



Comisión  
Nacional  
de Energía

# **PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008**

13 de mayo de 2008

## INDICE

1	INTRODUCCIÓN .....	3
2	PREVISIONES DE DEMANDA, PARTICIPACIÓN E INGRESOS .....	7
2.1	Previsiones de demanda.....	8
2.2	Previsión de participación en el mercado y de ingresos a a las tarifas integrales y de acceso vigentes .....	8
3	PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS.....	10
3.1	Costes de acceso.....	10
3.2	Coste de generación de clientes a tarifa .....	13
3.2.1	Precio de la energía eléctrica.....	13
3.2.2	Evolución de los mercados spot y a plazo de materias primas y derechos de emisión de CO2.....	20
3.2.3	Coste de generación de clientes a tarifa integral (3 <sup>er</sup> trimestre 2008) .....	27
4	METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE COSTES.....	31
4.1	Antecedentes .....	32
4.2	Principios generales .....	34
4.3	Consideraciones iniciales.....	35
4.4	Criterios de asignación de costes .....	36
4.5	Diseño tarifario .....	38
4.6	Variables de entrada al modelo de asignación.....	39
4.6.1	Distribución del coste de distribución por nivel de tensión.....	39
4.6.2	Potencia máxima demanda.....	40
4.6.3	Participación en la punta.....	40
4.6.4	Coeficiente de simultaneidad en punta .....	40
4.6.5	Balance de energía .....	41
4.6.6	Número de clientes por grupo tarifario .....	41
4.6.7	Potencia contratada por nivel de tensión, grupo tarifario y periodos horarios	42
4.6.8	Consumo por nivel de tensión, grupo tarifario y periodos horarios .....	43
4.7	Asignación resultante del coste de acceso .....	45
4.8	Asignación del coste de generación y diseño de las tarifas integrales.....	46
5	RESULTADOS METODOLOGÍA ASIGNATIVA VS TARIFAS VIGENTES .....	48

5.1	Tarifas de acceso .....	48
5.2	Tarifas integrales.....	51
6	OTROS ASPECTOS CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA.....	57
6.1	Déficit ex ante .....	57
6.2	Financiación de los pagos por capacidad .....	60
6.3	Actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial.....	63
6.4	Actualización de la tarifa social .....	64
6.5	Traspaso de clientes a mercado .....	65
6.6	Suministro de último recurso.....	67
7	OTRAS CONSIDERACIONES .....	67
8	CONCLUSIONES.....	67

# PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008

## 1 INTRODUCCIÓN

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

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

La CNE elaboró una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso, remitida al Ministerio de Economía en noviembre de 2001 y publicada en la Web de esta Comisión.

Esta propuesta metodológica, que fue objeto de revisión en cumplimiento del mandato<sup>1</sup> vigésimo cuarto del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, ha servido a esta Comisión para analizar las propuestas anuales de tarifas de las que debe emitir informe.

No obstante, teniendo en cuenta que a partir del próximo 1 de julio de 2008 la CNE debe proponer la revisión de tarifas, se ha considerado adecuado llevar a cabo una revisión en

---

<sup>1</sup> El mandato vigésimo cuarto dirigió a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje.

profundidad de la citada metodología de la CNE para el establecimiento de tarifas de acceso a las redes eléctricas y tarifas de último recurso.

Como parte del proceso de desarrollo de su propuesta definitiva, la CNE decidió elaborar un documento de consulta pública para recabar de los agentes del mercado, sujetos del sistema eléctrico y otras entidades interesadas, su opinión y propuestas acerca de los planteamientos metodológicos para el diseño de tarifas y el establecimiento de precios regulados en el sector de electricidad.

Los agentes interesados disponían del plazo de un mes (hasta el 14 de marzo de 2008) para contestar a dichas consultas. No obstante, en la práctica, los documentos objeto de Consulta Pública fueron puestos a disposición de los agentes el día 20 de febrero y comunicado a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y del Consejo Consultivo de Hidrocarburos el 29 de febrero de 2008, por lo que, teniendo en cuenta la envergadura de los temas propuestos en la consulta y las peticiones de algunos agentes, esta Comisión consideró adecuado ampliar el periodo de consulta hasta el pasado 31 de marzo de 2008.

A la fecha de elaboración del presente informe, está en fase de desarrollo la propuesta final de revisión de la metodología para el establecimiento de tarifas acceso, por lo que los análisis contenidos en este informe se han realizado de acuerdo con la metodología asignativa actual de la CNE (en adelante: CNE-2001-revisada).

