrapeninsulares e insulares	13.901	18.063	-23,0%
TOTAL RETRIBUCIÓN SOLICITADA	X	X	X
Del cual: imputan beneficio + Imp. s/ Sociedades	8.397	9.512	

Fuente: REE

5.1. Operación del Sistema peninsular

Según la información remitida a esta Comisión, REE solicita con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, unos ingresos necesarios para desarrollar su actividad de OS peninsular que ascienden a X miles de €. Así mismo solicita X miles de € para hacer frente al pago de las primas anuales de 2004 y 2005 por el seguro contratado, según el artículo 27.4 del RD 1955/2000.

El ingreso necesario para 2005 de X miles de € es el resultado de actualizar, según la fórmula propuesta por REE, los ingresos necesarios de cierre de 2004, estimados por la Compañía en octubre de 2004.

Respecto a los gastos para el cierre previsto de 2004, se incluyen X miles de € por la verificación del nuevo sistema de comunicación, ejecución y control de la interrumpibilidad de la Resolución de la DGPEM, de 28 de julio de 2004. No obstante, no está especificado que dicho gasto deba ser financiado por todo el sistema, en vez de por los clientes interrumpibles, a quienes será aplicado dicho sistema.

En el cierre de 2004, se incluyen X miles de € derivados de la gestión de la calidad de servicio que ya fueran incluidos, desglosados, en la retribución del año anterior. Según señala REE, para poder medir la calidad del servicio en el transporte, el artículo 24.4 del RD 1955/2000 establece la necesidad de que los transportistas dispongan de un sistema de registro de incidencias, que les permita obtener información sobre las incidencias de continuidad del suministro en cada uno de los puntos frontera entre la red de transporte y los agentes conectados a ella. Para el control de la calidad de servicio de la red de transporte el Operador del Sistema utilizará las telemidas recibidas en el sistema de control de energía en tiempo real o los resultados del estimador de estado cuando estos resulten ser más fiables que aquéllas. Independientemente de la vía por la que haya tenido conocimiento de la misma, por cada interrupción de suministro que le comuniquen, el Operador del Sistema abrirá un registro específico de incidente de continuidad de suministro e iniciará los trámites para su evaluación.

Así mismo, la retribución solicitada por REE con cargo a la tarifa de 2005 incluye X miles de € por el coste de las primas anuales del contrato de seguro de calidad de suministro, correspondientes a 2004 y a 2005, según el artículo 27.4 del RD 1955/2000 y la Resolución de la DGPEM, de 27 de julio de 2004.

Cabe destacar el aumento de los gastos de amortizaciones (un X% en el cierre previsto para 2004 respecto al año anterior), derivado de las inversiones en implantación de nuevos sistemas y nuevas actividades de gestión de calidad y de gestión de interrumpibilidad.

Así mismo, otros gastos de explotación, que incluyen costes directos, tales como servicios profesionales y otros servicios exteriores, así como gastos generales y de estructura aumentan un X% en el cierre previsto de 2004 respecto al año anterior. Dichos gastos suponen el X% de los gastos del OS peninsular para el cierre de 2004.

REE incluye en su previsión de cierre de 2004, que actualiza para solicitar la retribución con cargo a la tarifa de 2005, un beneficio después de impuestos de X miles de €, esto es, un margen sobre gastos del X%.

5.2. Operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares

REE solicita unos ingresos necesarios con cargo a la tarifa de 2005, para desarrollar su actividad de operación de sistemas extrapeninsulares e insulares, de X miles de €.

Dicha cuantía es unas X veces X que la asignada en el RD 1802/2003, aunque es un X% XXX que la solicitada por REE con cargo a la tarifa de 2004.

Cabe señalar que la retribución solicitada por REE para desarrollar la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares para 2005, incluye X miles de € XXXXXX. Los beneficios después de impuestos son calculados como un margen del X% sobre gastos.

Por otra parte, la retribución necesaria estimada por REE no se obtiene de aplicar al cierre de 2004 la fórmula de actualización de la retribución propuesta para el OS peninsular, sino que directamente se establece una estimación de los gastos necesarios para 2005.

Según información proporcionada por REE sobre el cierre para 2004 de la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, las pérdidas estimadas de comparar la retribución asignada y la necesaria para cubrir sus gastos estimados y beneficios del X% sobre gastos e impuestos asociados son X miles de €. Esto supone que los gastos de cierre ascenderían a X miles de €, mientras que para 2005 los gastos estimados por la Compañía (X miles de €) XXXXXXXXXXXX un X%.

Así mismo, los gastos asociados a los sistemas extrapeninsulares en el primer semestre de 2004 ascienden a X miles de €. Es decir, el X% de los gastos estimados para el cierre de 2004.

5.3. Propuesta de fórmula de actualización de la retribución del OS

REE estima la retribución necesaria para la Operación del Sistema peninsular para 2005, a partir de la aplicación de la siguiente fórmula sobre su cierre previsto para 2005.

$$CROS_n = CROS_{n-1} * [J (1 + (IPC_n - Z_n)/100) + (1-J)(D_n/D_{n-1})/100]$$

siendo:

$CROS_{n-1}$: costes reconocidos del año n-1.

J, (1-J): coeficientes de ponderación, en tanto por uno, con un valor igual a 0,5.

Z_n : factor de eficiencia, en tanto por uno, con un valor de 0,6.

IPC_n : índice de precios al consumo para el año n.

D_n : demanda prevista para el año n.

Resultando, como factor de actualización para 2005, un 2,6% respecto a la retribución estimada para el cierre de 2005, al que añade el coste de X miles de € por la póliza de seguro contemplada en el RD 1955/2000 correspondiente a 2004 y 2005.

Así mismo, REE añade, que en el caso de que el coste reconocido a la Operación del Sistema en el año n ($CROS_n$) no coincida al final de dicho año con la cantidad abonada por el OS a través del procedimiento de liquidaciones eléctricas, el OS será acreedor o deudor por una cantidad $DCROS_n$.

$$DCROS_n = (CROS'_n - RCROS_n) * (1 + Tr_{n+1})$$

Siendo,

$DCROS_n$: saldo acreedor o deudor a cargar en el coste reconocido del año n+1

$CROS'_n$: coste reconocido a la Operación del Sistema en la tarifa del año n con las últimas variables conocidas del año n.

$RCROS_n$: ingresos realmente abonado en el año n al Operador del Sistema a través del procedimiento de liquidación definido en el RD 2017/1997.

Tr_{n+1} :Mejor estimación de la media anual del MIBOR a tres meses del año n o tipo de interés que lo sustituya

5.4. Solicitud de compensación de pérdidas de años anteriores

REE solicita la consideración del coste derivado de la necesidad de financiar las pérdidas acumuladas de la Operación del Sistema peninsular desde 1998 a 2004, que la Compañía estima aproximadamente en X millones de €.

Así mismo, REE indica que el déficit generado por Operación de los Sistemas extrapeninsulares e insulares asciende a finales de 2004 a X millones de €.

Dichos resultados anuales incluyen un beneficio después de impuestos estimado como un margen sobre gastos del X%.

6. CONSIDERACIONES FINALES

Como resultado del análisis realizado se presentan las siguientes consideraciones

PRIMERO. En virtud de lo establecido en la Ley 54/1997, REE está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, aunque no a la separación jurídica. Sin embargo, en línea con lo señalado en diversos informes de esta Comisión, se considera necesario garantizar la independencia entre la actividad de transporte y la operación del sistema, si bien, actualmente, la organización de ambas actividades se encuentra en distinta línea de mando.

Según información de REE, el beneficio después de impuestos de su actividad de transporte en 2003, ascendió a 128.050 miles de €, un 24% superior que en 2002. Dicha cuantía compensa las pérdidas registradas por la Operación del Sistema y por las operaciones de diversificación de las filiales de REE. De hecho, el beneficio total de REE

en 2003 fue 114.051 miles de €, un 19% superior que el año anterior, según información de la propia Compañía.

Por otra parte, las pérdidas registradas por la Operación del Sistema en 2003 incluyen gastos asociados a los sistemas extrapeninsulares e insulares (1.052 miles de €, según REE), aunque dicha función y retribución asociada no haya sido establecida hasta 2004, según el RD 1747/2003.

SEGUNDO. Esta Dirección considera que la retribución inicial para la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares debería ser el resultado de un análisis pormenorizado de los gastos necesarios para el desarrollo de dicha función por parte de REE, lo que podría ser una de las tareas del grupo de trabajo, que fuera iniciado en esta Comisión en 2002.

TERCERO. Se hace preciso disponer de un desglose mayor de la información de las inversiones y del resto de los gastos que resulten del desarrollo de la actividad de operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares. Se propone el envío a esta Comisión de las cuentas separadas de la operación del sistema peninsular, y de los sistemas extrapeninsulares e insulares, independientemente de que se aplique una única cuota sobre las tarifas para retribuir la totalidad de la operación del sistema. En este sentido se considera preciso adaptar la información contable de la operación del sistema, remitida trimestralmente por REE a esta Comisión, a las necesidades derivadas del desarrollo de la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

En particular, se propone que el RD de tarifa eléctrica para 2005 incluya una Disposición adicional en la que se indique que REE deberá proporcionar trimestralmente a esta Comisión, información de sus estados contables, con desglose de ingresos y gastos derivados de la Operación del sistema peninsular y en los sistemas extrapeninsulares e insulares.

CUARTO. En tanto no se disponga de información detallada de gastos de la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, y debido a la incertidumbre de la información

de gastos estimados para cierre de 2004 y para 2005, esta Dirección propondría una retribución provisional no superior a 9.100 miles de € en 2005. Dicha retribución es un 100% superior que la asignada en 2004, si bien es un XXXX que la solicitada por la Compañía ya que no incluiría, a diferencia de la solicitud de REE, ningún margen de sobre gastos como beneficio después de impuestos.

Respecto a la incertidumbre actual en el importe de los gastos necesarios para desarrollar dicha actividad, baste señalar que REE solicitó, hace un año, una retribución para OS extrapeninsular e insular de X miles de €, mientras que en el cierre de 2004 (a octubre del presente año), dicha Compañía estima unos gastos por la OS extrapeninsular e insular que ascienden a Xmiles de € (un XXX).

QUINTO. Respecto a la retribución del OS peninsular para 2005, esta Dirección considera que la retribución asignada en 2004, que fue superior a la solicitada por la propia Compañía y que, a su vez, incluía un margen del X% de los gastos como beneficio después de impuestos, cubre la prima del seguro considerado en el artículo 27.4 del RD 1955/2000, aprobado por Resolución de la DGPEM de 27 de julio de 2004. En consecuencia no se considera necesario aumentar la retribución del OS peninsular de 2005 por dicha prima, XXXXXXXXXXXXsu importe.

SEXTO. Esta Dirección considera que la retribución del OS no debería incluir un reconocimiento total de los gastos incurridos, estimados a cierre del ejercicio más un X% de margen sobre gastos como beneficio después de impuestos.

Se observa que para estimar la retribución que se solicita para el año siguiente, se recalculan sistemáticamente al alza todos los gastos de la OS, añadiendo el margen del X% sobre dichos gastos como resultado del ejercicio, lo que elimina todo incentivo a que la Compañía funcione eficientemente, reduciendo costes.

Por otra parte, se pone de manifiesto que toda fórmula retributiva al OS deberá proponerse teniendo en cuenta la retribución de otras actividades reguladas, en cuanto no hay separación jurídica de actividades en dicha Compañía.

SÉPTIMO Se propone una retribución para la OS peninsular con cargo a la tarifa eléctrica para 2005 **no superior a 25.848** miles de €, lo que supone un 9,5% menos que lo asignado en 2004 y un X% XXXX que lo que ha solicitado la Compañía.

La retribución propuesta de 25.848 miles de €, se obtiene a partir de la última información auditada disponible de las cuentas de la Compañía en 2003. El ingreso neto de la cifra de negocios en 2003 (15.618 miles de €), más las pérdidas del ejercicio (8.454 miles de €), menos los gastos asociados a la OS extrapeninsular e insular en 2003 (1.052 miles de €) ascienden a 23.020 miles de €. Esta cuantía actualizada por el factor propuesto por REE para 2004, más X miles de € por la prima anual del contrato de seguro, según el artículo 27.4 del RD 1955/2000, proporcionaría una retribución para 2004 de 25.193 miles de €. Dicha cuantía actualizada por el factor propuesto por REE para 2005 proporciona la retribución de 25.848 miles de €.

OCTAVO. Respecto al gasto estimado por REE, derivado de las nuevas actividades que debe realizar en virtud de la Resolución de la DGPEM de 28 de julio de 2004, esta Dirección opina que no está determinada la cuantía que estima la Compañía, ni que deba ser financiado por todo el sistema, en lugar de por los clientes interrumpibles a quienes afecta el nuevo procedimiento.

Esta Dirección opina que todo gasto solicitado por REE, como parte de la Retribución del OS, derivado, según justifica dicha Compañía, por nuevas funciones debería ser informado, previamente por esta Comisión. Se pone de manifiesto el efecto que dicha la medida tiene en las tarifas, debido a que es financiado de forma permanente por los consumidores eléctricos.

La retribución de todas las actividades reguladas de REE deberá ser analizada de forma pormenorizada, y no a partir de la retribución existente a la que se añaden importes por nuevas funciones, cuyas cuantías no han sido informadas, previamente, por esta Comisión.

