



Comisión

Nacional

de Energía

# **INFORME 25/2007 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 2007**

20 de septiembre de 2007

## **INFORME 25/2007 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE OCTUBRE DE 2007**

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 septiembre de 2007, ha acordado, por mayoría, emitir el siguiente

### **INFORME**

#### **1 ANTECEDENTES**

El artículo 1 del Real Decreto 1634/2006 establece que *“A partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto, efectuará modificaciones de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo el reintegro con cargo a la recaudación de la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas de acuerdo con la metodología en vigor por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la tarifa del año 2006 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, en los importes realmente aportados por cada una de ellas, con inclusión de los costes financieros que se devenguen.”*

En cumplimiento de lo anterior, el pasado mes de junio se publicó el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007. El citado Real Decreto anuncia en la Disposición adicional tercera que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio publicará la adaptación de los periodos

horarios a aplicar tanto a las tarifas de suministro como a las tarifas de acceso a partir del 1 de enero de 2008. Asimismo, en la Disposición adicional sexta se establece que a partir de 1 de octubre de 2007, entrará en vigor el nuevo sistema de retribución en concepto de pago por capacidad.

El día 5 de septiembre de 2007 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, para que, de acuerdo con 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, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido en el artículo 6 del Reglamento de la CNE.

El día 12 de septiembre de 2007 se celebró el Consejo Consultivo de Electricidad. Se acompañan, como Anexo I del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

## **2 CONSIDERACIONES GENERALES**

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector eléctrico establecía en el artículo 17 que *“anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media de referencia”*. En consecuencia, desde la publicación de la Ley 54/1997 la actualización de las tarifas eléctricas se ha realizado mediante norma con rango de Real Decreto.

El pasado jueves 5 de julio, se publicó la Ley 17/2007, de 4 de julio por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

En la Disposición transitoria segunda de la Ley 17/2007 se establece que hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa.

En el punto 2 de la citada Disposición transitoria se establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de tarifas, lo que justificaría el cambio del rango de la norma por la que se actualizan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Desde el punto de vista jurídico, la principal cuestión que plantea la propuesta de Orden se concentra en la regulación de los pagos por capacidad que se lleva a cabo en el apartado Cuarto y el Anexo III de la misma.

En el preámbulo de la propuesta de Orden, así como en el punto 4 de la Memoria económica que se acompaña con la misma, se afirma que a través de la modificación del artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, operada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, se ha sustituido el mecanismo de *“garantía de potencia”* por el de *“pagos por capacidad”*. En realidad, la modificación mencionada se incardina en la retribución de la actividad de producción, de la que se ha suprimido la referencia a la retribución de la garantía de potencia que cada unidad de producción presta efectivamente al sistema, presente en la antigua redacción del artículo 16 de la Ley 54/1997, por una habilitación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema, contenida en el actual apartado c) del número primero del artículo 16.

En ejecución de la habilitación referida, la propuesta de Orden regula el mecanismo de pagos por capacidad en el apartado Cuarto y el Anexo III, estableciendo las condiciones de prestación del servicio, los requisitos para participar como proveedor del mismo, así como el régimen retributivo de pagos por la capacidad. La regulación, contenida con detalle en el Anexo III, incluye la consideración de los costes correspondientes a la retribución del servicio de capacidad a medio y a largo plazo como costes liquidables del sistema, a los efectos del Real Decreto 2017/1997. Igualmente, el punto Decimoctavo del Anexo afirma que, en tanto se desarrolla el sistema de pagos por capacidad a medio y

largo plazo, se aplicará el sistema vigente, y que los ingresos derivados de estos pagos tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el citado Real Decreto 2017/1997, cuyo artículo 4 establece una serie de conceptos que se consideran ingresos y costes liquidables, a los efectos de la citada norma reglamentaria, entre los que, obviamente, no figuran los ingresos y costes que la Propuesta de orden establece como liquidables.

Asimismo, la regulación del mecanismo de pagos por capacidad que lleva a cabo la propuesta de Orden contrasta con lo establecido en el artículo 23 bis del Real Decreto 2019/1997, de acuerdo con el cual es el Operador del Sistema quien liquida las cuantías a satisfacer o recibir por los sujetos del mercado de producción, correspondientes a los cobros y pagos por garantía de potencia.

Al respecto, ha de señalarse que la habilitación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema, contenida en el actual apartado c) del número primero del artículo 16 de la Ley 54/1997, incluye la posibilidad de modificación de las normas reglamentarias necesarias para que la regulación de la materia que nos ocupa pueda llevarse a cabo, efectivamente, a través de una orden ministerial. Así pues, la Ley habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que pueda realizar el desarrollo normativo de una materia que, hasta la entrada en vigor de la Ley 17/2007, había sido desarrollada por normas con rango de real decreto, siendo, precisamente, el hecho de que la habilitación se confiera por norma con rango legal lo que dota a la misma de la atribución potestativa suficiente para que pueda llevarse a cabo en el contexto descrito (degradación legal de normas reglamentarias).

Sin embargo, el Anexo III de la propuesta de Orden remite a futuros Procedimientos de Operación del Sistema el desarrollo de aspectos esenciales de los mecanismos de pagos por capacidad, lo que implica una segunda degradación normativa que no se compadece con el espíritu de la habilitación legal a la que antes se ha hecho referencia. Téngase en cuenta que la degradación operada por el nuevo artículo 16.1.c) de la Ley del Sector

Eléctrico, contiene al mismo tiempo, sin embargo, una reserva de regulación a favor del Ministro que no cabe burlar mediante la remisión en cadena de sus aspectos esenciales a instrumentos regulatorios (Procedimientos de Operación) que, por definición, carecen de genuina naturaleza normativa. En consecuencia, se estima necesario que la propuesta de Orden desarrolle en su integridad aquellos aspectos considerados esenciales en relación con el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo.

Adicionalmente, cabe señalar que, de acuerdo con lo establecido en los artículos 17 y 18 de la Ley 54/1997 y la Disposición transitoria segunda de la Ley 17/2007, el Gobierno establecerá la metodología de cálculo de las tarifas de suministro, los peajes de acceso y de las tarifas de último recurso. Teniendo en cuenta lo anterior, se considera que sería adecuado definir con claridad en la metodología que finalmente se establezca, no sólo el procedimiento de cálculo de los distintos precios regulados, sino también los conceptos que pueden ser actualizados, el rango de las disposiciones, la periodicidad de las actualizaciones y los agentes que intervienen en el proceso.