Según la normativa vigente, únicamente son objeto de revisión el próximo 1 de julio las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras. Las tarifas de acceso, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 871/2007, se revisarán en diciembre. No obstante, para transmitir una idea fiable de la situación real del sistema tarifario, cabe señalar que también se han analizado las variaciones necesarias en las tarifas integrales y las tarifas de acceso nominales actuales para cumplir con los principios de suficiencia y aditividad de acuerdo con la metodología CNE-2001-revisada de forma que no generen déficit. También se tratan aspectos asociados a los costes regulados. Esto es debido a que algunas de las medidas que se proponen a este respecto implican a varios Ministerios y pueden requerir desarrollos reglamentarios previos, que

deberían llevarse a cabo antes de la propuesta final de las tarifas de acceso de diciembre. La propuesta de diciembre de tarifas de acceso se realizará con la versión actualizada de la metodología asignativa de la CNE, pero convendría que el MITYC ya hubiera informado a esta Comisión su posicionamiento sobre lo que este informe indica en relación con los costes regulados, con objeto de que ésta lo tuviera en cuenta en su propuesta final de metodología.

Otro aspecto que conviene clarificar con carácter previo es el relativo a los niveles de precio propuestos. Como ya se ha expuesto en sucesivos informes<sup>2</sup> de esta Comisión, el sistema tarifario actual, basado en el reconocimiento de un déficit del sistema cuando los ingresos no permiten cubrir todos los costes, garantiza el cobro de sus costes a las empresas del sector implicadas en el suministro regulado. Este déficit se financia a largo plazo por el sistema, convirtiéndose el principal y los intereses de la deuda en un coste permanente del sistema. Esto hace que si se consideran dados los costes, lo único que se está planteando cuando la CNE propone un cambio en los precios de las tarifas, es cuánto pagan los consumidores en la factura correspondiente a su consumo y cuánto de su factura se financia a largo plazo. En este sentido, es importante señalar que las “subidas” de tarifas que se proponen a lo largo del informe no tienen que ver con el reconocimiento de nuevos costes y, por tanto, de nuevos ingresos de las empresas energéticas. Estas subidas no afectan a los ingresos reales de las empresas, puesto que éstas ya los tienen reconocidos. Este es un aspecto esencial de comprensión del sistema actual. Por clarificar los conceptos, podemos denominar “tarifa nominal” a los precios que paga el consumidor en la factura siguiente a la del consumo y “tarifa real” a la que saldría de sumar a la “tarifa nominal” la parte que el consumidor paga también de forma diferida mediante la financiación del déficit. La decisión de no trasladar los costes reales a los precios de las tarifas integrales y las tarifas de acceso (esto es, el mantenimiento de las tarifas “nominales” por debajo de la suma de los costes, generándose un déficit en el sistema) en el fondo 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). Cuando

---

<sup>2</sup> Véanse “Informe 39/2006 de la cne sobre la propuesta de real decreto de tarifa eléctrica 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 e “Informe 34/2007 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008”

la tarifa nominal coincida con la real no existirá déficit. No obstante, se considera necesario insistir en que el consumidor realmente paga ya la tarifa real, aunque él no decida la parte que financia.

A este respecto, como esta Comisión ya puso de manifiesto en el Informe 34/2007, el consumidor tiene derecho a conocer y a ser facturado al verdadero precio de la electricidad que debería estar pagando y a que él mismo decida si financia o no una parte de su consumo, como haría con cualquier bien o servicio. Esta Comisión considera que debe dejarse la libertad a cada consumidor de decidir el óptimo de su función de bienestar personal con toda la información disponible. Lo contrario podría producir un 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 la realidad actual de los mercados energéticos, esta Comisión entiende que esta transparencia debe ser una prioridad en la estrategia regulatoria.

Como ya se ha comentado, adicionalmente esta Comisión adelanta ya en este informe que no todos los costes reconocidos y pagados en la tarifa son exactos ni deberían ser pagados por ellos por lo que sería posible su reducción y, por tanto, sí pueden afectar al nivel de precio real que pagan los consumidores.

El informe se estructura de la siguiente manera. En el apartado 2, se presentan las previsiones de la demanda, participación de los consumidores en el mercado e ingresos regulados previstos 2008 a los precios de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008. En el apartado 3, se detallan las distintas partidas de costes consideradas para el ejercicio 2008, así como las hipótesis empleadas para su cálculo. En el apartado 4, se incluyen las principales características de la propuesta de metodología de tarifas de acceso de la CNE

y se explican las características del escenario asignativo propuesto para obtener tarifas integrales y de acceso. En el apartado 5, se analizan los resultados obtenidos. En el apartado 6, se analizan otros aspectos introducidos en la propuesta de Orden, en el apartado 7 se enumeran aspectos de futura profundización por parte de la CNE, y, por último, en el apartado 8 se extraen las principales conclusiones.