NOVENO. Respecto a la aplicación de la fórmula de actualización de la retribución de la OS propuesta por la Compañía, esta Dirección considera necesario, para determinar el valor inicial de la retribución, igual a los costes del primer año, analizar la cuantía de los mismos, de acuerdo con información de sus estados contables. Cabe señalar que en 2002 fue constituido un grupo de trabajo en el seno de la CNE para analizar, en parte dichos costes, si bien las tareas de dicho grupo de trabajo aún no han finalizado. En este sentido, esta Dirección propone activar las tareas de dicho grupo en 2005.

DÉCIMO. Por todo lo anterior esta Comisión propone una retribución para el OS nacional **no superior a 34.948 miles de €**, esto es un 5,6% superior que la asignada en 2004, distribuida entre 9.100 miles de € OS extrapeninsular e insular (un 100% superior que en 2004) y 25.848 miles de € por la OS peninsular (un 9,5% inferior que en 2004).



ANEXO II: RETRIBUCIÓN DE OMEL

1. Antecedentes

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (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 RD 2017/1997.

Dichos porcentajes se publican anualmente en el RD de tarifas y obtenidos al relacionar las previsiones de ingresos necesarios de OMEL y de los ingresos regulados del sistema, tanto por tarifas integrales como de acceso.

Cuotas para financiar al Operador de Mercado. 1998 - 2004

AÑO	Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso	% de variación sobre el año anterior	
			Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso
1998	0,036	0,083		
1999	0,056	0,146	56%	76%
2000	0,056	0,153	0%	5%
2001	0,069	0,201	23%	31%
2002	0,073	0,178	6%	-11%
2003	0,068	0,192	-7%	8%
2004	0,057	0,159	-16%	-17%

Fuente: Reales Decretos de Tarifas

Así mismo, OMEL recibe ingresos por actividades no eléctricas, por ofrecer servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten en organización de cursos y en servicios de asesoramiento.

2. Retribución con cargo a la tarifa eléctrica 2004

Retribución asignada

Por primera vez, el RD 1802/2003, en su artículo 3, elimina la exención de ingresar la cuota correspondiente al OMEL a la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. Es decir, aunque OMEL no ha realizado ninguna actividad en territorio extrapeninsular e insular durante 2004, ingresan las cuotas correspondientes de las tarifas de dichos clientes, procediendo a su liquidación.

En la información que acompañó a la propuesta de RD, se asignó una retribución al Operador del Mercado con cargo a la tarifa de 2004 de 9.353 miles de euros. Dicha cuantía coincidía con la asignada en 2003.

Retribución declarada vs asignada en Ejercicios tarifarios

AÑO	Ingresos declarados	Ingresos asignados en los ejercicios de tarifas
1998	X	4.207
1999	X	6.611
2000	X	6.852
2001	X	9.015
2002	X	9.177
2003	X	9.353
2004	X	9.353

Fuentes: OMEL, Propuestas de RD y CNE.

Finalmente, las cuotas para la retribución de OMEL establecidas en el RD 1802/2003 resultaron inferiores a las del RD 1436/2002 en un 17%, debido a que los ingresos estimados sobre los que iban a ser aplicadas dichas cuotas fueron superiores a los de 2003.

La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica, al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que son financiados con cargo a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso. La evolución real de los ingresos por tarifas de acceso e integrales y la composición de los mismos, en relación con los que fueron previstos en el ejercicio tarifario, son factores que explican las diferencias (por exceso o por defecto) entre los ingresos previstos y los realmente recibidos con cargo a la tarifa eléctrica.

Retribución asignada a OMEL por la actividad de Operador de Mercado con cargo a la tarifa eléctrica
(Miles de €)

Propuesta de RD de Tarifas 2004	Propuesta de RD de Tarifas 2003	% variación 2004/2003
9.353	9.353	0%

Fuente: Propuesta de RD Tarifas 2003 y 2004

Retribución solicitada por OMEL

Según la información aportada por OMEL a esta Comisión, dicha Compañía solicitó con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, unos ingresos de X miles de euros, lo que supuso un aumento del X% respecto a la retribución considerada en la propuesta de RD 2003.

Diferencias entre la retribución solicitada por OMEL con cargo a la tarifa eléctrica y la retribución asignada en la Propuesta de RD (miles de €)

Retribución solicitada por OMEL en la tarifa eléctrica de 2004 (A)	Retribución asignada al OMEL en la Propuesta de RD (B)	% de variación (A) sobre (B)
X	9.353	X

Fuentes: OMEL y Propuesta de RD Tarifas 2004

En el siguiente gráfico se compara la retribución solicitada por OMEL y la correspondientemente asignada en sucesivas propuestas de RD de tarifas. Se observa que en la tarifa eléctrica 2002 las retribuciones asignadas en la propuesta de RD y las solicitadas por OMEL XXX y, a partir de entonces, las cantidades solicitadas por OMEL anualmente se han ido XXXX de las incluidas en las respectivas propuestas de RD. En este sentido, llama la atención los XXXX solicitados por OMEL para los años 2003, 2004 y 2005, cuando no tiene nuevas funciones en el marco en el que se circunscribe la actividad de dicha Compañía.



Evolución de la retribución solicitada por OMEL y la asignada en las propuestas de RD de tarifas

Fuentes: OMEL y Propuestas de RD Tarifas

Según la información que proporcionó OMEL a esta Comisión, las principales partidas de gastos que aumentaron en 2004 fueron la XXXXXXXXXXXXX(Xmiles de euros más, esto es un X% superior a 2003), XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXprevisto por esta Compañía, de los XXXXXXXXXXXXXXXX (X% superior a 2003) y de los XXXXXXXXXXXXXXXX(X% superior a 2003).

La estructura de gastos de esta Compañía presenta un desglose en el que un XXX.

Evolución registrada en el primer semestre de 2004

Según información enviada por OMEL a esta Comisión, el resultado del ejercicio en el primer semestre de 2004, tanto por actividades reguladas como no reguladas, ha registrado un beneficio después de impuestos de X miles de euros.

Cabe señalar el aumento significativo XXXXXXXX

Por otra parte, sus ingresos, según información de las liquidaciones eléctricas, son inferiores que en el mismo periodo de 2003, a pesar de que en 2004 se cuenta con la recaudación de cuotas por dicho concepto de clientes en territorios extrapeninsulares e insulares. Estos XXX ingresos registrados en el primer semestre de 2004 respecto al mismo periodo de 2003, podrían derivarse de una sobrevaloración de los ingresos del sistema para 2004 o de la composición de los mismos entre mercado regulado y liberalizado, a la hora de calcular las cuotas de OMEL incluidas en el RD 1802/2003.

La aplicación de cuotas sobre tarifas integrales y de acceso, así como la falta de coherencia entre las tarifas integrales y las tarifas de acceso, en lugar de garantizar una cuantía máxima a su retribución o la aplicación de una misma cuota sobre la parte del peaje, ya sea en tarifa integral como de acceso de los consumidores, introduce incertidumbre sobre la recuperación de los ingresos necesarios a recuperar por dicha Compañía, como se pone de manifiesto en la información de las liquidaciones eléctricas.

Cuenta de resultados de OMEL. Primer semestre de 2004 y 2003

Fuente: OMEL

3. Retribución de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica de 2005

Retribución solicitada

Según la información remitida por OMEL a esta Comisión, los ingresos necesarios de dicha Compañía con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, ascienden a X miles €, lo que supone, respecto a la cifra asignada en 2004, un aumento del X%.

Según OMEL, dichos ingresos necesarios con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, no incluyen necesidades adicionales que pudieran surgir derivadas del desarrollo y puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad, ni el acometimiento de otras tareas que pudieran encomendarse a la empresa cuya financiación se debería definir.

Retribución solicitada por OMEL por la actividad de Operador de Mercado con cargo a la tarifa eléctrica 2005(Miles de €)

Retribución solicitada por OMEL en la tarifa eléctrica de 2005 (A)	Retribución asignada al OMEL en la Propuesta de RD 2004 (B)	% de variación (A) sobre (B)
X	9.353	X

Fuentes: OMEL y Propuesta de RD de tarifa 2004

Los ingresos necesarios solicitados por OMEL con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, se explican, en términos generales, por una XXXXXXXX estimada de sus ingresos por actividades no reguladas del X% y, sobre todos, por un XXXX de los gastos estimados del X% en 2005 respecto a su previsión de cierre de 2004. Dichos ingresos solicitados por OMEL, incluyen un resultado del ejercicio de X miles €.

Cuenta de Resultados de OMEL (Miles de €)

Fuente: OMEL

Respecto al desglose de gastos previsto por OMEL para 2005, cabe señalar XXXXXX

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX respecto a la previsión de cierre de 2004.

Según OMEL, la cifra de amortizaciones de 2005 refleja el importante esfuerzo inversor al que OMEL está obligada, debido al alto nivel tecnológico requerido por los sistemas que sustentan el mercado, así como por la incidencia del retraso y consecuente traslado de inversiones que deberían haberse materializado en 2004 y que, debido a la congelación de retribución, se incorporan al plan de inversiones de 2005.

Analizando la evolución de inversiones en inmovilizado (información extraída del estado de origen y aplicación de fondos de las cuentas de OMEL) y, en particular de las inversiones inmateriales, cabe señalar, por una parte, que la cuantía prevista para 2005 es X veces superior a la registrada en las últimas cuentas auditadas correspondientes a 2003. Comparando con el promedio desde 1999 a 2003, la cuantía solicitada en 2005 es X veces superior, destacando la cifra de nuevos desarrollos de inversiones inmateriales en 2005 (X miles €).

Detalle del Estado de Origen y aplicación de Fondos: Adquisiciones de Inmovilizado (Miles €)

Fuente: OMEL.

Por otra parte, comparando los datos de presupuestos de cierre y auditados de los últimos años, se observa que XXXson muy inferiores en las cuentas auditadas que en los presupuestos (incluso los previstos a final del ejercicio). Esto, según explica la propia Compañía, se debe a que consideran XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

XX. En consecuencia, la información de cuentas auditadas muestra aumentos en los XXXXX XXX

XX. Este hecho, en aplicación del principio de prudencia, llevaría a una continua XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX XXXX

Los XXXXsuponen la partida más significativa de los gastos de la Compañía (suponen el X% del total). El aumento del X% solicitado en 2005 respecto al cierre previsto en 2004 en dicha partida, OMEL explica que es el resultado de laXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX.

OMEL considera necesario aumentar XXXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXX. No obstante, llama
la atención, por una parte, la falta de nuevas actividades de esta Compañía que justifique
XXXXy, por otra parte, que XX
XXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXX XXXXXXXen 2005.

4. Consideraciones finales

Como resultado del análisis realizado se presentan las siguientes consideraciones.

Primera. La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica, al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que se financian con cargo a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso.

En consecuencia, derivado tanto de la evolución real de los ingresos por tarifas de acceso e integrales, como de la composición de los mismos, en relación con lo que se previó en el ejercicio tarifario, se registran diferencias (por exceso o por defecto) entre los ingresos previstos y los recibidos con cargo a la tarifa eléctrica.

Cabe señalar, por tanto, la incidencia de la sobreestimación de los ingresos del sistema, ya sea por infravaloración de pérdidas, o por el efecto composición de la demanda, en la recuperación de los importes asignados con cargo a cuota, lo que debería tenerse en cuenta en caso de ser registrado un desvío significativo de los mismos. El efecto de signo contrario (infraestimación de los ingresos) también ha sido registrado en ejercicios anteriores.

No obstante, llama la atención que aunque la retribución asignada a OMEL para 2004 coincida con la asignada en 2003, los ingresos declarados a esta Comisión XXXXX XXXXXXXX a la declarada en el mismo periodo del año anterior. Esto a pesar de que se incluyan, por primera vez, las cuotas con cargo a las tarifas de clientes extrapeninsulares.

Segunda. La retribución de OMEL, al igual que el resto de costes que son financiados con cargo a cuotas, no implica un reconocimiento directo y total de todos los costes solicitados por los distintos agentes. En consecuencia, si bien su retribución debería cubrir los costes prudentemente incurridos, una retribución a coste del servicio de todos los costes que hayan sido previstos por la Compañía, podría no incentivar, necesariamente, el funcionamiento eficiente de dicha Compañía.

En este sentido llama la atención el aumento de XXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX

XXXXXXXXXXXX para el cierre 2004 y para 2005.

Así mismo, cabe señalar la cuantía de XXXXXXXX prevista para 2005, en correspondencia con XXXX, respecto a las cifras registradas desde 1999, donde se observa XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX en las cuentas auditadas.

Se propone realizar un seguimiento de carácter trimestral de las cuentas de dicha Compañía, lo que supondría modificar, en dichos términos, el requerimiento de dicha información en la Circular 2/1999.

Tercera. Se considera adecuada una **retribución no superior a la que propuso esta Comisión en su informe 58/2003, para 2004 (9.912 miles de €)**. Esta retribución supondría un incremento del 6% en 2005 respecto a la retribución asignada en 2004. Dicha retribución debería procurar una racionalización de los gastos de personal y la realización de las inversiones necesarias por la Compañía, de acuerdo con las actividades asignadas en la actualidad.