### **3 CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PROPUESTA DE ORDEN**

#### **3.1 Sobre el mantenimiento de tarifas**

La propuesta de Orden establece en su apartado primero que se mantienen los precios de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución establecidos en el Real Decreto 1634/2006, así como las tarifas de venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras establecidas en el Real Decreto 871/2007.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, si bien se reconoce la necesidad de aumentar tanto las tarifas integrales como de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, propone *“una congelación de las mismas como resultado de un ejercicio de responsabilidad política, en línea con la decisión tomada por el Gobierno en Julio de 2007, en la que se prefirió optar por un ajuste de tarifas progresivo que pueda ser asimilado por las economías domésticas en el medio plazo”*.

A este respecto, y dado el propio reconocimiento de ello que se hace en la Memoria adjunta a la propuesta, esta Comisión considera que no es necesario profundizar de nuevo en lo que ya ha señalado reiteradamente en sucesivos informes<sup>1</sup> sobre las propuestas de Reales Decretos por los que se establece la tarifa eléctrica, en relación con la necesidad de que cualquier metodología tarifaria que se desarrolle debe respetar los principios de suficiencia de ingresos y aditividad, principios que la metodología actual no satisface.

En todo caso, como también se ha señalado en el “informe 39/2006, sobre la propuesta de tarifa eléctrica para el 2007”, el reconocimiento ex ante de un déficit en las actividades reguladas introduce mejoras respecto al tratamiento de los déficit de ingresos registrados en ejercicios anteriores. Esto es debido a aspectos como los siguientes: (1) el sistema de déficit ex ante parte, en su proceso de cálculo, del reconocimiento de los costes reales existentes, siendo, en este sentido, más transparente y metodológicamente más razonable; (2) al tratarse de un déficit imputado a las actividades reguladas, se traduce en tarifas de acceso menores lo que puede conseguir, si se desarrolla de forma adecuada, que se reduzca la distorsión de la competencia entre el suministro a precio libre de los comercializadores y el suministro tarifario a precio regulado; (3) al ser un déficit de actividades reguladas se podría justificar la inclusión de la anualidad correspondiente como un coste de acceso que será pagado por todos; (4) se reduce en cierta medida la incertidumbre para los agentes; etc. No obstante, lo anterior no debe ser óbice para afirmar que esta alternativa se aleja de los planteamientos que defiende esta Comisión por entender que el mantenimiento de un déficit, sea cual sea su naturaleza, no es aceptable desde muchos puntos de vista pues introduce importantes distorsiones en el sistema.

---

<sup>1</sup> Véanse los informes de la CNE “Informe 18/2002, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2003”, “Informe 58/2003, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2004”, “Informe 7/2004, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2005”, “Informe 24/2005, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2006”, “Informe 21/2006, sobre la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2006”, “Informe 39/2006, sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2007”, “Informe 19/2007 por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2007”, “Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas” de noviembre de 2001 y “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje” de noviembre 2005.

En este sentido, se considera importante insistir en que el escenario de mantenimiento de los precios de las tarifas integrales y de acceso implica en realidad el mantenimiento en el sistema de dos conceptos de tarifa distintos, que podrían denominarse tarifa nominal y tarifa real. La tarifa nominal sería la publicada en el BOE y es la que paga el consumidor en la factura correspondiente al mes en que se ha producido el consumo. La tarifa real es la que resulta de considerar los costes totales del sistema y que constituye la que la globalidad de los consumidores del sistema acabará finalmente pagando en el futuro por esos consumos pasados.

La decisión de mantener los precios de las tarifas integrales y las tarifas de acceso a las redes (esto es, el mantenimiento de las tarifas nominales) en el fondo únicamente supone decidir el modo de financiación de la tarifa real (esto es, decidir cómo y qué porcentaje de la tarifa real se va a diferir a ejercicios futuros). No obstante, esto conlleva efectos perversos en el sistema, entre los que se pueden enunciar los siguientes: (1) la necesidad de mayores incrementos futuros de las tarifas “nominales” eléctricas, (2) problemas de asignación de costes entre distintos segmentos de clientes o (3) el incremento del consumo derivado del uso ineficiente de la energía eléctrica al recibir los consumidores señales de precios inferiores a los reales. Este punto iría además en contra de la búsqueda de una mayor eficiencia en la forma de consumir de los consumidores, lo cual parece que debe ser una prioridad en la realidad actual. En este sentido, cabe decir que los ingresos reales de las empresas del sector no sólo no se ven afectados de forma sensible por el mantenimiento o no de la tarifa nominal, sino que incluso podrían beneficiarse por el efecto positivo que puede tener el incremento del consumo debido a la señal distorsionada de precios bajos.

En consecuencia, cabe señalar que, con la metodología actual, la única forma efectiva de modificar la tarifa real que finalmente pagan los consumidores sería mediante la revisión de los costes reales y no mediante el cambio o no de la tarifa nominal. Es en este ámbito donde deberían concentrarse los esfuerzos, en conseguir unos costes reales del sistema lo más eficientes posible.

Con objeto de tener una idea aproximada del impacto que supondría para los consumidores igualar la tarifa nominal a la tarifa real, por ejemplo para el sector



doméstico, se ha comparado la factura media a los precios vigentes y la factura media que resultaría con la tarifa aditiva. Cabe señalar que, según el escenario<sup>2</sup> de previsión de la CNE, el incremento medio mensual necesario para que los consumidores domésticos tuvieran una tarifa aditiva oscila entre los 2,3 €/cliente y mes para el caso de la tarifa 2.0.1 (aplicable a los consumidores con potencia contratada comprendida entre 1 y 2,5 kW) y los 11,62 €/cliente y mes para el caso de la tarifa 3.0.1 (aplicable a consumidores con potencia comprendida entre 10 y 15 kW) (véase Cuadro 1).