Acompañan al presente informe los siguientes anexos. El Anexo I recoge la metodología de la CNE para el establecimiento de tarifas de acceso y la revisión que de la misma se realizó en 2005 en cumplimiento del mandato vigésimo cuarto que dirige el Gobierno a la CNE relativo a la realización de un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje. El Anexo II recoge la propuesta de financiación de los pagos por capacidad. Por último, en el Anexo III se adjunta el modelo de carta que deberán remitir las empresas distribuidoras a los consumidores cuya tarifa desaparece a partir del 1 de julio de 2008.

## **2 PREVISIONES DE DEMANDA, PARTICIPACIÓN E INGRESOS**

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios con objeto de fundamentar el informe sobre la propuesta de Orden de tarifa eléctrica 2008, la CNE solicitó a los distintos agentes del sector la información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema del ejercicio de previsión para 2008. A partir de la información proporcionada por las empresas la CNE elaboró un escenario de demanda, de participación en el mercado y de ingresos para 2008. Las hipótesis consideradas en la elaboración de dicho escenario se recogen en el Anexo II del Informe 34/2007 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

A la fecha de elaboración del presente informe, esta Comisión no dispone de información adicional para revisar el escenario de demanda, por lo que se mantiene el escenario de previsión contenido en el Informe 34/2007.

A continuación se describe brevemente el escenario de demanda, participación en el mercado e ingresos considerado para 2008.

## 2.1 Previsiones de demanda

En el Cuadro 1 se presenta el escenario de demanda en barras de central y en abonado final elaborado por esta Comisión a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras.

Cabe señalar que, como resultado de aplicar los coeficientes de pérdidas establecidos en el Real Decreto 1634/2006 al escenario de previsión de demanda de la CNE se obtiene una demanda en barras de central de 290.149 GWh para 2008.

**Cuadro 1. Escenario CNE de previsión de demanda 2008**

Mercado	Energía (GWh)	Precio medio (€/MWh)	Coste de generación (Miles de €)
OMEL	23.498	67,31	1.581.671
4ª CESUR	6.801	63,73	433.405
OMIP	1.484	58,66	87.051
<b>TOTAL</b>	<b>31.783</b>	<b>66,14</b>	<b>2.102.128</b>

Fuente: CNE

## 2.2 Previsión de participación en el mercado y de ingresos a a las tarifas integrales y de acceso vigentes

En el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se recoge la participación en el mercado prevista para 2008. Cabe señalar que, en la elaboración del escenario de participación de los clientes en el mercado se ha tenido en cuenta que a partir del 1 de julio de 2008 la supresión de las tarifas generales de alta tensión y la tarifa horaria de potencia desaparecen. En concreto, se ha supuesto que los clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y los clientes acogidos a la tarifa horaria de potencia no se incorporarán al mercado hasta el 1 de julio de 2008, mientras que el resto de los consumidores acogidos a tarifas integrales de alta tensión se irán incorporando progresivamente al mercado durante el primer semestre del año. No

está prevista la eliminación de la tarifa G.4 de grandes consumidores ni la tarifa D de distribuidores, por lo que se supone que los clientes acogidos a dichas tarifas permanecen en régimen de tarifa integral.

Con estas hipótesis, la participación en el mercado liberalizado prevista para el ejercicio 2008 asciende a 146.961 GWh, lo que representa el 44,8% del consumo total del sistema.

En el Cuadro se determina el escenario de la CNE de previsión de demanda y participación en el mercado para 2008 y se resumen los ingresos resultantes de aplicar las tarifas integrales y de acceso establecidas en la Orden ITC/3860/2007 al citado escenario.