En relación con lo señalado en el punto anterior cabe señalar, que el incremento de retribución no ha implicado, al menos en el pasado un aumento de las inversiones de la Compañía, sino más bien un aumento del gasto de personal. Se observa que en 2001, fecha en que se produce un aumento de la retribución de dicha Compañía del 32%, las adquisiciones en inmovilizado no aumentaron significativamente.

Cuarta. Esta Comisión considera que en el caso de que dicha Compañía realice nuevas funciones de acuerdo con el desarrollo de Mercado Ibérico, se analizará las necesidades retributivas y su financiación no necesariamente con cargo a la tarifa eléctrica.

Quinta. Llama la atención el impacto que los errores de previsión de los ingresos del sistema sobre los que se calculan sus cuotas publicadas en los RD de tarifas, pueden significar respecto a la recuperación de los ingresos necesarios por dicha Compañía.

Un desvío significativo en la previsión de los ingresos del sistema, así como en la composición entre distintos grupos tarifarios, puede suponer una falta de ingresos respecto a los que fueran asignados inicialmente al establecer las cuotas. En el caso de desvíos significativos (al alza o a la baja) de los mismos se propone su inclusión con cargo a la tarifa eléctrica, una vez que sea confirmado dicho desvío.

ANEXO III:

SEGUNDA PARTE DEL CICLO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

1. INTRODUCCIÓN

Durante el mes de julio de 2004, y como consecuencia de los trabajos preparatorios necesarios para la evaluación de la propuesta de tarifa eléctrica correspondiente al 2005, esta Comisión solicitó a ENRESA 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 de la revisión del Plan General de Residuos Radioactivos (PGRR), enviada al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el 29 de junio de 2004, en cuyo capítulo 4 se realiza un estudio económico – financiero, en el que se actualiza el coste de las actividades contempladas en el PGRR.

ENRESA hace dos propuestas alternativas de ingresos necesarios con cargo a la tarifa eléctrica de 2005. Por una parte, solicita una retribución anual constante de **X miles de €** para todo el periodo 2005 – 2028. Alternativamente, presenta un escenario de ingresos con un crecimiento anual constante de X miles de € para todo el periodo 2005-2028, solicitando **X miles de €** en 2005.

Esta Comisión propone una retribución no superior a **121.010 miles de €**, cuantía obtenida a partir de una senda de crecimiento anual constante del 4% en el periodo 2005 – 2028, según la previsión del Fondo pendiente (X miles de €) incluido en la Propuesta del Sexto PGRR que aumenta un X% respecto a la cuantía pendiente prevista en la tarifa 2004.

2. ANTECEDENTES

2.1 Participación accionarial en ENRESA

El Real Decreto 1522/1984, de 4 de julio, constituyó la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), empresa pública, sin ánimo de lucro, con el objetivo de gestionar los residuos radiactivos.

Según información extraída de la Memoria de ENRESA, a 31 de diciembre de 2003, sus accionistas son el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)⁽²¹⁾, con un porcentaje de participación del 80% del capital social y la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI) con una participación del 20% del capital social.

2.2 Financiación de ENRESA

Los costes de los servicios a realizar por ENRESA se financian con cargo al Fondo para la Financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos al que se refiere la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, modificada por la disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social. Dicho Fondo se dota mediante ingresos procedentes de las siguientes vías:

- a) Cantidades ingresadas por tarifas de suministro a clientes finales y tarifas de acceso procedentes de la aplicación de porcentajes sobre la recaudación por venta de energía eléctrica.
- b) Cantidades ingresadas para la gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles.

²¹ CIEMAT es un organismo público de investigación adscrito al Ministerio de Educación y Ciencia, cuya finalidad es la promoción y desarrollo de actividades de investigación básica, investigación aplicada, innovación y desarrollo tecnológico.

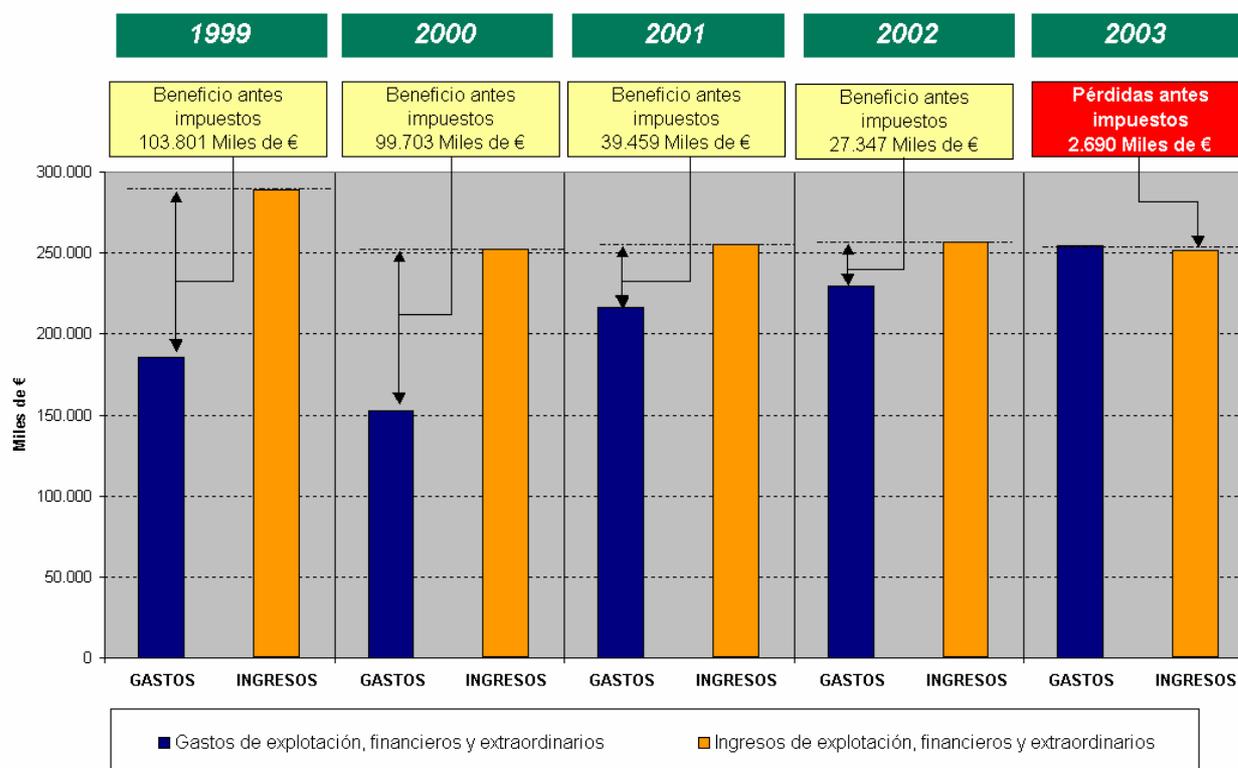
- c) Facturación a los explotadores de las instalaciones radiactivas generadoras de residuos radiactivos en la medicina, industria, agricultura e investigación, mediante tarifas aprobadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- d) Cualquier otra modalidad de ingresos no contemplados en los párrafos anteriores.

Las dotaciones del Fondo sólo pueden ser invertidas en gastos, trabajos, proyectos e inmovilizaciones derivados de actuaciones previstas en el PGRR, teniendo en cuenta que al concluir el periodo de gestión de los residuos radioactivos y de desmantelamiento de las instalaciones contemplados en el PGRR, las cantidades ingresadas en el Fondo a través de las distintas vías de financiación, deberán cubrir los costes incurridos, de manera que el saldo final sea cero.

2.3 Cuentas de ENRESA en el periodo 1999 – 2003

En el siguiente gráfico se recoge la evolución de los ingresos y gastos que componen el resultado antes de impuestos, en el periodo desde 1999 a 2003. Se observa, la disminución paulatina de los Beneficios antes de impuestos de ENRESA desde 1999 a 2002, registrando pérdidas en 2003.

Beneficio antes de impuestos de ENRESA en el periodo 2000 - 2003. Miles de €



Fuente: Memorias de ENRESA

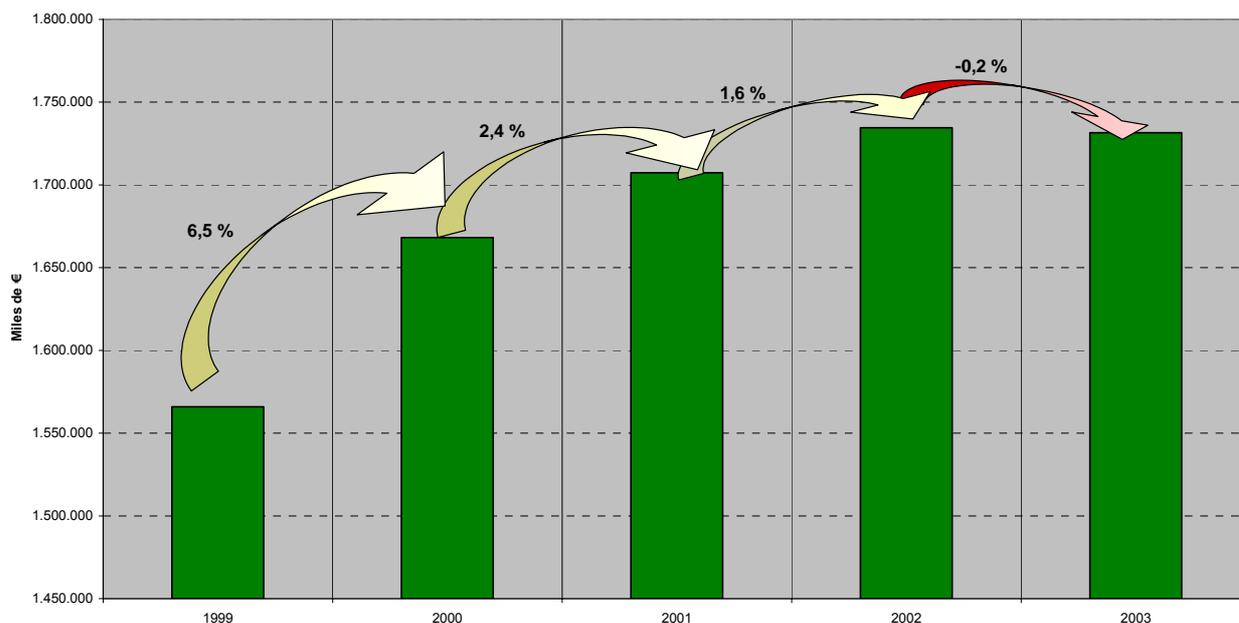
Según información de las Memorias de la Compañía, los Beneficios antes de impuestos registrados en el periodo 1999 – 2002 se debieron, en su mayor parte, a la gestión financiera del Fondo. No obstante, en 2001, 2002 y 2003 se registraron unas pérdidas de explotación paulatinamente crecientes, derivadas del aumento de los costes de gestión de los residuos, que se han multiplicado casi cinco veces desde 1999 a 2003.

En 2003, la gestión financiera del Fondo no compensó las pérdidas de explotación obtenidas, como consecuencia del citado incremento de los costes de gestión de los residuos, registrando pérdidas antes de impuestos de 2.690 miles de €.

No obstante, en aplicación del artículo 12 del Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, sobre la ordenación de las actividades de Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA) y su financiación, la retribución anual de los accionistas de ENRESA (CIEMAT y SEPI) es equivalente a la rentabilidad media de los activos financieros integrados en el Fondo. Consecuentemente, la cuenta de Pérdidas y Ganancias de

ENRESA debe presentar siempre un saldo positivo coincidente con el importe a retribuir a los accionistas más las obligaciones normativas derivadas de la dotación de la reserva legal.

Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radioactivos. Miles de €



Fuente: Memorias de ENRESA

Por tanto, las pérdidas de la Compañía en 2003 fueron compensadas con una provisión del Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radioactivos, de manera que el resultado de ejercicio fue positivo, como puede observarse en el gráfico anterior.

Como se observa en dicho gráfico, en 2003 se dedujo del Fondo la cuantía que permitió compensar las pérdidas antes de impuestos de la Compañía.

2.4 Evolución de los ingresos con cargo a tarifa eléctrica: 1999 - 2003

Como se observa en el siguiente cuadro, según información de las Memorias de ENRESA, la financiación con cargo a cuota sobre tarifas integrales y tarifas de acceso de

electricidad supone en torno al 97% de los ingresos totales de explotación y en torno al 40% - 45% de los ingresos totales de dicha compañía.

Ingresos de explotación de ENRESA. Años 1999- 2003

INGRESOS DE EXPLOTACIÓN					
Fuente	1999	2000	2001	2002	2003
Importe neto de la cifra de negocios	101.361	102.838	107.533	117.420	119.165
Cuota sobre la tarifa eléctrica	100.588	101.671	105.702	114.410	112.673
Facturación a instalaciones radioactivas	508	546	416	302	531
Facturación a servicios de intervención	265	506	972	1.019	4.083
Facturación gestión desmantelamiento		115	443	1.020	1.878
Otros ingresos				669	
Otros ingresos de explotación	1.386	3.153	1.102	778	1.188
Total Ingresos de explotación	102.747	105.991	108.635	118.198	120.353
Ingresos financieros	186.213	145.946	146.372	138.709	130.637
Ingresos extraordinarios	174	221	490	167	833
Total Ingresos	289.135	252.158	255.497	257.074	251.823

CUOTA SOBRE LA TARIFA ELÉCTRICA					
	1999	2000	2001	2002	2003
Miles de €	100.588	101.671	105.702	114.410	112.673
% s/ Ingresos de explotación	98%	96%	97%	97%	94%
% s/ Ingresos Totales	35%	40%	41%	45%	45%

Fuente: Memorias de ENRESA

3. FINANCIACIÓN CON CARGO A LA TARIFA ELÉCTRICA

La financiación de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear es uno de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento de la tarifa eléctrica, de acuerdo con la disposición adicional sexta de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En los RD de tarifa eléctrica se publican anualmente las cuotas que serán aplicadas sobre la

facturación de tarifas integrales y de tarifas de acceso, para la financiación de dicho concepto tarifario, de conformidad con la Ley 54/1997, RD 1164/2001 y RD 1432/2002.