**Cuadro 1. Facturación media mensual resultante de la aplicación de las tarifas establecidas en el RD 871/2007, la tarifa aditiva resultante de aplicar la metodología de la CNE y el incremento necesario en términos de €/cliente y mes. Año 2007**

Tarifa		Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Consumo medio anual (kWh)	Factura media mensual RD 871/2007 (€)	Factura media mensual según Propuesta CNE (€)	Incremento necesario €/cliente y mes
1.0	P ≤ 1 kW	216.931	167	160.920	742	4,15	7,81	3,66
2.0.1	1 kW < P ≤ 2,5 kW	4.086.585	7.359	6.356.825	1.556	14,39	16,71	2,33
2.0.2	2,5 kW < P ≤ 5 kW	13.350.649	47.817	34.090.776	2.553	24,79	28,60	3,81
2.0.3	5 kW < P ≤ 10 kW	4.151.714	26.776	20.338.026	4.899	47,13	54,08	6,95
3.0.1	10 kW < P ≤ 15 kW	457.781	5.791	5.523.683	12.066	115,56	127,17	11,62
<b>Total domésticos</b>		<b>22.263.659</b>	<b>87.911</b>	<b>66.470.229</b>	<b>2.986</b>	<b>28,71</b>	<b>32,99</b>	<b>4,28</b>

Fuentes: Real Decreto 871/2007, empresas distribuidoras y CNE

### **3.2 Sobre la actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial**

El apartado segundo de la propuesta de Orden actualiza a partir del 1 de octubre de 2007 las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial de los subgrupos a.1.1 (cogeneraciones que utilizan como combustible gas natural) y a.1.2 (cogeneraciones que utilizan como combustible gasóleo, fuel-oil o GLPs) del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actualización trimestral de las tarifas y primas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 44.1 y siguiendo la metodología establecida en el Anexo VII del citado Real Decreto.

<sup>2</sup> Dicho escenario de previsión se elaboró a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario y sirvió para informar sobre la propuesta de Real Decreto 1634/2006 (véase Anexo II del informe CNE 39/2006)

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden la variación de los índices de referencia utilizados para la actualización de las tarifas y primas han sido los siguientes: (1) un incremento de 2,4 puntos básicos para el IPC, (2) una reducción del 0,68 por ciento para el índice de precios del gas natural y (3) un incremento del 1,75 por ciento para índice de precios del precio del gasóleo, fuel y GLP.

Los valores resultantes de aplicar la citada metodología suponen un aumento comprendido entre el 0,07% y el 0,38% para las tarifas y primas del grupo a.1.1 y un aumento del 1,74% para las tarifas y primas del grupo a.1.2 respecto de los valores publicados en el Real Decreto 661/2007 (véase Cuadro 2).

**Cuadro 2. Tarifas reguladas y primas de referencia de la propuesta de OM vs RD 661/2007.**

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	RD 661/2007		Propuesta OM		Tasa de variación	
				Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Tarifa regulada	Prima de referencia
a.1	a.1.1	Gas Natural	P≤0,5 MW	12,0400	-	12,0861	-	0,38%	-
			0,5<P≤1 MW	9,8800	-	9,9178	-	0,38%	-
			1<P≤10 MW	7,7200	2,7844	7,7321	2,7888	0,16%	0,16%
			10<P≤25 MW	7,3100	2,2122	7,3189	2,2149	0,12%	0,12%
			25<P≤50 MW	6,9200	1,9147	6,9245	1,9159	0,07%	0,06%
	a.1.2	Gasóleo / GLP	P≤0,5 MW	13,2900	-	13,5187	-	1,72%	-
			0,5<P≤1 MW	11,3100	-	11,5046	-	1,72%	-
			1<P≤10 MW	9,5900	4,6644	9,7564	4,7454	1,74%	1,74%
			10<P≤25 MW	9,3200	4,2222	9,4820	4,2956	1,74%	1,74%
			25<P≤50 MW	8,9900	3,8242	9,1467	3,8909	1,74%	1,74%
		Fuel	0,5<P≤1 MW	10,4100	-	10,5888	-	1,72%	-
			1<P≤10 MW	8,7600	3,8344	8,9119	3,9009	1,73%	1,73%
			10<P≤25 MW	8,4800	3,3822	8,6273	3,4410	1,74%	1,74%
			25<P≤50 MW	8,1500	2,9942	8,2919	3,0463	1,74%	1,74%

Fuente: RD 661/2007 y propuesta OM

En relación con la actualización de las tarifas y primas del Real Decreto 661/2007 cabe realizar las siguientes consideraciones.

En primer lugar, no ha sido posible replicar el cálculo de las tarifas y primas del subgrupo a.1.1 de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo VII del Real Decreto 661/2007 por no disponer de la información necesaria para calcular la variación del índice de precios de cogeneración del gas natural (IGN<sub>n</sub>). Este índice recoge la variación del

durante el trimestre natural “n” del precio de venta de gas natural aplicado por los comercializadores al segmento de clientes de cogeneración.

No obstante lo anterior, con las fuentes de información disponibles en la CNE<sup>3</sup>, se ha podido comprobar que, pese a la gran volatilidad existente de precios en este mercado, la variación propuesta por el Ministerio es coherente con la variación observada en los mercados para el mismo periodo.

En segundo lugar, en relación con la actualización de tarifas y primas del subgrupo a.1.2 el Anexo VII del Real Decreto 661/2007 establece que se tomará como índice de precios de combustibles (IComb<sub>n</sub>) el valor medio durante el trimestre natural “n” del coste medio CIF del crudo importado por España, obtenido de los datos publicados mensualmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el Boletín Estadístico de Hidrocarburos, dividido por el correspondiente al tercer trimestre de 2006 y multiplicado por 100.

De acuerdo con la información obtenida de los Boletines Estadísticos de Hidrocarburos correspondiente al tercer trimestre de 2006 y al segundo trimestre de 2007, el incremento experimentado el índice ha sido de un 3,69%, valor superior al considerado en la propuesta de Orden (véase Cuadro 3).

**Cuadro 3. Coste medio CIF del crudo importado en España publicado en el Boletín Estadístico de Hidrocarburos.**

Año	Mes	Boletín HC nº	Precio Medio CIF (€/Bbl)	Precio medio Trimestre	Variación sobre base 3T 2006
2006	julio	104	50,99	46,99	100
	agosto	105	45,09		
	septiembre	106	44,88		
2007	abril	113	48,02	48,72	103,69
	mayo	114	47,54		
	junio	115	50,61		

Fuente: Boletines de Hidrocarburos publicados por CORES

<sup>3</sup> Variación de los precios medios de las tarifas reguladas del gas natural para los segmentos de consumidores asimilables a instalaciones de cogeneración, variación del CMP y otros precios de importación de gas en mercados internacionales

En consecuencia, de acuerdo con los cálculos de esta Comisión, los valores correspondientes al subgrupo a.1.2 resultarían ligeramente superiores a los recogidos en la propuesta de Orden (véase Cuadro 4).