**Cuadro 2. Escenario CNE de ingresos regulados para el ejercicio 2008**

	Consumo (GWh)				Ingresos Regulados (Miles €) a precios Orden ITC/3860/2007		
	Tarifa	Mercado	Total	% particip. mercado	Tarifa	Mercado	Total
<b>BT</b>	<b>105.995</b>	<b>22.441</b>	<b>128.436</b>	<b>17,5%</b>	<b>12.238.248</b>	<b>830.708</b>	<b>13.068.957</b>
2.0 A (1)	67.375	8.077	75.452	10,7%	8.130.550	324.673	8.455.223
2.0 DHA (2)	12.772	13	12.785	0,1%	1.100.062	345	1.100.408
3.0 A (3)	25.847	14.352	40.199	35,7%	3.007.636	505.690	3.513.327
<b>MT</b>	<b>14.453</b>	<b>71.049</b>	<b>85.501</b>	<b>83,1%</b>	<b>1.128.731</b>	<b>1.232.436</b>	<b>2.361.167</b>
3.1 A	3.889	16.295	20.183	80,7%	354.958	405.464	760.421
6.1	10.564	54.754	65.318	83,8%	773.773	826.973	1.600.746
					0		
<b>AT</b>	<b>26.513</b>	<b>25.410</b>	<b>51.923</b>	<b>48,9%</b>	<b>1.003.764</b>	<b>183.872</b>	<b>1.187.637</b>
6.2	7.969	12.298	20.267	60,7%	350.705	109.734	460.438
6.3	4.549	5.488	10.037	54,7%	201.645	34.534	236.179
6.4	13.995	7.624	21.619	35,3%	451.414	39.605	491.019
TTS	0	169	169	100,0%	0	740	740
<b>Total (4)</b>	<b>146.961</b>	<b>119.069</b>	<b>266.030</b>	<b>44,8%</b>	<b>14.370.743</b>	<b>2.247.758</b>	<b>16.618.501</b>

Fuente: CNE

(1) Incluye el consumo correspondiente a Empleados

(2) Incluye el consumo de la tarifa 2.0 N

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

(4) Se excluyen Consumos Propios y Concesiones Administrativas

### **3 PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS**

Los costes de actividades a recuperar por el mecanismo de liquidaciones son el coste de generación de clientes a tarifa integral, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento, las anualidades para 2008 que resulten necesarias para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2007, , el déficit de revisiones de los costes de generación de insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005, la anualidad correspondiente al déficit reconocido ex ante para 2008 y el Plan de viabilidad para Elcogás, S.A.

En conclusión, los ingresos regulados resultantes de la aplicación de las tarifas integrales y de acceso tienen que ser suficientes para la recuperación de los costes del sistema eléctrico.

#### **3.1 Costes de acceso**

En el Cuadro 2 se incluye el escandallo de costes de acceso elaborado a partir de la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establece la tarifa para el 2008 e incorpora las modificaciones introducidas por la Orden ITC/3860/2007 y el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, con la excepción del coste de las primas del régimen especial.

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que se ha mantenido la previsión de coste de la prima equivalente del régimen especial estimado en diciembre de 2008, a pesar de que el Real Decreto 222/2008 actualiza las primas de las instalaciones térmicas incrementándolas en la cuantía correspondiente a la garantía de potencia suprimida por la Orden ITC/2794/2007. Ello es debido a que el aumento del coste derivado de la revisión de las primas es absorbido por la reducción del sobrecoste de las instalaciones que venden su energía a tarifa regulada, al calcularse éste como diferencia entre el coste del régimen especial y el precio del mercado.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que, en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007, el pasado 14 de marzo de 2008 esta Comisión remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta motivada de financiación de pagos por capacidad (véase Anexo II) y que en la citada propuesta se considera que el coste derivado de los pagos por capacidad debe ser soportado por todos los consumidores, se ha considerado oportuno considerar un escenario alternativo en el que se incorpora el coste de los pagos por capacidad.

En particular, se han considerado los siguientes escenarios de costes de acceso. El primer escenario (denominado Escenario 1) se corresponde con el escenario de costes de acceso elaborado por esta Comisión a partir de la información que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisa la tarifa para 2008, incorporando las modificaciones introducidas en la Orden ITC/3860/2007 y el Real Decreto 222/2008. El segundo escenario (denominado Escenario 2) se corresponde con el Escenario 1 incorporando como mayor coste de acceso el derivado de los pagos por capacidad. La consideración real de este concepto como coste de acceso no es puramente formal, teniendo en cuenta de que se trata de un coste regulado, por lo que se entiende que su introducción no supone una ruptura con la revisión anual los costes de acceso. En lo sucesivo, y con el objeto de lograr un mejor entendimiento, se asimila el Escenario 2 con la Propuesta CNE julio 2008.

En el epígrafe 7 se avanzan los principales cambios en el escenario de costes de acceso fruto de la revisión metodológica que está llevando a cabo esta Comisión con el objetivo de analizar posibles variaciones futuras en las tarifas de acceso, si bien su remisión no es objeto de este informe. Algunas de estas propuestas pueden requerir cambios regulatorios importantes, incluso en áreas distintas de la de energía, por lo que es importante anticipar la decisión para que, en caso de que se considere oportuno tenerlas en consideración, puedan ejecutarse las medidas lo antes posible.