Según el RD 1349/2003, de 31 de octubre, sobre la Ordenación de las actividades de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA) y su financiación, las cantidades totales procedentes de esta vía, más los rendimientos financieros correspondientes, deberán cubrir los siguientes conceptos de costes:

- La gestión de los residuos radiactivos generados en la producción de energía nucleoelectrica desde la fecha de inicio de dicha producción.
- La gestión de los residuos radiactivos procedentes de actividades de investigación que, a juicio del Ministerio de Economía, hayan estado relacionadas directamente con la producción de energía nucleoelectrica.
- El desmantelamiento y clausura de las instalaciones de producción de energía nucleoelectrica, así como la gestión de residuos radiactivos resultantes.
- Las operaciones de desmantelamiento y clausura que deban realizarse como consecuencia de la minería y producción de concentrados de uranio, con anterioridad a la autorización de la constitución de ENRESA.
- Otros costes en que deba incurrir ENRESA para el desempeño de sus cometidos en relación con las actividades anteriormente enumeradas.

El procedimiento de recaudación y liquidación de las cantidades ingresadas en aplicación de los porcentajes que se aprueban anualmente en los RD de tarifa eléctrica, se ajusta a lo dispuesto en el RD 2017/1997, de 26 de diciembre, por el se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En el cálculo anual de la previsión de costes para el cálculo de la cuota del segundo ciclo del combustible nuclear, en cumplimiento del RD 1522/1984 y del RD 1899/1984, ENRESA ha revisado y actualizado los cálculos realizados para dicho fin en el PGRR aprobado por el Gobierno. En la actualidad, desde el año 2000 está vigente el Quinto PGRR.

No obstante, con fecha 29 de junio de 2004, ENRESA ha remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio revisión del PGRR que, una vez que sea aprobado, constituiría el Sexto PGRR.

En el capítulo 4 de la Propuesta del Sexto PGRR se incluye un estudio económico – financiero de las actividades contempladas en el PGRR, así como el cálculo de la previsión de ingresos con cargo a la tarifa eléctrica de 2005.

El cálculo realizado por ENRESA sobre el importe anual necesario para la 2ª parte del ciclo del combustible nuclear con cargo a tarifa eléctrica, ha sufrido diversas modificaciones desde la entrada en vigor del Quinto PGR, que se resume a continuación.

**a) Petición de ingresos de ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica anterior a 2003:
cuota media a aplicar a los ingresos por tarifa eléctrica**

El Quinto PGRR describe que la evolución de la cuota con cargo a tarifa eléctrica en el periodo recaudatorio 2000-2028, es decir, mientras exista generación nuclear, se realizará según dos alternativas. Por una parte, la correspondiente a la cuota teórica ⁽²²⁾, que experimenta variaciones anuales debidas al incremento de la facturación por venta de energía eléctrica y la diferente producción de energía nuclear. Por otra parte, la cuota media equivalente para todo el periodo recaudatorio (2000-2028), cuyo valor era constante (0,80%), porcentaje que coincidía con la cuota media aplicada en la tarifa eléctrica de 1999.

En el Quinto PGRR se señalaba que toda variación de las hipótesis y variables utilizadas (tasa de descuento, consumos, precios de energía eléctrica, vida de las centrales, etc.) en el cálculo de dicha cuota media, conduciría a otros valores distintos y a la modificación de la cuota media a aplicar.

²² Cálculo de cuota suponiendo ingresos proporcionales a la producción eléctrica de origen nuclear: coste unitario pendiente de financiación multiplicado por la previsión de energía a generar por CC.NN cada año.

En este sentido, en la información solicitada por ENRESA a esta Comisión, para los informes de tarifas de los años 2000- 2002, se incluyó una revisión de dicha cuota media, en función de la actualización de ingresos necesarios para la financiación de las actividades del PGRR. Además, ENRESA en el cálculo de la cuota media a aplicar en todo el periodo recaudatorio (hasta 2028) realizaba su propia estimación de los ingresos del sistema eléctrico, en noviembre de cada año, que discrepaba de la cifra estimada por el Ministerio a efectos de establecer la tarifa eléctrica de cada año.

b) Petición con cargo a tarifa eléctrica a partir de 2003: Ingreso medio equivalente hasta 2028.

En la información remitida a esta Comisión tanto para el informe de la tarifa eléctrica de 2003, como de 2004 y 2005, ENRESA ha solicitado, en lugar de una cuota media a aplicar sobre los ingresos por tarifa eléctrica en todo el periodo recaudatorio (hasta 2028), una previsión de ingreso anual constante, a precios corrientes, necesario durante dicho periodo.

En particular, ENRESA estima dicho ingreso medio, que considera necesario recuperar con cargo a tarifa eléctrica de cada año, teniendo en cuenta los costes pendientes de la gestión de residuos de las CC.NN., de forma que se recauden unos ingresos anuales constantes a lo largo del periodo en que, de acuerdo con las previsiones del PGRR, exista generación de energía nucleoelectrónica, esto es, hasta el año 2028.

c) Petición con cargo a tarifa eléctrica en 2005: Ingreso medio equivalente hasta 2028 vs. Ingresos uniformemente crecientes hasta 2028.

En la información remitida a esta Comisión con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, ENRESA ha solicitado alternativamente dos ingresos, de acuerdo con dos escenarios de previsión en la recuperación de ingresos desde 2028.

Por una parte, al igual que en los dos años anteriores incluye una previsión de ingreso anual constante a aplicar desde 2005 hasta 2028.

Por otra parte, ENRESA propone una senda de financiación de ingresos uniformemente crecientes en el periodo comprendido entre 2005 y 2028, respecto a la cantidad prevista en el ejercicio de tarifas 2004.

Esta fórmula de financiación es similar a una de las alternativas propuestas por esta Comisión en su informe 58/2003, de senda de financiación de la segunda parte del combustible nuclear. Dicha propuesta tenía por objeto reducir el impacto en la tarifa del incremento del ingreso medio equivalente solicitado en 2004 respecto a 2003, así como mitigar los desvíos registrados en años anteriores por la solicitud de ingresos implícitos por aplicación de una cuota media.

4. SOLICITUD DE ENRESA SOBRE INGRESOS CON CARGO A LA TARIFA ELÉCTRICA 2004 VS. CANTIDADES ASIGNADAS EN EL RD 1802/2003.

En la información remitida por ENRESA para el informe de la tarifa eléctrica de 2004, se incluyó una cifra de ingresos necesarios con cargo a la tarifa eléctrica 2004 de X miles de €, lo que suponía un aumento del X% respecto a los ingresos previstos por ENRESA que serían recaudados con cargo a la tarifa eléctrica del año anterior.

Dichos ingresos medios necesarios se calcularon teniendo en cuenta el coste previsto por la gestión a financiar con tarifa eléctrica, que actualizado a 2004 ascendía, según información de ENRESA, a X miles de € menos el fondo neto existente a 2004 (X miles de €).

A partir de la cifra de la Recaudación pendiente actualizada a 2004 (X miles de €) se calculó el ingreso medio, que proporciona a lo largo del periodo en que exista generación de energía nucleoelectrica unos ingresos anuales constantes para el periodo 2004-2028. El resultado de calcular dicha anualidad, a una tasa del X%, fue de X **miles de €**, que fue la cifra solicitada por ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica 2004.

Como puso de manifiesto esta Comisión, en su informe de 2004 relativo a la Segunda Parte del Combustible Nuclear, el significativo aumento en el ingreso medio solicitado, en el año 2004 respecto al asignado en el ejercicio de tarifas de 2003 (X%), se justificaba, en parte, por la nueva fórmula de cálculo del ingreso medio equivalente solicitado por ENRESA, así como por los desvíos en años anteriores debidos a la aplicación de una cuota media.

En el citado informe esta Comisión propuso suavizar el impacto de los ingresos solicitados a ENRESA para 2004 sobre la tarifa eléctrica, esto es, sin cuestionar la cantidad pendiente de recaudar indicada por dicha Compañía. En particular, esta Comisión propuso repartir el aumento de financiación resultante en diversos ejercicios tarifarios, de acuerdo con una senda de crecimiento uniforme del ingreso medio de ENRESA.

En el RD 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica de 2004, se publicaron las cuotas correspondientes al segundo ciclo de combustible nuclear. A pesar de la reducción en las cuotas respecto a 2003, debido al incremento de los ingresos previstos del sistema, el coste de la 2ª parte del ciclo del combustible nuclear previsto en la tarifa de 2004 aumentaba un 7% respecto a 2003, ascendiendo a 116.393 miles de €. (Véase siguiente Cuadro)

Cuotas correspondientes a la segunda parte del ciclo del combustible nuclear e ingresos por cuotas previstas en los ejercicios de tarifas. 1998 – 2004.

Cuotas correspondientes a la segunda parte del ciclo de combustible nuclear					Ingresos por cuotas previstas en los ejercicios de tarifas	
AÑO	%		% de variación sobre el año anterior		Miles de €	% de variación sobre el año anterior
	Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso	Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso		
1998	0,800	1,837			93.157	
1999	0,800	2,087	0%	14%	94.245	1%
2000	0,800	2,182	0%	5%	97.887	4%
2001	0,800	2,311	0%	6%	103.885	6%
2002	0,865	2,102	8%	-9%	108.645	5%
2003	0,727	2,062	-16%	-2%	108.657	0%
2004	0,715	1,981	-2%	-4%	116.393	7%

Fuentes: Reales Decretos de Tarifas

En el siguiente cuadro se compara el ingreso medio solicitado por ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, con la cuota prevista en el Real Decreto 1802/2003 para las tarifas de 2004, y la propuesta de ingreso medio uniforme incluida en el informe 58/2003 de esta Comisión.

Ingreso medio solicitado por ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica de 2004 vs propuesta de la CNE y coste del 2º ciclo del combustible nuclear previsto en el ejercicio de tarifas de 2004.

Concepto	Miles de €	% de variación respecto a la cantidad prevista en el ejercicio de tarifas de 2003
Ingreso medio solicitado por Enresa con cargo a la Tarifa Eléctrica	X	X
Alternativa propuesta por la CNE: Crecimiento anual del 3% (1)	113.040	4%
Coste del 2º ciclo de combustible nuclear previsto en el ejercicio de tarifas	116.393	7,1%

Fuente: ENRESA, Propuesta de RD de tarifa 2005 y elaboración propia.

Nota:

(1) a partir del 2005, crecimiento lineal de la cuota del 3%

5. SOLICITUD DE ENRESA CON CARGO A LA TARIFA ELÉCTRICA 2005

En la fecha en la que ENRESA ha remitido la información a esta Comisión, los costes totales incluidos en la propuesta del Sexto PGRR son XXXa los considerados en el Quinto PGRR. No obstante, el ingreso medio equivalente solicitado por ENRESA para el año 2005 (X miles de €), resulta un X% superior al solicitado por ENRESA el año anterior y un X% superior al coste considerado en el ejercicio de tarifas de 2004.

Según la información aportada por ENRESA, el ingreso medio equivalente solicitado con cargo a la tarifa eléctrica 2005 ha sido calculado teniendo en cuenta el coste previsto por la gestión a financiar con tarifa eléctrica (Xmiles de €) menos el Fondo neto existente a 31 de diciembre de 2004 (Xmiles de €).

A partir de la Recaudación Pendiente Actualizada a 2005 (Xmiles de €), ENRESA ha calculado el ingreso medio anual equivalente para el periodo 2005-2028, de forma que dicha retribución anual proporcione, en el periodo en que exista generación de energía nucleoelectrica, unos ingresos anuales constantes. El resultado de calcular dicha anualidad, a una tasa del X%, son los Xmiles de € que solicita como financiación con cargo a la tarifa eléctrica de 2005.

Alternativamente a dicha cuantía, ENRESA propone una senda de financiación de ingresos con un crecimiento anual constante, en euros, en el periodo recaudatorio partiendo de los ingresos asignados en la tarifa de 2004 (116.393 miles de €). Es decir, calcula el incremento anual constante, en euros, necesario para obtener unos ingresos actualizados a 2005 que igualen el coste futuro pendiente de financiar. Dicho incremento anual asciende a X Miles de €

Según esta segunda alternativa, la cantidad solicitada por ENRESA para 2005 asciende a X miles de €, lo que supone un incremento del X% sobre la cuantía asignada en el ejercicio de tarifas de 2004. (Véase Cuadro siguiente).

Ingreso solicitado por ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica de 2005.

6. CONSIDERACIONES FINALES

A la vista del análisis realizado, se presentan las siguientes consideraciones.