**Cuadro 4. Tarifas reguladas y primas de referencia de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 del RD 661/2007, de la propuesta de Orden y de la propuesta de la CNE a aplicar a partir del 1 de octubre de 2007**

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Valores RD 661/2007		Actualización CNE		Δ CNE vs. RD 661/2007	Propuesta de Orden		Δ CNE vs. Orden
				Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh		Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	
a.1	a.1.1	GN	P≤0,5 MW	12,0400	-	12,0861	-	0,38%	12,0861	-	-
			0,5<P≤1 MW	9,8800	-	9,9178	-	0,38%	9,9178	-	-
			1<P≤10 MW	7,7200	2,7844	7,7321	2,7888	0,16%	7,7321	2,7888	-
			10<P≤25 MW	7,3100	2,2122	7,3189	2,2149	0,12%	7,3189	2,2149	-
			25<P≤50 MW	6,9200	1,9147	6,9245	1,9159	0,07%	6,9245	1,9159	-
	a.1.2	Gasóleo / GLP	P≤0,5 MW	13,2900	-	13,6794	-	2,93%	13,5187	-	1,2%
			0,5<P≤1 MW	11,3100	-	11,6414	-	2,93%	11,5046	-	1,2%
			1<P≤10 MW	9,5900	4,6644	9,8914	4,8110	3,14%	9,7564	4,7454	1,4%
			10<P≤25 MW	9,3200	4,2222	9,6165	4,3565	3,18%	9,4820	4,2956	1,4%
			25<P≤50 MW	8,9900	3,8242	9,2799	3,9475	3,22%	9,1467	3,8909	1,5%
		Fuel	0,5<P≤1 MW	10,4100	-	10,7080	-	2,86%	10,5888	-	1,1%
			1<P≤10 MW	8,7600	3,8344	9,0307	3,9529	3,09%	8,9119	3,9009	1,3%
			10<P≤25 MW	8,4800	3,3822	8,7452	3,4880	3,13%	8,6273	3,4410	1,4%
			25<P≤50 MW	8,1500	2,9942	8,4102	3,0898	3,19%	8,2919	3,0463	1,4%

Fuente: RD 661/2007, propuesta de Orden y CNE

En tercer lugar, el artículo 44 del Real Decreto 661/2007 establece en el apartado primero párrafo sexto que *“Las tarifas y primas para las instalaciones de los grupos c.1, c.2 y c.3 se mantendrán por un periodo de quince años desde la puesta en servicio de la instalación, actualizándose, las correspondientes a los grupos c.1 y c.3, anualmente tomando como referencia el IPC, y las correspondientes al grupo c.2, de igual manera que las cogeneraciones del grupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen como combustible fueloil.”*

Análogamente, la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007 establece en el punto 1.3 que las tarifas de las instalaciones acogidas a la categoría d) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo y las incluidas en su disposición adicional segunda, que utilicen la cogeneración para el tratamiento y reducción de los sectores agrícola, ganadero y de servicios se actualizarán de igual manera que los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

En consecuencia se entiende que debería establecerse en la Orden la actualización de dichas tarifas y primas (véanse cuadros 5 y 6).

**Cuadro 5. Actualización de las tarifas reguladas y primas de referencia correspondientes al grupo c.2 del Real 661/2007**

Art. 44.1.	Actualización según	Combustible	Potencia	Artículo 42 RD 661/2007		Propuesta actualización CNE		Δ Propuesta CNE vs. RD 661/2007
				Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	
c.2.	a.1.2.	Fuel	0,5<P≤1 MW			-	-	-
			1<P≤10 MW			-	-	-
			10<P≤25 MW	5,3600	2,3000	5,5276	2,3719	3,13%
			25<P≤50 MW			-	-	-

Fuente: RD 661/2007, propuesta de Orden y CNE

**Cuadro 6. Actualización de las tarifas de las instalaciones acogidas a la categoría d) y a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 432/2004**

Actualización s/ subgrupo	Combustible	Potencia	Tipo Instalación				Δ Propuesta CNE vs. RD 661/2007
			Tratamiento y reducción de Purines de explotaciones de porcino	Tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva	Tratamiento y reducción de lodos	Tratamiento y reducción de otros residuos	
a.1.1	GN	P≤0,5 MW	10,5301	9,3858	5,3805	4,6176	0,38%
		0,5<P≤1 MW	10,5301	9,3858	5,3805	4,6176	0,38%
		1<P≤10 MW	10,5065	9,3647	5,3684	4,6072	0,16%
		10<P≤25 MW	10,5028	9,3614	5,3665	4,6056	0,12%
		25<P≤50 MW	10,4968	9,356	5,3635	4,603	0,07%
a.1.2	Gasoleo / GLP	P≤0,5 MW	10,7974	9,624	5,5171	4,7348	2,93%
		0,5<P≤1 MW	10,7974	9,624	5,5171	4,7348	2,93%
		1<P≤10 MW	10,8197	9,6438	5,5284	4,7446	3,14%
		10<P≤25 MW	10,8237	9,6475	5,5305	4,7463	3,18%
	Fuel	25<P≤50 MW	10,8283	9,6516	5,5329	4,7484	3,23%
		0,5<P≤1 MW	10,7903	9,6176	5,5134	4,7317	2,86%
		1<P≤10 MW	10,8142	9,6389	5,5256	4,7421	3,09%
		10<P≤25 MW	10,818	9,6424	5,5276	4,7438	3,13%
		25<P≤50 MW	10,8249	9,6485	5,5311	4,7468	3,19%

Fuente: RD 661/2007, propuesta de Orden y CNE

En el caso de las instalaciones acogidas a la DT 2ª del RD 661/2007, de acuerdo con la información que posee la CNE, todas ellas consumidoras de gas natural (véase Cuadro 7), la Orden Ministerial objeto de este informe debería establecer al menos las tarifas anteriores derivadas de la actualización trimestral del subgrupo a.1.1.