**Cuadro 2. Escenarios de costes de acceso. Año 2008**

<b>ESCANDALLO DE COSTES DE ACCESO. Año 2008</b>		
<b>Coste de acceso (Miles €)</b>	<b>Escenario 1 Costes de Acceso (Orden ITC/3860/2007)</b>	<b>Escenario 2 (Orden ITC/3860/2007+ Pagos capacidad)</b>
<b>Transporte (1)</b>	<b>1.175.860</b>	<b>1.175.860</b>
<b>Distribución (2)</b>	<b>4.421.077</b>	<b>4.421.077</b>
Coste de distribución	4.055.177	4.055.177
Plan de ahorro y eficiencia energética	275.900	275.900
Calidad de servicio	90.000	90.000
<b>Gestión Comercial (3)</b>	<b>62.428</b>	<b>62.428</b>
<b>Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento</b>	<b>2.434.259</b>	<b>2.434.259</b>
Moratoria Nuclear (4)	2.392	2.392
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	60.920	60.920
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	14.800
Prima del Régimen Especial (6)	2.356.146	2.356.146
<b>Costes permanentes</b>	<b>1.383.344</b>	<b>1.383.344</b>
Compensación extrapeninsulares	1.151.620	1.151.620
Operador del Sistema	36.781	36.781
Operador del Mercado	10.753	10.753
CNE	15.540	15.540
ELCOGÁS	75.561	75.561
Incentivo al consumo de carbón autóctono	93.089	93.089
<b>Coste seguridad de suministro</b>	<b>380.000</b>	<b>954.766</b>
Servicios de gestión de la demanda (5)	380.000	380.000
Pagos por capacidad peninsular		574.766
<b>Déficit actividades reguladas</b>	<b>1.529.099</b>	<b>1.529.099</b>
<b>Déficit peninsulares</b>	<b>1.337.807</b>	<b>1.337.807</b>
Déficit 2001 - 2002	225.099	225.099
Déficit 2005	387.958	387.958
Déficit 2006	210.242	210.242
Déficit 2007	67.950	67.950
Déficit ex ante 2008	446.558	446.558
<b>Déficit extrapeninsular</b>	<b>191.292</b>	<b>191.292</b>
<b>Total Acceso</b>	<b>11.386.067</b>	<b>11.960.833</b>

Fuente: CNE

Notas:

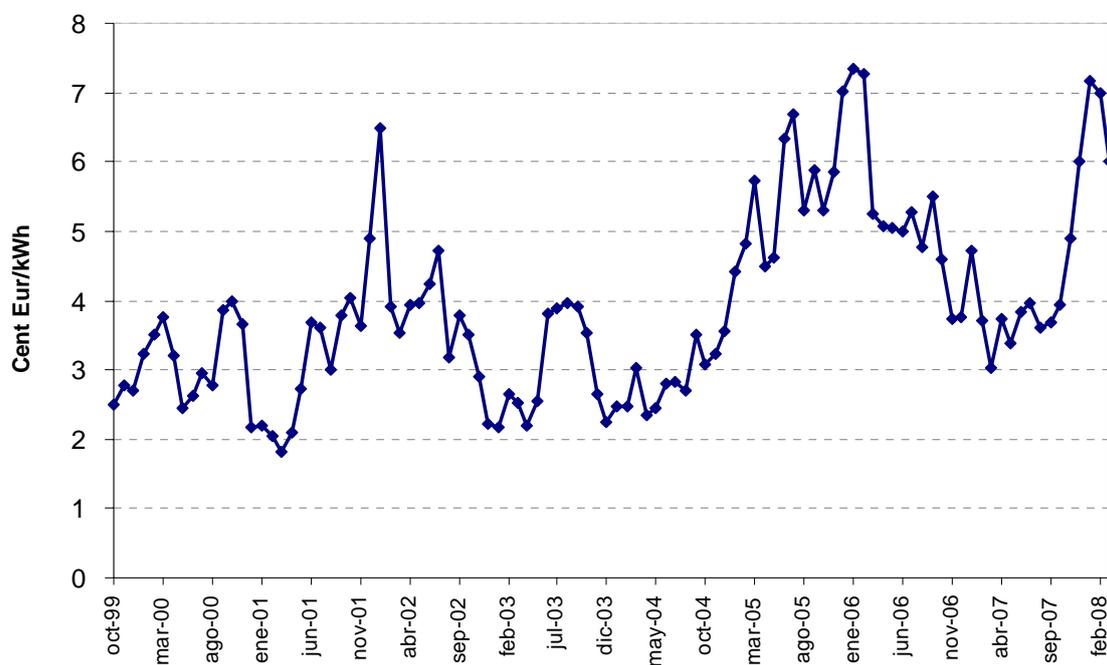
- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones (46.750 Miles euros).
- (2) Se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley.
- (3) Se imputa un 20% del Coste de Gestión Comercial establecido en el RD 222/2008, imputándose el 80% restante a la tarifa integral.
- (4) Se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.
- (5) Se incluye el coste del servicio de gestión de la demanda aportado por los consumidores en el mercado.
- (6) La Prima R.E. se calcula como la diferencia entre el coste del RE y el precio final del mercado.