PRIMERA.- Desde la entrada en vigor del Quinto Plan General de Residuos Radioactivos, en julio de 1999, ENRESA ha utilizado tres métodos para calcular el ingreso medio necesario que solicitan con cargo a las tarifas eléctricas.

Con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, ENRESA propone dos alternativas. Por una parte, un ingreso anual constante hasta 2028 de **X miles de €** (un X% superior a la retribución asignada a la tarifa de 2004 y un X% superior al ingreso medio solicitado con cargo a la tarifa eléctrica de dicho año).

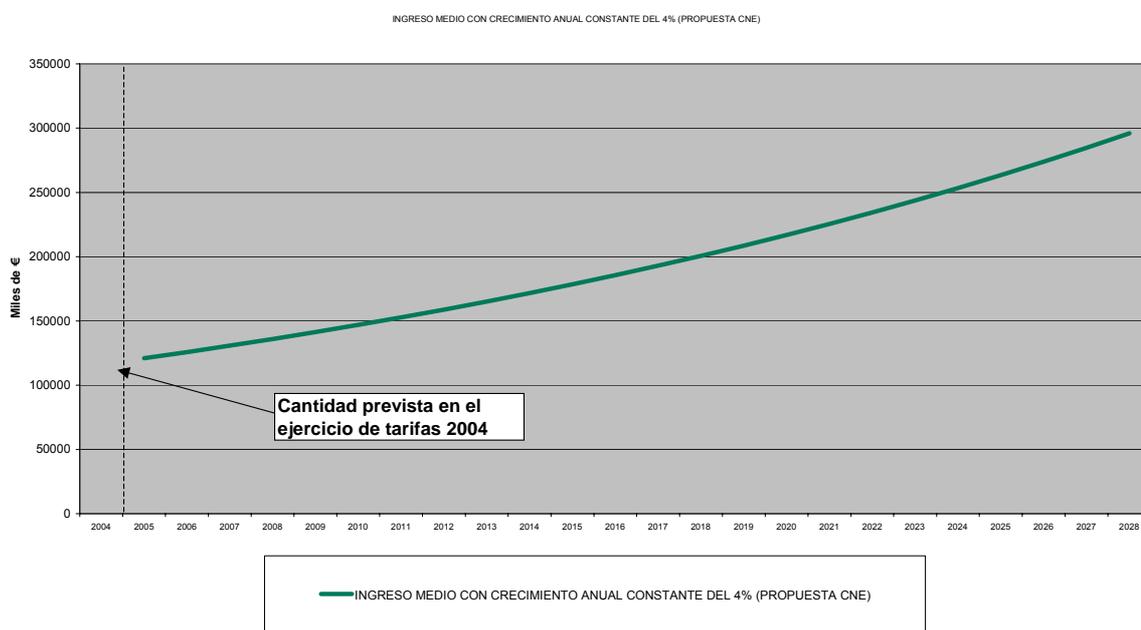
SEGUNDA.- Alternativamente, ENRESA solicita **X miles de €** de acuerdo con una senda de financiación basada en unos ingresos con crecimiento anual constante de X miles de € (un X% superior a los previstos recibir de la tarifa de 2004 y un X% inferiores al ingreso medio solicitado con cargo a la tarifa eléctrica de dicho año).

Dicha senda retributiva, si bien es similar a la propuesta por esta Comisión en el informe 58/2003 para el ejercicio de tarifas 2004, supone una tasa de crecimiento de los ingresos decrecientes. Esto implica que se anticipa en los ejercicios tarifarios iniciales la recaudación de las cantidades pendientes. Es decir, al inicio del periodo considerado (2005 –2028) las cantidades propuestas por ENRESA con cargo a la tarifa eléctrica, según esta senda de crecimiento, serán superiores que en la propuesta de esta Comisión, sucediendo lo contrario al final del periodo.

TERCERA.- Esta Dirección propone un coste de la 2ª parte del ciclo del combustible nuclear con cargo a la tarifa eléctrica de 2005 no superior a los **121.010 miles €**

Teniendo en cuenta la cuantía de ingreso pendiente de recaudación con cargo a la tarifa eléctrica desde 2005 hasta 2028, que ha sido aportada por ENRESA, se propone, al igual que el año anterior, suavizar el impacto con cargo a la tarifa eléctrica de 2005, repartiendo dicho aumento en diversos ejercicios de acuerdo con una senda de crecimiento constante tal, que el valor actual de las cantidades recaudadas en el periodo 2005 – 2028 sea igual al coste futuro pendiente de financiar. El incremento del coste resultante en el periodo considerado es el 4%. En el siguiente Gráfico se comparan las dos alternativas presentadas por ENRESA con la propuesta de esta Dirección, denominada propuesta CNE.

Propuesta de coste del segundo ciclo de combustible nuclear con cargo a la tarifa eléctrica de 2005. Propuesta ENRESA vs Propuesta CNE.



Fuente: ENRESA, Propuesta de RD tarifa eléctrica 2004 y elaboración propia

CUARTA.- Respecto a la propuesta de esta Dirección, cabe tener en cuenta que repartir el aumento en el ingreso medio solicitado por ENRESA para 2005, en diversos ejercicios, tiene, por el contrario, un efecto sobre la financiación requerida a futuro, debido al menor

Fondo neto del que se dispondrá en el ejercicio, en comparación a la alternativa de ENRESA de ingresos constantes.

QUINTA.- Respecto al ejercicio tarifario anterior, cabe señalar el aumento de costes incluidos en el Sexto PGRR y la actualización de la recaudación pendiente. La cantidad pendiente de recaudar a 1 de enero de 2005 es un XXXa la que correspondería a dicha fecha de no haberse modificado el coste de gestión del PGRR calculado por ENRESA para el ejercicio de tarifas 2004, teniendo en cuenta la cantidad asignada para este concepto en dicho ejercicio de tarifas y una tasa de descuento del X%.

Es decir, de no haber aumentado ENRESA la cantidad pendiente a recaudar a 2005, el ingreso necesario con cargo a la tarifa de 2005 podría ascender a, siendo X miles de € inferior que el correspondiente al calculado por ENRESA, con información de la Propuesta de Sexto PGRR.

En este sentido, cabe señalar el impacto sobre la tarifa eléctrica de 2005, del incremento de los gastos del Sexto PGRR, cuya aprobación está aún pendiente, y de la actualización anual de la recaudación pendiente realizada por ENRESA.

ANEXO IV:

ESCENARIO CNE DE PREVISIONES DE CONSUMOS, POTENCIAS E INGRESOS REGULADOS A LAS TARIFAS VIGENTES

1. INTRODUCCIÓN

La CNE ha recibido de las empresas distribuidoras Hidrocantábrico, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa y Viesgo, la información solicitada con fecha 16 de julio de 2004²³, relativa a:

- Previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2004 y para el año 2005. Se solicitaba la descripción de las hipótesis consideradas en cada caso.
- Previsiones sobre consumos, potencias y facturación individualizadas de clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y tarifa horaria de potencia para el cierre del año 2004 y para el año 2005. Dicha información se solicitaba en relación a la Disposición adicional cuarta del RD 1802/2003.

Como se señaló en las cartas de petición de información, dicha información permitirá analizar el impacto que, sobre los ingresos del sistema, pudieran tener las diferentes variaciones en las tarifas integrales y de acceso que se consideren en la propuesta de RD sobre tarifa eléctrica para 2005.

Se han realizado las siguientes validaciones con la información recibida de las empresas distribuidoras.

En primer lugar, se analiza la consistencia de las previsiones proporcionadas por cada una de las empresas. Esto es, que las previsiones en las variables de facturación (número de clientes, potencias facturadas, potencias contratadas y consumo) de cada una de las

²³ A la fecha de realización de este informe se incluye la información de la Sociedad Cooperativa San Francisco de Asís, si bien no se ha elaborado el correspondiente informe individualizado.

tarifas integrales y de acceso sea coherente con la evolución observada en la base de datos de Liquidaciones SINCRO²⁴.

En segundo lugar, se comprueba que la información individualizada suministrada por cada una de las empresas relativa a clientes acogidos a tarifas interrumpibles y THP coincida, tanto con la información agregada de dichas tarifas que las empresas han proporcionado, como con la información individualizada de la base de datos de Liquidaciones y de las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas para estos clientes.

Por último, se valida para cada una de las empresas que los ingresos previstos para 2004 y 2005 sean el resultado de aplicar las tarifas vigentes establecidas en el Real Decreto 1802/2003 a las variables de facturación previstas por las mismas para 2004 y 2005.

Como resultado de las validaciones anteriores se han registrado una serie de incidencias, que han sido comunicadas a cada una de las empresas, para que procedan a su aclaración y/o modificación.

Cabe señalar que en las previsiones de participación de clientes en el mercado, las empresas han tenido en cuenta, en general:

- La evolución histórica de sus mercados. Esto es, no se tienen en cuenta nuevos mercados.
- La evolución de la información de la base de datos SINCRO en la primera parte de 2004, debido a que la solicitud de información de la CNE se remitió a las empresas el 16 de julio de 2004.
- Los resultados de aplicar a clientes modelos de facturación a mercado regulado y a mercado liberalizado.

²⁴ Sistema de Información y Control para los Organismos Reguladores del sector eléctrico. Base de Datos de Liquidaciones de la CNE.

La Dirección de Regulación y Competencia ha elaborado un escenario para 2005 (escenario CNE) de consumos, potencias e ingresos con las tarifas integrales y de acceso del RD 1802/2003, a partir de las previsiones realizadas por las empresas y validadas por esta Dirección.

A continuación, en el apartado segundo del presente informe se describen los principales cambios introducidos en el escenario CNE respecto a la información facilitada por las empresas, relativa a consumos y potencias.

En el apartado tercero, se describen las principales diferencias en la facturación de los consumos y potencias previstos para 2005 a las tarifas integrales y de acceso del RD 1802/2003 respecto a la información de las empresas.

Por último, se presenta el escenario CNE para 2005.

2. MODIFICACIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, CONSUMOS Y POTENCIAS, PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS

Una vez analizada la información de las variables de facturación recibida de cada una de las empresas, se detectaron una serie de incidencias que fueron comunicadas por esta Dirección a las empresas.

En general, las incidencias detectadas son de dos tipos. En primer lugar, incidencias derivadas de la anticipación de las previsiones, es decir, incidencias que se deben a que la previsión se realiza en un momento temporal y el análisis se realiza en otro momento posterior, lo que produce inconsistencias derivadas del desfase temporal. En segundo lugar, incidencias debidas, fundamentalmente, a errores de previsión.

En términos generales, las empresas no han corregido el primer tipo de incidencias, esto es, las derivadas de realizar las previsiones anticipadamente al cierre del año (en julio,

con información completa del primer trimestre de 2004). A fecha más cercana al cierre del ejercicio se observa que, en algunas tarifas, las previsiones de consumo no se ajustan a la evolución más reciente. Esta Dirección ha tomado nota de dichas incidencias, si bien en general, ha mantenido las previsiones realizadas por las empresas.

No obstante, sí han sido corregidas por las empresas incidencias detectadas por esta Dirección derivadas de errores de previsión. Dichas revisiones han sido remitidas y comunicadas a la Subdirección de Régimen de Sistemas Regulados de esta Comisión.

A continuación, se describen únicamente los cambios realizados a las previsiones de cierre de 2004 y 2005 facilitadas por las empresas.

Clientes en régimen de tarifa integral

Con carácter general se han tomado las previsiones facilitadas por las empresas de este colectivo tanto para 2004 como para 2005, con las siguientes excepciones.

- *Clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad.*

Se han tomado las previsiones facilitadas por las empresas en relación con las potencias facturadas. Respecto al consumo, se han modificado las previsiones de consumo de cierre de 2004 y 2005 de los clientes de la empresa X por detectarse inconsistencias importantes con la evolución de la potencia y del consumo registrados en la información individual de la BD SINCRO.

En concreto, para los clientes de la empresa X se ha considerado como mejor previsión de cierre de 2004, el resultado de aplicar al consumo individual registrado en 2003, la tasa interanual de 12 meses a junio de 2004. El consumo correspondiente a 2005 es el resultado de aplicar la tasa prevista por la empresa X (X%) al consumo estimado por esta Dirección para 2004.

Finalmente, se tiene constancia de una Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se excluye del sistema de interrumpibilidad a XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX con efecto desde el 1 de noviembre de 2004.

Se considera que este cliente acude al mercado desde la fecha indicada en la Resolución y, en consecuencia, se modifica la previsión de cierre de 2004 y 2005 de X tanto de la tarifa 3.1 Interrumpible como de la tarifa de acceso 6.1.

- *Clientes acogidos a Tarifa Horaria de Potencia.*

Respecto a las potencias contratadas, cabe destacar que las potencias contratadas por periodo de este colectivo de consumidores coinciden con la previsión de cierre de 2004 facilitada por las empresas. No obstante, se ha modificado la previsión de potencias contratadas por periodo para el año 2005, incorporando la información de las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas publicadas con anterioridad a la fecha de publicación de este informe.