**Cuadro 7. Instalaciones acogidas a la DT 2ª del RD 661/2007**

Rango de potencia	GRUPO	d1	d2	Total general
	COMBUSTIBLE	Gas natural	Gas natural	
<b>0,1 &lt; P &lt;= 1 MW</b>	Potencia Instalada (MW)	-	0,61	0,61
	Nº Instalaciones	-	1	1
<b>1 &lt; P &lt;= 2 MW</b>	Potencia Instalada (MW)	1,1	3,5	4,6
	Nº Instalaciones	1	2	3
<b>2 &lt; P &lt;= 5 MW</b>	Potencia Instalada (MW)	4,1	27,2	31,3
	Nº Instalaciones	1	7	8
<b>5 &lt; P &lt;= 10 MW</b>	Potencia Instalada (MW)	37,0	56,5	93,5
	Nº Instalaciones	5	7	12
<b>10 &lt; P &lt;= 15 MW</b>	Potencia Instalada (MW)	265,5	44,8	310,3
	Nº Instalaciones	18	4	22
<b>15 &lt; P &lt;= 25 MW</b>	Potencia Instalada (MW)	-	183,4	183,4
	Nº Instalaciones	-	9	9
Total Potencia Instalada (MW)		308	316	624
Total Nº Instalaciones		25	29	54

Por último, cabe señalar que se han detectado las siguientes erratas en el Anexo VII del Real Decreto 661/2007. Erratas que han sido tenidas en cuenta en los procesos de cálculo de la actualización de las tarifas reguladas y primas de referencia.

- En la página 22880, el valor del porcentaje de variación en el trimestre del IPC que figura es 0,556%, cuando debería ser -0,556%.
- En la página 22881, la fórmula:

$$\Delta_n IPC = (IPC_n - IPC_{n-1}) / IPC_{n-1}$$

debería ser:

$$\Delta_n IPC = (IPC_n - IPC_{n-1})$$

es decir, incremento y no variación porcentual.

### **3.3 Sobre la revisión de los periodos horarios**

La Disposición adicional tercera del Real Decreto 871/2007 estableció que, antes del 1 de septiembre de 2007, Red Eléctrica de España, S.A. debía remitir al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de modificación de los periodos horarios a aplicar en las tarifas integrales y en las tarifas de acceso, adaptadas a las curvas de demanda registradas en los últimos años.

Asimismo, estableció que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, antes del 1 de octubre de 2007, y a la vista de dicha propuesta, publicaría las adaptaciones necesarias de los periodos aplicables a las tarifas para que se apliquen a partir de 1 de enero de 2008.

En cumplimiento de lo anterior, en el apartado tercero de la propuesta de Orden se establece que a partir del 1 de enero de 2008 serán de aplicación tanto a las tarifas integrales como a las tarifas de acceso los periodos horarios que se recogen en el Anexo II.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden Ministerial, los ajustes de los calendarios de cada discriminación horaria se han realizado de forma que las horas de punta de cada uno los calendarios coincidan con las puntas del sistema/subsistema al que aplican.

Esta Comisión considera necesaria la modificación de los periodos horarios para que éstos se adapten mejor a las curvas de demanda registradas en los últimos años. No obstante, como se ha propuesto por numerosos miembros del Consejo Consultivo, se considera necesario rechazar los cambios introducidos en la propuesta de Orden en tanto no se haga un análisis más profundo de las implicaciones de la misma recogiendo, al menos, los siguientes aspectos.

En primer lugar, en relación con la metodología de cálculo se considera que si bien es razonable en la medida en que se recogerían mejor tanto las temporadas eléctricas como las puntas del sistema, hubiera sido deseable tener en cuenta el efecto de las modificaciones introducidas sobre los distintos perfiles de consumo que subyacen en la demanda del sistema.

En segundo lugar, como han señalado varios miembros del Consejo Consultivo, se considera necesario analizar en profundidad los efectos de los cambios por zonas geográficas.

En tercer lugar, se considera que pudiera haber sido igualmente deseable completar el análisis teniendo en cuenta el índice de cobertura de las distintas horas, máxime teniendo en cuenta el grado de influencia creciente del régimen especial y sus especiales características de disponibilidad.

Por último, tal y como recoge el “Estudio de periodos tarifarios” propuesto por REE, quedaría pendiente de analizar el impacto de la modificación de los periodos horarios sobre los siguientes aspectos:

- Viabilidad técnica y plazo de implantación de los cambios propuestos
- Impacto sobre los ingresos del sistema
- Impacto sobre el servicio de interrumpibilidad de los clientes en el mercado
- Impacto sobre la determinación de la potencia a facturar en el modo 5 de facturación de la potencia.
- Impacto sobre los ingresos por garantía de potencia
- Impacto sobre los coeficientes de pérdida.

Adicionalmente, se considera que en la revisión de los periodos horarios que finalmente se plantee debieran ser tenidas en cuenta las siguientes consideraciones:

En primer lugar, en relación con las modificaciones de los periodos horarios aplicables a las tarifas integrales de los clientes conectados a redes de alta tensión (Calendarios tipo 1, tipo 2, tipo 3, tipo 4 y tipo 5) debería tenerse en cuenta que la Disposición adicional



cuarta del Real Decreto 871/2007 establece la supresión de las tarifas generales de alta tensión el 1 de julio de 2008. La modificación de los periodos horarios de las tarifas aplicables a los consumidores de alta tensión les llevaría a adaptar sus procesos productivos a los nuevos calendarios en dos ocasiones en un periodo de 6 meses, con el coste que ello puede ocasionar. Al respecto, cabe señalar que la necesidad de la estabilidad de los periodos horarios en el medio plazo para transmitir las señales de precios adecuadas a los consumidores.

No obstante, sí se considera adecuada la modificación del calendario aplicable a la tarifa horaria de potencia a partir del 1 de enero de 2008, aunque la citada Disposición adicional cuarta establezca la supresión de dicha tarifa el 1 de julio de 2008, dado que el calendario aplicable de la THP y el aplicable a los suministros de alta tensión en el mercado liberalizado son equivalentes, con la excepción del periodo de punta móvil, no considerado en las tarifas de acceso.

En segundo lugar, en relación con la revisión de los periodos horarios de las tarifas integrales aplicables a clientes conectados a redes de baja tensión (nivel de tensión inferior a 1 kV), como han puesto de manifiesto varios miembros del Consejo Consultivo, se considera necesario que converja con los periodos horarios de las tarifas de acceso correspondientes.