## 3.2 Coste de generación de clientes a tarifa

### 3.2.1 Precio de la energía eléctrica

El Gráfico 1 recoge la evolución histórica del precio medio ponderado en el mercado diario de la electricidad durante el periodo comprendido entre octubre de 1999 y marzo de 2008.

**Gráfico 1. Precio medio ponderado en el mercado diario (oct 1999 – mar 2008)**



Fuente: OMEL.

En términos agregados, el precio medio ponderado correspondiente al primer trimestre de 2008 (6,72 c€/KWh) es un 35,9% superior al alcanzado en el cuarto trimestre de 2007 (4,94 c€/KWh). Por su parte, los precios medios finales ponderados (incluyendo SSCC y Pago por Capacidad) aplicables a distribuidores y comercializadores durante el primer

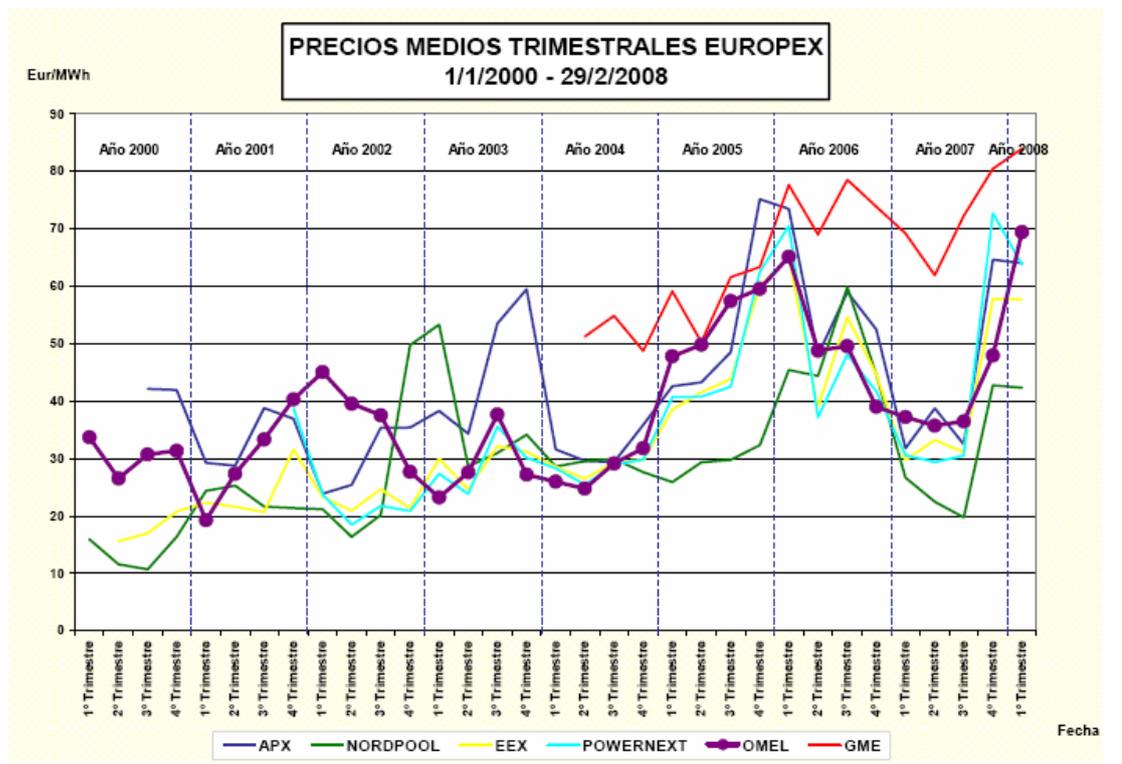
trimestre de 2008 alcanzaron los 7,00 c€/kWh y los 7,37 c€/kWh, respectivamente. Ambas cifras conllevan, en cada caso, un incremento del 47,1% y 58,4% sobre los precios registrados para el conjunto del ejercicio 2007.