En cuanto a las previsiones de consumos por periodos horarios de 2004 y 2005 se han tomado las facilitadas por las empresas, con la excepción de la empresa X debido a que las previsiones facilitadas por esta empresa presentaban inconsistencias en las tasas de variación de consumos y potencias. En consecuencia, para estos clientes se ha estimado individualmente el consumo previsto de cierre de 2004 teniendo en cuenta la evolución observada en la BD SINCRO. El consumo por periodo correspondiente a 2005 es el resultado de aplicar la previsión de X, al consumo previsto de cierre de 2004 por esta Dirección.

Clientes en régimen de mercado

Únicamente se han modificado las previsiones de las empresas relativas a:

- Tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A

Si bien a las empresas se solicitó información sobre potencias contratadas por periodos horarios, se considera más adecuado utilizar la potencia facturada por periodos horarios para facturar el término de potencia de los clientes conectados a baja tensión y los clientes conectados a media tensión y tarifa de acceso de tres periodos.

La diferente forma de calcular la facturación del término de potencia para este colectivo de consumidores, según el artículo 9 del RD 1164/2001, lleva a incluir potencias facturadas en lugar de potencias contratadas por periodo horario, para evitar la sobrevaloración de ingresos por potencia de dicho colectivo de clientes en el mercado, como se observa de la información de la BD SINCRO.

- Tarifas de acceso 6.1

Como se ha comentado anteriormente, se ha tenido en cuenta la incorporación en el mercado del cliente XXXXXXXX, según Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 24 de septiembre de 2004.

- Tarifa de acceso 6.5 aplicada a clientes nacionales

Se han observado inconsistencias en la desagregación, por niveles de tensión, tanto del número de clientes, como de las potencias contratadas y de los consumos, entre la información suministrada por las empresas y la publicada en los Escritos del Ministerio de Economía en los que se autoriza la aplicación de esta tarifa de acceso a determinados clientes que cumplen los requisitos del artículo 10 del RD 1164/2001.

En consecuencia, partiendo de la información publicada en dichos Escritos (34 clientes) y del análisis de cada uno de los clientes proveniente de la información individualizada de la base de datos SINCRO, se han realizado las previsiones de cierre de 2004 para este colectivo de consumidores acogidos a tarifa de acceso 6.5.

En cuanto a las previsiones de 2005, se han mantenido las potencias contratadas por periodos horarios respecto a las previstas para 2004 y, respecto al consumo, se ha aplicado a cada cliente acogido a la tarifa de acceso 6.5, la tasa de variación prevista, por cada una de las empresas, al consumo de cierre de 2004 previsto por esta Dirección.

3. FACTURACIÓN ESCENARIO CNE VS FACTURACIÓN DE LAS EMPRESAS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y TARIFAS DE ACCESO DEL RD 1802/2003

Una vez analizada la información suministrada por las empresas y, corrigiendo las incidencias descritas en el epígrafe anterior, se ha procedido a facturar a los clientes a las tarifas integrales y de acceso del RD 1802/2003.

A continuación se describe brevemente el método de cálculo por concepto de facturación aplicado para obtener los ingresos correspondientes a 2004 y 2005.

Clientes en régimen de tarifa Integral

Para cada tarifa integral:

- *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar el término de potencia del R.D. 1802/2003 a la potencia facturada por tarifa integral.

$$\text{Fact Tp} = \text{Potencia Facturada} * \text{Tp}$$

- *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar el término de energía del R.D. 1802/2003 al consumo previsto por tarifa integral.

$$\text{Fact Te} = \text{Consumo} * \text{Te}$$

- *Complementos de facturación:*

La facturación por energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad se obtiene como resultado de aplicar el porcentaje de facturación que representa este complemento, bien sobre la facturación básica, bien sobre la facturación por término de energía, obtenida anteriormente. En concreto,

- Facturación Reactiva = % Reactiva * (Fact. Tp + Fact. Te)
- Facturación discriminación Horaria (DH) = % DH * Facturación Te
- Facturación Interrumpibilidad = % Interrump. * (Fact. Tp + Fact. Te)
- Facturación Estacionalidad = % Estac. * Fact. Te

Los porcentajes aplicados por cada concepto y tarifa integral se obtienen de la información de la BD SINCRO correspondiente a 2003, último año con información completa disponible.

- *Clientes acogidos a Tarifa Horaria de Potencia (THP)*

Se ha optado por refacturar individualmente a cada uno de los clientes acogidos a esta tarifa.

- *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar los términos de potencia por periodo horario del R.D. 1802/2003 a la potencia contratada por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a THP.
- *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar los términos de energía por periodo horario del R.D. 1802/2003 al consumo por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a THP.
- *Facturación por excesos de potencia:* no se consideran excesos de potencia para estos clientes debido a que en el caso de aplicar excesos de potencia a clientes acogidos a THP son penalizados de forma cuadrática y a que se ha incluido información de potencias contratadas por periodos para la temporada 2004-2005.
- *Facturación por complemento de interrumpibilidad:* se ha aplicado individualmente la fórmula establecida en la Orden de 12 de enero de 1995 para calcular la facturación por este concepto.
- *Facturación por complemento de energía reactiva:* no se ha calculado facturación por energía reactiva a este colectivo de consumidores debido a que no se ha solicitado a las empresas previsión de consumo de energía reactiva para el cierre 2004 y 2005.

Clientes en régimen de mercado

Respecto a la facturación de tarifas de acceso de los clientes en régimen de mercado, cabe señalar que se ha optado por facturar el término de potencia teniendo en cuenta la potencia facturada por periodo horario de los clientes conectados a redes de baja tensión y de los clientes conectados a redes de media tensión acogidos a la tarifa de acceso 3.1A, según indica el artículo 9 del RD 1164/2001.

– *Facturación por términos de potencia según tarifas de acceso:*

- *Tarifas de acceso de un, dos o tres periodos (2.0A, 2.0NA, 3.0A y 3.1A):* resultado de aplicar los términos de potencia del R.D. 1802/2003 a la potencia facturada por periodo horario de cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Tp} = \sum_{i=1}^3 \text{Potencia Facturada}_i * \text{Tp}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios aplicable en cada tarifa de acceso

- *Tarifas de acceso de seis periodos (6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5):* resultado de aplicar los términos de potencia del R.D. 1802/2003 a la potencia facturada por periodo horario de cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Tp} = \sum_{i=1}^6 \text{Potencia Contratada}_i * \text{Tp}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios

– *Facturación por términos de energía:* resultado de aplicar los términos de energía del R.D. 1802/2003 al consumo por periodo horario según cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Te} = \sum \text{Consumo}_i * \text{Te}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios

– *Facturación energía reactiva:* no se calcula la facturación por energía reactiva por no entrar dicha facturación en el proceso de liquidaciones.

- *Facturación por excesos de potencia*: no se factura por excesos de potencia, por las mismas razones que las expuestas para los clientes acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia.

Resultados de facturación en 2005 a las tarifas integrales y de acceso del RD 1802/2003

Al comparar la facturación obtenida de la forma anteriormente explicada con la facturación proporcionada por las empresas, se observan diferencias que se describen a continuación.

- *Tarifas integrales THP*

Se observa una diferencia significativa (5%) entre la facturación suministrada por las empresas y la calculada por la CNE debido, por una parte, al empleo de potencias contratadas por periodos horarios, en lugar de potencias facturadas por tarifa, y por otra, a la diferente forma de calcular el complemento de interrumpibilidad y la no consideración de la facturación por energía reactiva.

En relación con lo anterior cabe señalar, en primer lugar, que al facturar el término de potencia según potencias contratadas por periodos de acuerdo con la Orden de 12 de enero de 1995, no se están incluyendo los excesos de potencia registrados en facturaciones pasadas, que si se consideran en las facturaciones proporcionadas por las empresas.

En segundo lugar, como se ha comentado en el epígrafe anterior, la facturación por complemento de interrumpibilidad se obtiene como resultado de aplicar lo establecido en la Orden 12 de enero de 1995. En caso de aplicar un porcentaje sobre la facturación básica, al igual que en el resto de tarifas integrales, los ingresos procedentes de este colectivo se verían reducidos en 8.225 miles de €.

Por último, es igualmente importante señalar que, debido a la falta de información, no se ha facturado el complemento de energía reactiva. En caso de haberse tenido en



cuenta las previsiones de las empresas por este concepto, los ingresos procedentes de este colectivo se hubieran incrementado en 155 miles de €.

- *Tarifas integrales de corta y media utilización de carácter interrumpible*

Se observan diferencias no significativas (en términos absolutos de 3.629 miles de €), entre la facturación suministrada por las empresas y la calculada por esta Dirección. Esta diferencia se localiza en los complementos de facturación, debido fundamentalmente a que se aplican los recargos y descuentos registrados en la base de datos SINCRO correspondientes a 2003.

- *Tarifas de acceso*

Las diferencias entre la facturación por tarifas de acceso suministrada por las empresas y la estimada por esta Dirección radica, fundamentalmente, en la no facturación por excesos de potencia en el segundo caso y facturar potencias contratadas por periodos en tarifas de acceso en 6 periodos.

4. ESCENARIO CNE PARA 2005 DE CONSUMOS, POTENCIAS E INGRESOS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO DEL RD 1802/2003

A continuación se resume el escenario de la CNE para 2005 de consumos, potencias, ingresos regulados (a las tarifas integrales y de acceso del RD 1802/2003) previstos para el año 2005, desglosado por niveles de tensión.

Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos. Año 2005

	Consumo (GWh). Año 2005				% variación 2005 sobre 2004			
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
Baja Tensión (Nivel Tensión < 1 kV)	93.841	19.872	17,5%	113.713	-6,8%	130,2%	121,2%	4,1%
Potencia ≤ 15 kW	70.952	5.441	7,1%	76.393	-0,2%	131,1%	122,2%	4,0%
Potencia > 15 kW	22.823	14.431	38,7%	37.254	-22,6%	129,8%	120,7%	4,1%
Media Tensión (1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV)	18.120	55.570	75,4%	73.690	1,9%	4,7%	0,7%	4,0%
Potencia ≤ 450 kW	7.487	10.193	57,6%	17.655	2,3%	5,2%	1,2%	4,0%
Potencia > 450 kW	10.633	45.377	81,0%	56.010	1,7%	4,5%	0,5%	4,0%
				0				
Alta Tensión (Nivel Tensión > 36 kV)	34.459	10.932	24,1%	45.390	2,6%	3,7%	0,7%	2,9%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	9.707	8.026	45,3%	17.733	2,8%	3,9%	0,6%	3,3%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	7.062	1.531	17,8%	8.593	3,6%	2,8%	-0,6%	3,5%
Nivel Tensión > 145 kV	17.690	1.374	7,2%	19.064	2,2%	3,4%	1,1%	2,3%
Total	146.419	86.374	37,1%	232.793	-3,7%	19,5%	15,1%	3,8%
Otros (1)	1.292	528	29,0%	1.819	-2,2%	1,0%	2,3%	-1,3%
Total	147.711	86.902	37,0%	234.613	-3,7%	19,4%	15,1%	3,8%

	Ingresos Regulados RD 1802/2003 (Miles €. Año 2005)				% variación 2005 sobre 2004			
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
Baja Tensión (Nivel Tensión < 1 kV)	9.302.353	720.725	7,2%	10.023.078	-7,4%	117,1%	124,8%	-3,4%
Domésticos (Potencia < 15 kW)	7.091.371	263.839	3,6%	7.355.210	-0,8%	135,1%	132,0%	1,3%
Resto (Potencia > 15 kW)	2.204.247	456.886	17,2%	2.661.132	-23,8%	108,0%	143,2%	-14,5%
Media Tensión (1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV)	1.120.423	921.682	45,1%	2.042.105	2,1%	4,1%	1,1%	3,0%
Potencia < 450 kW	550.861	201.273	26,8%	752.134	2,6%	3,4%	0,6%	2,9%
Potencia > 450 kW	569.562	720.409	55,9%	1.288.996	1,6%	4,3%	1,2%	3,1%
Alta Tensión (Nivel Tensión > 36 kV)	1.004.843	109.294	9,8%	1.114.137	2,8%	2,9%	0,1%	2,8%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	330.861	80.399	19,5%	411.260	2,8%	3,1%	0,3%	2,8%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	215.985	17.118	7,3%	233.102	4,3%	2,8%	-1,3%	4,2%
Nivel Tensión > 145 kV	457.998	11.777	2,5%	469.775	2,2%	1,7%	-0,4%	2,2%
Total	11.427.619	1.751.701	13,3%	13.179.320	-5,7%	32,4%	35,0%	-2,0%
Otros (1)	1.435	1.926	57,3%	3.361	3,9%	0,9%	-1,2%	2,2%
Total	11.429.055	1.753.627	13,3%	13.182.681	-5,7%	32,3%	35,0%	-2,0%

(1) Otros incluye Empleados, Consumos propios, Concesiones y TTS

ANEXO V:

**DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO DE
ENERGÍA REACTIVA EN MERCADO
REGULADO Y LIBERALIZADO**

1. ANTECEDENTES

1.1 Pago de energía reactiva de clientes en el mercado regulado

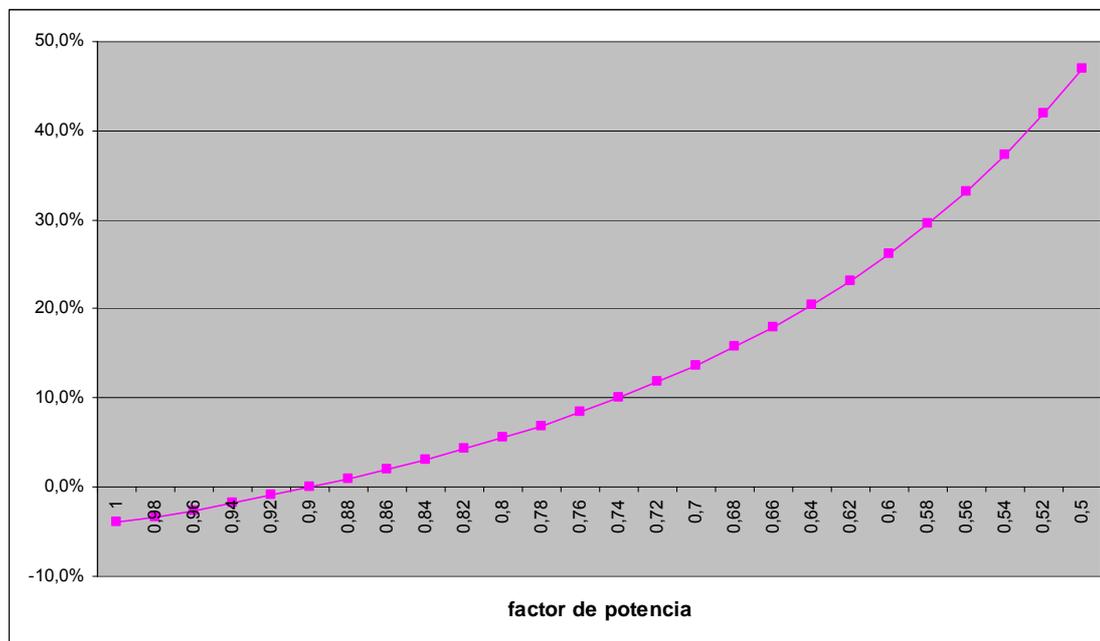
El Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas determina el complemento por energía reactiva a aplicar en las tarifas integrales, distinguiendo entre un *método general* de aplicación a todas las tarifas integrales y un *método específico* que únicamente se aplica a la Tarifa Horaria de Potencia (THP).

El complemento por energía reactiva aplicado a las tarifas integrales con carácter general, está constituido por un recargo o descuento porcentual, que depende del factor de potencia ($\cos \varphi$), que se aplica sobre la facturación básica (suma de los términos de facturación de potencia y de energía) de todas las tarifas integrales, salvo de las tarifas 1.0 y 2.0²⁵.

El siguiente gráfico muestra los descuentos o recargos que se aplican en mercado regulado en función del factor de potencia. Cabe señalar la forma exponencial de dicha función, la aplicación de bonificaciones en pagos de reactiva con factores de potencia comprendidos entre 1 y 0,90, y de recargos para $\cos \varphi$ inferiores a 0,90. En el caso de que el $\cos \varphi$ sea igual a 0,90, no se aplica ni recargo ni descuento por energía reactiva al cliente en mercado regulado.

²⁵ Los clientes acogidos a tarifa 2.0 deberán disponer de los equipos de corrección del factor de potencia ($\cos \varphi$) adecuados para conseguir como mínimo un valor medio del mismo de 0,80. En caso contrario, la empresa suministradora podrá instalar, a su costa, el contador correspondiente y efectuar en el futuro la facturación a este cliente con complemento por energía reactiva en los periodos de lectura real en que el $\cos \varphi$ medio sea inferior a 0,80.

Descuentos/recargos (%) en mercado regulado según el factor de potencia según Orden de 12 de enero de 1995



Fuente: Orden de 12 de enero de 1995

Por otra parte, la citada Orden de 12 de enero de 1995 establece un tratamiento diferente del pago por energía reactiva para la Tarifa Horaria de Potencia (THP). En concreto, para la THP (tarifa integral con 7 periodos) se aplica un recargo por energía reactiva a los periodos horarios 1, 2, 3 y 4, siempre que el consumo de energía reactiva en cada periodo exceda el 40% del consumo de energía activa, esto es, correspondiente a un $\cos \varphi$ inferior a 0,93. Los excesos de energía reactiva que se aplican a clientes acogidos a THP se facturan en 2004 a un precio de 0,037553 €/kVArh²⁶.

1.2 Pago de energía reactiva de clientes en el mercado liberalizado

La liberalización del sector eléctrico, en enero de 1998, hizo necesario establecer unas tarifas de acceso de aplicación a los clientes que acudieran a comprar su energía en el

²⁶ Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004

mercado liberalizado, pudiéndose diferenciar tres etapas en el tratamiento de la energía reactiva aplicada sobre las tarifas de acceso de clientes en el mercado liberalizado.

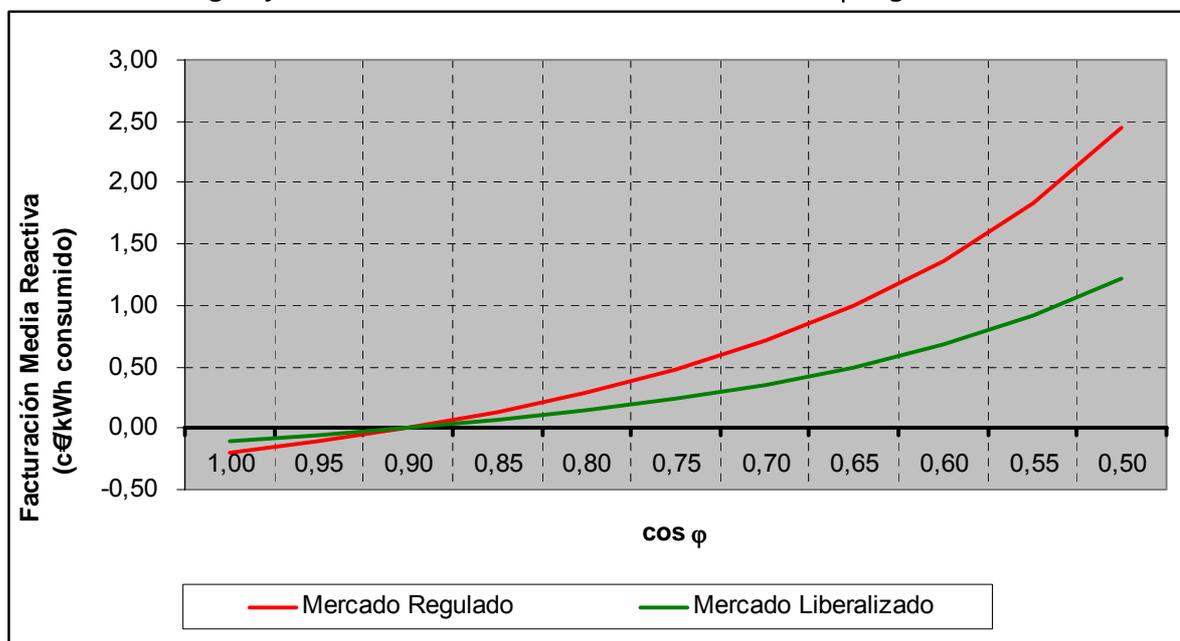
a) Real Decreto 2016/1997

El Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998 define, por primera vez, las tarifas de acceso a aplicar a aquellos clientes elegibles que acuden a mercado y que en 1998 se restringía a los consumidores cuyo consumo anual superara los 15 GWh, destacando la reducida participación efectiva de clientes en el mercado durante dicho año (2.355 GWh, unos 224 clientes).

Este Real Decreto estableció unas tarifas de acceso homotéticas a las tarifas integrales (las tarifas de acceso eran un porcentaje de las tarifas integrales), con los mismos complementos y en las mismas condiciones que se aplicaban a las tarifas integrales según la Orden de 12 de enero de 1995.

No obstante, si bien la metodología de cálculo de los recargos o descuentos por energía reactiva era la misma, independientemente a si el cliente consumía en régimen de tarifa integral o en régimen de mercado, los pagos eran distintos en virtud de la aplicación del recargo o descuento sobre la facturación básica, que siempre era menor en el caso de que el cliente consumiera en régimen de mercado (sobre la facturación de acceso) que en tarifa integral (sobre la facturación total). Como se puede observar en el siguiente gráfico, un cliente con un factor de potencia superior a 0,90 obtenía mayores descuentos por energía reactiva en el mercado regulado mientras que, para $\cos \varphi$ inferiores a 0,90 pagaba un menor precio medio de energía reactiva en régimen de mercado.

Facturación media (cent€/kWh) de energía reactiva por kWh consumido de un cliente en régimen de tarifa integral y mercado liberalizado en función de su $\cos \varphi$ según RD 2016/1997



Fuente: CNE

b) Real Decreto 2820/1998

El Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a redes, determina una nueva estructura bloque horaria para las tarifas de acceso de alta tensión.

Respecto a la facturación por energía reactiva aplicada a las tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 2820/1998, se mantiene lo señalado del RD 2016/1997 para las tarifas de acceso de baja tensión y para tarifas específicas de alta tensión (tracciones (T) y tarifas para venta a distribuidores (D)), si bien en dicho RD 2028/1998 no se incluye ningún término de energía reactiva a aplicar a las tarifas de acceso generales de alta tensión (> 1 kV).

c) Real Decreto 1164/2001

Finalmente, el 8 de noviembre de 2001 se publica el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Dicho RD generaliza la aplicación de tarifas bloque-horarias a todas las tarifas de acceso, también en la baja tensión, y elimina las tarifas de acceso específicas en la alta tensión.

En cuanto al tratamiento de la energía reactiva relacionado con las tarifas de acceso del RD 1164/2001, cabe destacar las siguientes novedades.

En primer lugar, el RD 1164/2001 introduce el término de energía reactiva como un componente más de la facturación de tarifas de acceso²⁷ para todos los clientes que acuden a comprar su energía a mercado, con la excepción de los clientes acogidos a la tarifa de acceso simple 2.0A²⁸.

En segundo lugar, el Real Decreto 1164/2001 establece una nueva metodología de cálculo de pagos de reactiva sobre las tarifas de acceso, similar a la aplicada en la THP en la Orden de 12 de enero de 1995. Esto supone, por una parte, la eliminación de bonificaciones por energía reactiva en tarifas de acceso. Por otra parte, se aplica un término energía reactiva (0,037553²⁹ €/kVA_h en 2004) en todos los periodos tarifarios,

²⁷ Hasta la publicación del RD 1164/2001, el término de facturación por energía reactiva, que podía suponer un recargo o un descuento, únicamente era de aplicación a las tarifas de baja tensión (excepto la tarifa 2.0) y a las tarifas específicas de alta tensión (tarifas T y D).

²⁸ Los consumidores acogidos a tarifa simple deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50% del consumo de energía activa; en caso contrario, la empresa distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los periodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente.

²⁹ Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004. El pago de energía reactiva asociado a las tarifas de acceso de contratos bilaterales realizados por los

salvo el periodo valle (periodo 3 para las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A y periodo 6 para las tarifas de acceso de 6 periodos) de todas las tarifas de acceso (salvo tarifa de acceso 2.0A), siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33% del consumo de energía activa (lo que equivale a un $\cos \varphi < 0,95$), durante el periodo de facturación considerado.

Por último, en el artículo 9.3 del RD 1164/2001 se establece que las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por el término de energía reactiva de las tarifas de acceso no estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997 y se dedicarán a las acciones necesarias para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras respecto a la red de transporte. Para ello, deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, dentro de los tres primeros meses, un Plan de Actuaciones para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Al respecto cabe señalar que, hasta la fecha de emisión de este informe, no se han recibido de todas las empresas distribuidoras, el Plan de Actuaciones sobre las medidas para cumplir los requisitos de control de tensión respecto a la red de transporte.

En el siguiente cuadro se muestran las diferencias actualmente existentes en el tratamiento de la facturación por energía reactiva en las tarifas integrales de los clientes en mercado regulado y en las tarifas de acceso de clientes en mercado liberalizado.

Tratamiento de la facturación por energía reactiva en tarifas integrales de los clientes en mercado regulado y en tarifas de acceso de clientes en mercado liberalizado

	Mercado Regulado (Orden 12 de enero de 1995)	Mercado Liberalizado (Real Decreto 1164/2001)
Ámbito de aplicación	Todas las tarifas integrales salvo las tarifas 1.0 y 2.0.	Todas las tarifas de acceso salvo la tarifa 2.0 A.
Metodología	<p><i>Método general</i></p> <ol style="list-style-type: none"> Cálculo del factor de potencia considerando el total de energía activa y reactiva. Cálculo del recargo o descuento dependiente del factor de potencia. Facturación por energía reactiva resultado de aplicar el recargo o descuento a la facturación básica. La facturación por energía reactiva es función de la tarifa y del patrón de consumo. <p><i>Método THP</i></p> <ol style="list-style-type: none"> Cálculo de la relación de energía reactiva/activa para los periodos 1, 2, 3 y 4. Precio único de energía reactiva para todos los periodos. Facturación por periodo de energía reactiva resultado de aplicar el precio de energía reactiva al exceso de reactiva sobre el 40% de energía activa. La facturación por energía reactiva es función del patrón de consumo. 	<ol style="list-style-type: none"> Cálculo de la relación de energía reactiva/activa por periodo horario, excluyendo periodo valle. Precio único de energía reactiva para todos los periodos. Facturación por periodo de energía reactiva resultado de aplicar el precio de energía reactiva al exceso de reactiva sobre 33% de energía activa. La facturación por energía reactiva es función del patrón de consumo.
Resultados	<ul style="list-style-type: none"> <i>Bonificaciones</i> <i>Método general:</i> tienen bonificaciones para $\cos \varphi$ comprendido entre 1 y 0,90. <i>THP:</i> no existen. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Bonificaciones:</i> No existen.
	<ul style="list-style-type: none"> <i>Recargos</i> <i>Método general</i> para $\cos \varphi$ inferior a 0,90 (función exponencial). <i>THP:</i> pago unitario si $\cos \varphi$ inferior a 0,93. 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Recargos</i> Pago unitario para $\cos \varphi$ inferior a 0,95.