Cabe señalar que la Disposición adicional vigésimo cuarta de la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 17/2007, establece que a partir del 1 de enero de 2009 desaparece el sistema de tarifas integrales y se establece la tarifa de último recurso. Además, establece que a partir del 1 de enero de 2010 únicamente podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores conectados a redes de baja tensión.

Asimismo, se considera importante señalar que el artículo 18 de la Ley 54/1997 dispone que el Gobierno establecerá la metodología de cálculo de las tarifas de último recurso y que en su cálculo se incluirán de forma aditiva el coste de producción, los peajes de acceso y el coste de comercialización que corresponda.

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera necesario que los cambios introducidos en los periodos horarios de las tarifas integrales aplicables a los consumidores de baja tensión deberían incrementar la coherencia entre las estructuras tarifas de baja tensión aplicables en el mercado regulado y las aplicables en el mercado liberalizado.

Las observaciones anteriores únicamente afectarían a los clientes acogidos a la tarifa integral 2.0 con discriminación nocturna (2.0N), la tarifa integral de baja tensión con potencia superior a 15 kW (tarifa 3.0.2) y la tarifa específica de riegos (R.0), ya que los clientes acogidos a tarifas integrales de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW (esto es, tarifas 1.0, 2.0.X y 3.0.1) únicamente tienen la posibilidad de discriminar su consumo en dos periodos, de acuerdo con la disposición adicional cuarta del Real Decreto 1634/2007, y estos periodos coinciden con los establecidos para las tarifas de acceso.

No obstante, de nuevo, dado que el Real Decreto 871/2007 establece la desaparición de las tarifas 2.0N y R.0 el próximo 1 de julio de 2008, la revisión de los periodos horarios únicamente debería afectar a los clientes acogidos a la tarifa 3.0.2. En concreto, a los clientes acogidos a las tarifas integrales 3.0.2 únicamente les sería de aplicación la discriminación horaria de tres periodos, cuyo calendario coincidiría con la discriminación horaria de tres periodos aplicable en el mercado liberalizado.

En tercer lugar, la propuesta de Orden modifica el calendario de la discriminación horaria de dos periodos (denominada DHA) aplicable a aquellos consumidores conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW. El nuevo calendario propuesto para la DHA considera como horas de punta para todas las zonas, las comprendidas entre las 12:00 y las 22:00 en invierno y las 10:00 y las 20:00 en verano. Esto es, retrasa una hora el periodo de punta en invierno y adelanta dos horas el periodo de verano.

Cabe señalar que, de acuerdo con el Real Decreto 1634/2006, los cambios de invierno a verano y viceversa coinciden con la fecha del cambio de hora oficial, por lo que de mantener una diferencia de 2 horas entre el horario de invierno y de verano para los clientes acogidos a la discriminación horaria tipo DHA, se obligará a la reprogramación

masiva de contadores en la citada fecha de cambio de hora, por lo que sería más adecuado que la diferencia entre el horario de invierno y verano se mantenga en una 1 hora en tanto estos consumidores no dispongan de equipo con capacidad de registro horario.

En cuarto lugar, en relación con la revisión de los periodos horarios aplicables a las tarifa de acceso se considera que los periodos horarios establecidos para la discriminación horaria tipo 4 aplicable a los clientes de tarifa integral se adaptan mejor a la curva de demanda del sistema, por lo que este debería ser el calendario de aplicación a los clientes acogidos a las tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A y a los clientes acogidos a las tarifas integrales de baja tensión 3.0.2.

Por último se han detectado las siguientes erratas en el Anexo II de la propuesta de Orden.

En el calendario de la discriminación horaria tipo 3 para la zona 7, en las horas de llano de la temporada de verano debería figurar de 15-24 en lugar de 15-23.

El calendario de la discriminación horaria tipo 5 aumenta en 4 horas el llano de los días medio a costa de reducir las horas de valle. Dado que en la propuesta de Orden únicamente se actualiza el calendario y no el cuadro de los coeficientes de recargo o descuento aplicables para cada tipo de hora se produce una inconsistencia. En consecuencia se debería introducir en la disposición el cuadro de coeficientes de recargo o descuento coherente con la modificación propuesta.

Periodo horario	Categoría de los días	Duración h/día	Descuento o recargo Coeficiente
Punta	Pico.....	10	+ 300
	Alto.....	4	+ 100
Llano	Pico.....	6	
	Alto.....	12	
	<b>Medio.....</b>	<b>12</b>	
Valle	Pico.....	8 *	- 43
	Alto.....	8 *	- 43
	<b>Medio.....</b>	<b>12 *</b>	- 43
	Bajo.....	24 *	- 43
	Siguiente día-bajo.....	8	- 50

\* Salvo días siguientes a días bajos.

En definitiva, se considera que antes de modificar los periodos horarios, es necesario disponer de un análisis global del coste-beneficio de la implantación de los nuevos calendarios.

En relación con esto, con objeto de valorar mínimamente el impacto sobre los ingresos del sistema de los cambios introducidos en los periodos horarios, se ha procedido a realizar una estimación consistente en refacturar los consumos con el escenario de previsión de la CNE, suponiendo que en el corto plazo los consumidores no modifican su curva de demanda por efecto del cambio de discriminaciones, esto es, suponiendo un caso extremo en el que no se produce cambio alguno en la forma de consumir.

En el Cuadro 8 se compara el efecto sobre los ingresos resultante de aplicar los nuevos periodos horarios a las curvas de demanda generadas<sup>4</sup> para el escenario de previsión de la CNE para 2007.

<sup>4</sup> Las curvas de cargas empleadas en el escenario de previsión de la CNE se han construido de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 3 de la "Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas", noviembre de 2001.