En el Gráfico 2 se compara la senda de precios medios aritméticos trimestrales obtenidos en España con los correspondientes a una selección de mercados europeos: Alemania (EEX), Francia (POWERNEXT), Holanda (APX), Italia (GME) y países nórdicos<sup>3</sup> (NORDPOOL). Debe notarse que durante el primer trimestre de 2008 todos los mercados, a excepción del español y el italiano, experimentaron una moderación de los precios sobre los registrados en el cuarto trimestre de 2007. En el caso del precio italiano, el incremento también se moderó en gran medida. También debe tenerse en cuenta que estos mercados tienen distinto papel y características según el diseño y evolución del mercado energético de su zona de influencia, por lo que su comparabilidad no siempre es directa y debe tomarse como una mera referencia adicional. Por ejemplo, en el caso francés su función es más de ajustes, disfrutando los grandes consumidores de contratos bilaterales de muy largo plazo directamente con el productor.

---

<sup>3</sup> Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia.

**Gráfico 2. Precio medio aritmético trimestral (€/MWh) en los mercados europeos (Q1 2000- Q1 2008)**



Fuente: OMEL.

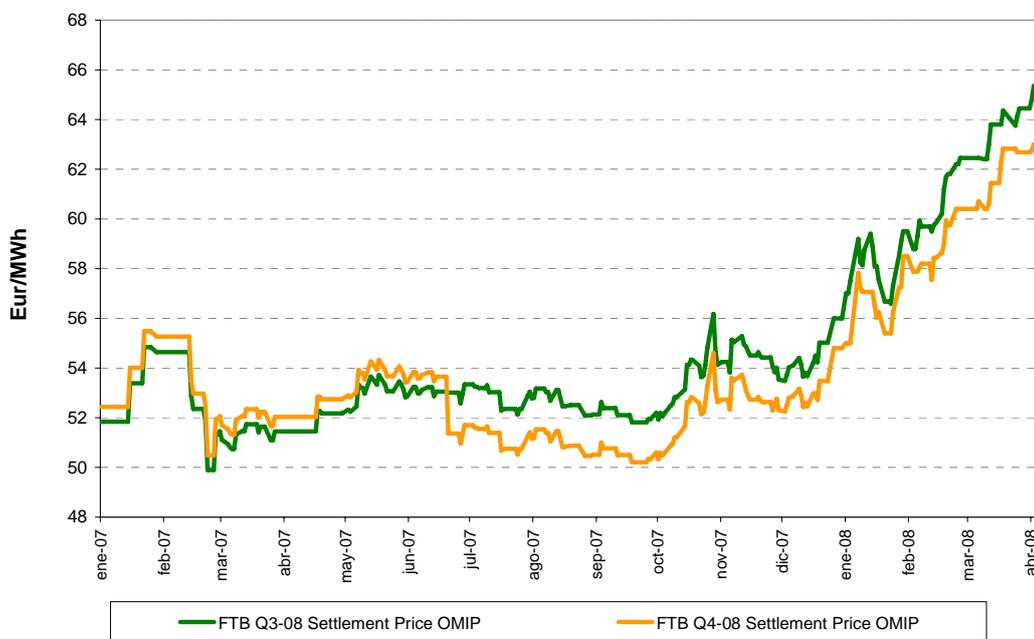
Por lo que respecta a las expectativas para el presente año 2008, las cotizaciones registradas en los mercados a plazo apuntan hacia una prolongación del tono alcista de los mercados eléctricos.

El gráfico 3 muestra la evolución conjunta de los precios de los contratos a plazo con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2008 (contratos FTB Q3-08 y FTB Q4-08) correspondientes al mercado de referencia en España (OMIP<sup>4</sup>). Se trata de los contratos con entrega trimestral de vencimiento más próximo y con mayor liquidez en el momento de la elaboración del presente documento.

En líneas generales, los datos disponibles para los dos contratos seleccionados denotan una importante escalada alcista de las cotizaciones en los últimos seis meses.

<sup>4</sup> Los contratos de futuros negociados en el mercado del Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués (OMIP) son de carga base, esto es, cada contrato equivale a la entrega de 1 MWh en carga base, en cada una de las 24 horas de los días correspondientes al periodo de entrega.