Liquidación	La facturación por energía reactiva está sujeta al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997.	<ul style="list-style-type: none"> • Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por el término de energía reactiva no están sujetas al proceso de liquidaciones del Real Decreto 2017/1997. • Plan de Actuaciones a remitir a CNE.
--------------------	---	--

1.3 Aplicación del término de energía reactiva en tarifa integral horaria THP y en tarifas de acceso horarias en 3 y en 6 periodos: horas de aplicación y gestión de equipos de corrección de energía reactiva

Dos aspectos a considerar son los relativos a la gestión de los equipos de corrección de energía reactiva y al número de horas en los que no se aplican los recargos por energía reactiva a las tarifas de acceso y a la THP, por ser ambos esquemas de aplicación similar.

En primer lugar, respecto a la gestión de los equipos de corrección de energía reactiva, cabe señalar que tanto el RD 1164/2001 para las tarifas de acceso, como la Orden de 12 de enero de 1995 para tarifas integrales, salvo la tarifa THP, establecen que las empresas distribuidoras podrán acordar con sus clientes, individualmente o con carácter general para una zona determinada, la desconexión total o parcial de sus equipos de corrección de energía reactiva y del contador de la misma durante las horas valle, y la fijación del término (RD 1164/2001) o complemento (Orden de 1995) por energía reactiva a aplicar en estos casos, donde dichos acuerdos deberán tener la conformidad de la Dirección General de Política Energética y Minas.

No obstante, para la tarifa THP, la Orden de 12 de enero de 1995 determina que los clientes acogidos a esta tarifa “estarán obligados a suscribir un acuerdo de gestión de los equipos de corrección de energía reactiva con su empresa suministradora si ésta así lo solicitara. Dichos acuerdos deberán tener la conformidad de la Dirección General de la Energía”.

En este sentido, la Dirección General de Política Energética y Minas mediante Resolución, autoriza para estos clientes, la corrección de los efectos capacitivos durante las horas valle y la fijación del complemento por energía reactiva en caso de incumplimiento durante dichas horas.

En segundo lugar, en cuanto al número de horas en que puede aplicarse el término por energía reactiva en las tarifas de acceso en tres y en seis periodos y en la THP, se observa (véase cuadro inferior) que en las tarifas de acceso de tres periodos 3.0 A y 3.1 A (aplicables a clientes en el mercado de baja tensión y de media tensión), este número es superior (67% de horas anuales) que en tarifas de acceso en seis periodos (42%) y que en la tarifa integral THP (21%).

Es decir, el esquema de aplicación de un término por energía reactiva por el exceso de reactiva establecido en cada caso, aún siendo similar en las tarifas de acceso de tres periodos, de seis periodos y en la tarifa integral THP, afecta su aplicación a un mayor número de horas en las tarifas de acceso en tres periodos (3.0A y 3.1A)

Los siguientes cuadros muestran el reparto anual de las horas en las que es de aplicación el recargo de energía reactiva en las tarifas de acceso de tres periodos, seis periodos y la THP, de acuerdo con la diferenciación horaria de cada caso.

Número de horas en las que se puede aplicar los recargos por energía reactiva en las tarifas de acceso y en la THP. Año 2004

TARIFA	Nº Horas en las que <u>SI</u> se puede aplicar el recargo por reactiva (A)	Nº Horas en las que <u>NO</u> se puede aplicar el recargo por reactiva (B)	TOTAL (C)	(A)/(C)
3.0A / 3.1A	5.856	2.928	8.784	67%
6.1 - 6.5	3.712	5.072	8.784	42%
THP	1.822	6.962	8.784	21%

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995 y Real Decreto 1164/2001

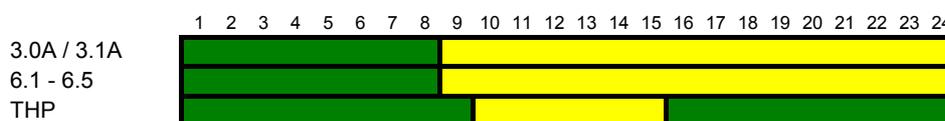
Reparto anual del número de horas en las que se puede aplicar y no se aplican recargos por energía reactiva a las tarifas de acceso y a THP

LUNES - VIERNES NO FESTIVOS

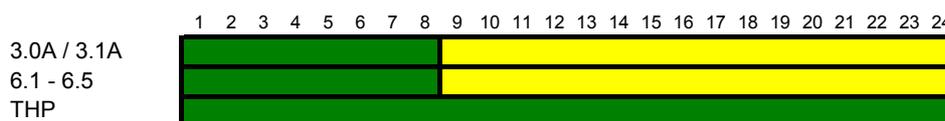
Enero, Febrero, Noviembre, Diciembre



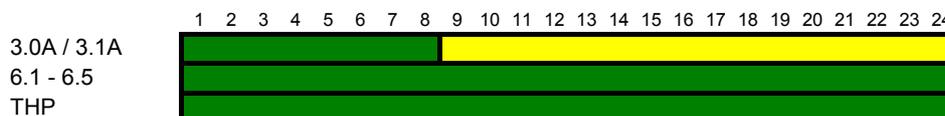
Marzo, Abril, Julio, Octubre



Mayo, Junio, Septiembre



SÁBADOS, DOMINGOS, FESTIVOS , AGOSTO



LEYENDA	
	SE APLICA REACTIVA
	NO SE APLICA REACTIVA

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995 y Real Decreto 1164/2001

Las diferencias en el número de horas en que no se aplica el recargo de energía reactiva para las tarifas de acceso de seis y tres periodos se debe a que los sábados, domingos, días festivos y agosto son considerados periodo valle (periodo 6) en las tarifas de acceso de 6 periodos, mientras que esto no ocurre en las tarifas de acceso de 3 periodos. Entre las tarifas de acceso de 6 periodos y la tarifa integral THP, si bien los periodos de ambas

coinciden³⁰, en las tarifas de acceso de 6 periodos únicamente las horas del periodo 6 son eximidas de aplicación del término de energía reactiva, mientras que en la tarifa integral THP se excluyen todas las horas de los periodos 5, 6 y 7.

Es importante destacar que el mismo valor del precio unitario por energía reactiva aplicado a la THP, que es una tarifa integral susceptible de otros descuentos tarifarios tales como la interrumpibilidad, es aplicado a las tarifas de acceso.

2. EVOLUCIÓN DE LA FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA EN EL PERIODO 1998-2003

El siguiente cuadro muestra la evolución del consumo y la facturación por energía reactiva desde 1998, fecha de inicio de la liberalización del mercado eléctrico, y 2003, último año con información anual disponible en la base de datos de Liquidaciones (BD SINCRO).

Evolución del consumo (GWh) y de la facturación por energía reactiva (Miles €) de los clientes nacionales.
Años 1998-2003

Año	Total Nacional		Clientes en Mercado Regulado		Clientes en Mercado Liberalizado	
	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)
1998	166.525	-90.937	164.739	-90.070	1.786	-867
1999	177.149	-49.500	150.218	-49.063	26.932	-438
2000	187.396	-26.366	140.537	-26.108	46.860	-257
2001	196.940	-24.882	140.433	-24.657	56.507	-225
2002	203.864	5.941	145.543	-27.621	58.322	33.562
2003	216.058	22.401	153.182	-31.094	62.876	53.494

Fuente: BD SINCRO

Nota: Se excluyen exportaciones

³⁰ La THP tiene 7 periodos, si bien el periodo 1 que comprende 13 horas diarias correspondientes a 23 días determinados por REE no se ha considerado, por lo que los 6 periodos restantes de la THP coinciden con los de la tarifa de acceso de 6 periodos.

Se observa que desde 1998 a 2001, para el total del sistema eléctrico, la facturación por energía reactiva fue negativa debido al mayor peso de los descuentos a clientes por energía reactiva que de los recargos por energía reactiva.

A partir de 2002, la facturación por energía reactiva para el sistema, cambia de signo y pasa a ser positiva, esto es, la facturación por recargos por energía reactiva es superior a la facturación por descuentos, debido a que el Real Decreto 1164/2001 establece pagos por energía reactiva a clientes en el mercado liberalizado acogidos a tarifas de acceso de 3 y 6 periodos horarios, los cuales, anteriormente no estaban sujetos a dicho pago.

El siguiente cuadro muestra la facturación por energía reactiva y el consumo de clientes nacionales en el mercado regulado y liberalizado, desagregado por niveles de tensión, en el periodo comprendido entre 1998 y 2003.

Facturación por energía reactiva (Miles €) y consumo (GWh) de clientes nacionales en mercado regulado y liberalizado, desagregado por niveles de tensión. Años 1998-2003

Total Nacional			Clientes en Mercado Regulado		Clientes en Mercado Liberalizado		
Año	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Fact. Reactiva (Miles €)	Consumo (GWh)	Consumo s/total	Fact. Reactiva (Miles €)
Nivel tensión < 1 kV							
1998	78.946	19.084	78.946	19.084	0	0,0%	0
1999	84.339	18.073	84.326	18.089	12	0,0%	-16
2000	88.416	18.686	88.361	18.753	55	0,1%	-67
2001	93.095	19.543	93.046	19.597	49	0,1%	-53
2002	96.787	19.467	96.751	19.410	36	0,0%	57
2003	103.758	26.223	101.674	20.823	2.084	2,0%	5.400
Nivel tensión 1 - 36 kV							
1998	49.716	-68.254	49.225	-67.832	492	1,0%	-422
1999	52.660	-32.246	32.290	-32.183	20.370	38,7%	-63
2000	56.490	-12.935	19.524	-12.906	36.965	65,4%	-29
2001	59.547	-9.241	14.849	-9.212	44.697	75,1%	-29
2002	62.768	21.355	15.559	-9.701	47.208	75,2%	31.056
2003	67.274	32.773	17.479	-12.147	49.795	74,0%	44.920
Nivel tensión 36 - 72,5 kV							
1998	14.334	-16.359	13.965	-16.152	369	2,6%	-207
1999	14.400	-11.109	10.459	-10.941	3.941	27,4%	-167
2000	15.066	-9.897	9.182	-9.809	5.884	39,1%	-88
2001	14.636	-9.418	8.744	-9.304	5.892	40,3%	-114
2002	15.444	-7.781	8.790	-9.499	6.654	43,1%	1.717
2003	16.934	-8.219	9.195	-10.289	7.738	45,7%	2.070
Nivel tensión 72,5 - 145 kV							
1998	11.095	-13.070	10.816	-13.070	280	2,5%	0
1999	11.989	-12.885	10.567	-12.869	1.422	11,9%	-16
2000	12.718	-12.075	10.894	-12.008	1.824	14,3%	-67
2001	11.631	-12.533	10.165	-12.480	1.466	12,6%	-53
2002	12.077	-13.614	10.434	-13.670	1.643	13,6%	57
2003	11.434	-13.202	9.844	-13.864	1.590	13,9%	662
Nivel tensión 145 kV							
1998	10.746	-12.199	10.561	-12.099	185	1,7%	-100
1999	11.984	-11.205	11.277	-11.160	707	5,9%	-45
2000	13.010	-10.138	11.371	-10.138	1.639	12,6%	0
2001	16.289	-13.252	12.434	-13.252	3.855	23,7%	0
2002	15.112	-14.155	12.773	-14.170	2.339	15,5%	15
2003	15.193	-15.561	13.850	-15.673	1.343	8,8%	112
Total Nacional							
1998	164.837	-90.799	163.513	-90.070	1.325	0,8%	-729
1999	175.371	-49.371	148.919	-49.063	26.453	15,1%	-308
2000	185.699	-26.358	139.332	-26.108	46.367	25,0%	-251
2001	195.198	-24.902	139.239	-24.652	55.959	28,7%	-250
2002	202.188	5.272	144.307	-27.630	57.882	28,6%	32.902
2003	214.593	22.014	152.042	-31.149	62.550	29,1%	53.163

Fuente: BD SINCRO

Nota: No están incluidos Empleados, Consumos propios, Concesiones Administrativas, Traspase Tajo-Segura y Exportaciones

Se observa que la facturación por energía reactiva de los clientes en mercado liberalizado presenta signo positivo para todos los niveles de tensión en los años 2002 y 2003, si bien

el cambio de signo en la facturación por dicho concepto en el año 2002 se debe, fundamentalmente, a los clientes conectados a media tensión (nivel de tensión comprendido entre 1 y 36 kV) que son los que han acudido masivamente al mercado liberalizado y desde 2003, también, a los clientes de baja tensión que han acudido a mercado, desde su elegibilidad el 1 de enero de 2003.

ANEXO VI:

**ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL
CONSEJO CONSULTIVO DE
ELECTRICIDAD**