**Cuadro 8. Estimación del impacto sobre los ingresos del sistema de la modificación de los calendarios aplicables a los clientes acogidos a tarifa integral según las curvas de carga generadas para el escenario de previsión de demanda e ingresos de la CNE para 2007**

NT	DH	CONSUMO (MWh)	Nº SUMINISTROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2006	Facturación (Miles de €)		Propuesto vs Vigente	
				Calendarios Vigentes	Calendarios Propuestos	Miles de €	%
<b>Baja Tensión (Potencia contratada &lt; 15 kV) (1)</b>		<b>79.158.500</b>	<b>23.309.250</b>	<b>8.700.113</b>	<b>8.700.113</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
	DH1	66.470.229	22.174.278	7.687.478	7.687.478	0	0,0%
	DH2	12.688.271	1.134.972	1.012.635	1.012.635	0	0,0%
<b>Baja Tensión (Potencia contratada &gt; 15 kV)</b>		<b>24.101.702</b>	<b>615.074</b>	<b>2.799.943</b>	<b>2.777.958</b>	<b>-21.985</b>	<b>-0,8%</b>
	DH1	5.210.111	305.731	675.327	675.327	0	0,0%
	DH2	11.299.778	219.228	1.339.945	1.317.365	-22.580	-1,7%
	DH3	4.220.961	52.637	448.582	448.299	-283	-0,1%
	DH4	3.169.036	36.744	318.844	319.096	252	0,1%
	DH5	201.816	734	17.246	17.871	625	3,6%
<b>AT General</b>		<b>32.362.194</b>	<b>62.733</b>	<b>2.643.082</b>	<b>2.640.159</b>	<b>-2.923</b>	<b>-0,1%</b>
	DH1	138.271	10.472	14.291	14.291	0	0,0%
	DH2	4.089.006	21.885	391.316	385.262	-6.054	-1,5%
	DH3	14.186.264	17.862	1.187.108	1.186.550	-558	0,0%
	DH4	13.068.183	11.665	997.324	998.162	838	0,1%
	DH5	880.470	849	53.043	55.893	2.850	5,4%
<b>AT Interrumpible</b>		<b>14.699.556</b>	<b>124</b>	<b>532.707</b>	<b>561.124</b>	<b>28.417</b>	<b>5,3%</b>
	DH1	0	0	0	0	0	
	DH2	0	0	0	0	0	
	DH3	817.355	22	47.757	48.158	401	0,8%
	DH4	6.408.795	76	259.636	262.818	3.182	1,2%
	DH5	7.473.407	26	225.313	250.147	24.834	11,0%
<b>THP</b>		<b>8.002.370</b>	<b>83</b>	<b>218.457</b>	<b>225.161</b>	<b>6.703</b>	<b>3,1%</b>
<b>G.4</b>		<b>9.610.851</b>	<b>5</b>	<b>275.153</b>	<b>275.157</b>	<b>3</b>	<b>0,0%</b>
<b>Tarifas D</b>		<b>4.669.422</b>	<b>535</b>	<b>247.496</b>	<b>247.254</b>	<b>-243</b>	<b>-0,1%</b>
	DH1	14.265	59	953	953	0	0,0%
	DH2	75.131	64	4.389	4.338	-50	-1,1%
	DH3	1.911.921	127	104.254	104.035	-219	-0,2%
	DH4	2.638.539	282	136.499	136.519	20	0,0%
	DH5	29.566	3	1.401	1.408	6	0,5%
<b>Tarifas R</b>		<b>1.121.643</b>	<b>15.693</b>	<b>88.500</b>	<b>88.762</b>	<b>262</b>	<b>0,3%</b>
	DH1	11.687	1.337	1.229	1.229	0	0,0%
	DH2	91.617	3.018	8.860	8.779	-81	-0,9%
	DH3	236.931	3.692	20.212	20.271	60	0,3%
	DH4	781.408	7.646	58.199	58.483	284	0,5%
<b>TOTAL</b>		<b>173.726.238</b>	<b>24.003.497</b>	<b>15.505.453</b>	<b>15.515.688</b>	<b>10.235</b>	<b>0,1%</b>

Fuente: CNE, empresas distribuidoras, Real Decreto 871/2007, Orden de 12 de enero de 1995 y propuesta de OM

(1) No se ha analizado el impacto sobre los ingresos de la modificación de la discriminación horaria DHA.

Se observa que, con las hipótesis adoptadas, los consumidores acogidos a tarifas con discriminación horaria tipo 5 y los consumidores acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia (THP) son los que mayores aumentos registrarían en sus precios medios. No obstante, es importante incidir en que se trata de un escenario de referencia y que lo más razonable es

que los consumidores, sobre todo los más sensibles al precio, reaccionen adaptando sus consumos a los nuevos periodos horarios. Este es el caso de los consumidores afectados por las mayores subidas que tienen una elevada capacidad de modulación.

En el Cuadro 9 se compara los ingresos de acceso que se obtienen con los calendarios vigentes y propuestos, de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE para 2007.

**Cuadro 9. Impacto sobre los ingresos del sistema de la modificación de los calendarios aplicables a los de mercado liberalizado según las curvas de carga generadas para el escenario de previsión de demanda e ingresos de la CNE para 2007**

NT	CONSUMO (MWh)	Nº SUMINISTROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2006	Facturación Acceso (Miles de €)		Propuesto vs Vigente	
			Calendarios Vigentes	Calendarios Propuestos	Miles de €	%
<b>TARIFAS DE BAJA TENSION</b>	<b>19.422.038</b>	<b>1.899.681</b>	<b>819.621</b>	<b>819.535</b>	<b>-86</b>	<b>0,0%</b>
2.0 A	5.901.575	1.675.129	314.797	314.797	0	0,0%
2.0 NA	9.817	551	348	348	0	0,0%
3.0 A	13.510.646	224.001	504.476	504.390	-86	0,0%
<b>TARIFAS DE ALTA TENSION</b>	<b>61.164.872</b>	<b>42.524</b>	<b>813.164</b>	<b>820.677</b>	<b>7.513</b>	<b>0,9%</b>
3.1 A ( 1 kV a 36 kV)	9.493.498	33.706	214.130	214.118	-12	0,0%
6.1 (1 kV a 36 kV)	38.195.479	8.022	511.559	518.921	7.362	1,4%
6.2 ( 36 kV a 72,5 kV)	7.324.080	635	47.907	48.268	361	0,8%
6.3 ( 72,5 kV a 145 kV )	2.952.941	90	17.034	17.167	133	0,8%
6.4 ( Mayor o igual a 145 kV)	3.198.874	71	22.534	22.203	-330	-1,5%
<b>Peaje Traspase Tajo Segura</b>	<b>195.574</b>	<b>1</b>	<b>368</b>	<b>368</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
	<b>80.782.484</b>	<b>1.942.205</b>	<b>1.633.153</b>	<b>1.640.581</b>	<b>7.427</b>	<b>0,5%</b>

Fuente: CNE, empresas distribuidoras, Real Decreto 871/2007, Orden de 12 de enero de 1995 y propuesta de OM

El impacto total sobre los ingresos del sistema de la modificación de los periodos horarios aplicables a clientes acogidos a tarifas integrales y de acceso, de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE y suponiendo que no modifican su perfil de consumo, asciende a 17,7 Millones de €.

Se estima que los pagos por garantía de potencia que deberán realizar los clientes en el mercado liberalizado, considerando las mismas hipótesis señaladas anteriormente, aumentarían en 2008 un 2,9 %.

Se considera importante insistir en que se trataría de un escenario de ingresos máximos en la medida en que éstos se reducirán en el medio plazo al modificar los consumidores su perfil de demanda para adaptarse a los nuevos periodos horarios.

En conclusión, la CNE, atendiendo a las peticiones de varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, rechaza la aplicación de la revisión de los periodos horarios recogidos en la propuesta de Orden, en tanto no se realice un estudio y una nueva propuesta que recoja el impacto de la modificación de los mismos.

### **3.4 Sobre la regulación de los pagos por capacidad**

El Real Decreto 871/2007 introduce en la Disposición adicional sexta que a partir de 1 de octubre de 2007 entrará en vigor el nuevo sistema de retribución de pago por capacidad que establecerá el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Asimismo, establece que dicho sistema se articulará en dos tipos de incentivo, uno destinado a promover las inversiones de generación y otro destinado a promover la disponibilidad de las instalaciones para el sistema eléctrico.

Finalmente, se establece que no tendrán derecho al percibir incentivo a la inversión las instalaciones que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico estaban sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/19987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de las tarifas de las empresas gestoras del servicio público.

Cabe señalar que esta Comisión remitió, con fecha 31 de mayo de 2007, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el informe “Propuesta del Consejo de Reguladores sobre un mecanismo de garantía de suministro”. En concreto, en dicho documento se proponía un diseño del mecanismo de garantía de potencia basado en dos elementos complementarios. El *primer elemento*, destinado a garantizar la fiabilidad, consta de dos componentes: un *incentivo a la disponibilidad* para todos los generadores en régimen ordinario del sistema y un *incentivo a la inversión*. El *segundo elemento*, consistente en una subasta, está destinado a asegurar un margen de cobertura de capacidad instalada

disponible sobre la demanda en caso de que el mercado por sí mismo más el mecanismo anterior no lo proporcione.

Se considera que la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe no se ajusta a la propuesta realizada por el Consejo de Reguladores en aspectos relevantes.

En consecuencia, a la vista de lo anterior, esta Comisión no se pronuncia sobre la regulación de los pagos de capacidad (garantía de potencia) contenida en la propuesta de Orden por estimar necesario que, dada la importancia de los mismos para el sistema eléctrico, se remita de forma independiente y completa y no en una orden de fijación de precios, una propuesta de norma que desarrolle en su integridad aquellos aspectos considerados esenciales en relación con el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo.

Además, esta Comisión considera, tal y como se ha puesto de manifiesto en el epígrafe 2 del presente Informe, que no cabe remitirse, en lo que respecta a los aspectos esenciales de los pagos por capacidad, a procedimientos de operación que, por definición, carecen de naturaleza normativa.

Por último, esta Comisión considera necesario, además, que la norma se adecue a lo manifestado por la CNE en el marco de lo acordado en el Consejo de Reguladores del MIBEL y que se establezca un procedimiento normativo común para el desarrollo de aquellos aspectos relativos al MIBEL y que deban de ser regulados de forma común a ambos países.

### ***3.5 Sobre el cálculo del déficit de ingresos ex ante a reconocer en el último trimestre de 2007***

La Disposición adicional única de la propuesta de Orden establece que antes del 1 de diciembre de 2007 la CNE remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el cálculo de la previsión del déficit de ingresos ex ante a reconocer en las liquidaciones de



las actividades reguladas que se genere entre el 1 de octubre de 2007 y el 31 de diciembre de 2007.

Esta Comisión considera que el objetivo de este mandato debería ampliarse para, por una parte, establecer la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual del déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2008 que habrá de considerarse en los costes correspondientes a 2008 para el establecimiento de la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2008; y por otra parte, establecer la necesidad o no de financiación adicional para cubrir los costes correspondientes al ejercicio 2007.

Cabe señalar que, si bien se ha publicado la Orden PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, la primera subasta no se celebrará hasta el próximo mes de noviembre.

Asimismo, es importante señalar que la propuesta de Orden no establece el porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso destinada al pago de los derechos correspondientes a los déficit *ex ante*, tal como se preveía en el artículo 10 punto 1 (párrafo cuarto) del Real Decreto 1634/2006, por lo que en cumplimiento de lo establecido en el punto de 2 la Orden PRE/2017/2007, será necesario a partir de diciembre de 2007 incorporar como coste liquidable del sistema como mínimo el importe correspondiente a la doceava parte de los intereses devengados.

En consecuencia, se considera muy necesario, de cara a la próxima subasta del déficit, que en la Orden que finalmente se publique se habiliten los correspondientes porcentajes sobre la facturación de tarifas integrales y facturación de tarifas de acceso con objeto de incorporar la amortización correspondiente a los meses de noviembre y diciembre de 2007.

## 4 CONCLUSIONES

- (i) La CNE considera que las tarifas deben recoger los aumentos de los costes reales eficientes.
- (ii) La CNE, atendiendo a las peticiones de varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, rechaza la aplicación de la revisión de los periodos horarios recogidos en la propuesta de orden en tanto no se realice un estudio que analice el impacto de la implantación de los mismos.
- (iii) La CNE no se pronuncia sobre la regulación sobre pagos de capacidad (garantía de potencia) contenida en la propuesta de orden por considerar que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio debe de remitir un proyecto que regule de forma separada y completa esta materia, dada su importancia para el mercado eléctrico y sobre la cual se ha manifestado ya la CNE en el marco de lo acordado en el Consejo de Reguladores del MIBEL.

Esta Comisión considera necesario, además, que se establezca un procedimiento normativo común para el desarrollo de aquellos aspectos relativos al MIBEL y que deban de ser regulados de forma común a ambos países.

- (iv) La CNE considera que no se ajusta a derecho la remisión a futuros procedimientos de operación del sistema del desarrollo de aspectos esenciales de los mecanismos de pago por capacidad.