**Gráfico 3. Evolución del precio de referencia de los contratos a plazo trimestrales FTB Q3-08 y FTB Q4-08 en OMIP (ene 2007 – abr 2008)**



Fuente: OMIP.

De forma resumida, el Cuadro 3 muestra una comparativa de las cotizaciones de los contratos de futuros con subyacente eléctrico en los principales mercados internacionales a fecha de 28 de marzo de 2008.

**Cuadro 3. Cotizaciones de contratos de futuros de electricidad (carga base) en mercados internacionales**

Contrato(*)	EEX Phelix (€/MWh)	Powernext (€/MWh)	Nordpool (€/MWh)	OMIP (€/MWh)	(OMIP)-(OTC) (€/MWh)	(OMIP)-(Powernext) (€/MWh)	(OMIP)-(EEX Phelix) (€/MWh)	(OMIP)-(Nordpool) (€/MWh)
FTB M Abr-08	57,90	62,41	29,30	61,83	-0,02	-0,58	3,93	32,53
FTB M May-08	57,90	62,41	29,30	61,65	0,20	-0,76	3,75	32,35
FTB M Jun-08	59,02	59,09	29,66	66,63	0,50	7,54	7,61	36,97
FTB Q2-08	57,17	58,37	29,30	63,53	0,53	5,16	6,36	34,23
FTB Q3-08	61,04	59,45	33,15	64,45	0,03	5,00	3,41	31,30
FTB YR-09	63,30	64,84	49,30	60,00	0,10	-4,84	-3,30	10,70
<b>PRECIO SPOT (**)</b>	<b>60,57</b>	<b>66,81</b>	<b>34,40</b>	<b>57,61</b>	<b>-</b>	<b>-9,20</b>	<b>-2,96</b>	<b>23,21</b>

(\*) Datos de negociación a fecha 28/03/2008, salvo el contrato FTB Q2-08 para los mercados OMIP y EEX, cuya cotización es a fecha 27/03/2008 (último día de negociación para dicho contrato).

(\*\*) Promedio precio spot horario del periodo 24/03/08-28/03/08.

Fuente: EEX, NORDPOOL, OMIP, POWERNEXT y entidades mediadoras.

En líneas generales, puede apreciarse que las cotizaciones correspondientes al futuro con vencimiento en el tercer trimestre de 2008 (FTB Q3-08) son superiores a las cotizaciones correspondientes a los contratos con entrega en el segundo trimestre de 2008 para los cuatro mercados de referencia (EEX, Powernext, Nordpool y OMIP/OMIE). Asimismo, los precios registrados en OMIP son moderadamente más altos que en Alemania (8,4%) y Francia (5,6%) y significativamente más altos que los países nórdicos (94,4%).

Por el contrario, la relación entre precios spot y precios a plazo difiere por países, ya que en los casos ibérico y alemán los precios del contrato FTB Q3-08 son superiores a los del mercado al contado (11,9% y 0,8%, respectivamente) mientras que en los casos francés y nórdico son inferiores (11,0% y 3,6%). De forma destacada, Nordpool es el mercado que registra los precios más bajos.

### **Subastas de energía a plazo: subastas CESUR y subastas de Emisiones Primarias de Energía (EPE)**

El Cuadro 4 resume los principales resultados de las cuatro subastas de distribuidores de energía eléctrica (CESUR) celebradas el 19 de junio, el 19 de septiembre y el 18 de diciembre de 2007, y el 13 de marzo de 2008.

El objeto de las tres primeras subastas fue un producto de carga base a tres meses. Los precios de equilibrio en dichas subastas están referidos a la entrega de energía durante el tercer y cuarto trimestre de 2007, y primer trimestre de 2008, respectivamente.

Por su parte, la cuarta subasta CESUR introdujo un elemento innovador con respecto a las anteriores. En esta ocasión, se subastaron simultáneamente dos productos: un producto trimestral, consistente en el suministro de una cantidad de energía constante en cada una de las horas de su periodo de entrega (meses de abril, mayo y junio 2008), y un producto de carga base a seis meses, consistente en el suministro de una cantidad de energía constante en cada una de las horas de su periodo de entrega (abril a septiembre de 2008, ambos inclusive).

En la cuarta subasta, las empresas distribuidoras adquirieron un total de 7.000 MW de carga base a suministrar a los consumidores peninsulares en España y Portugal, repartidos en 3.500 MW para cada uno de los productos.

**Cuadro 4. Resumen de los principales resultados de las subastas de Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso (CESUR)**

	1ª subasta	2ª subasta	3ª subasta	4ª subasta	
	(jun-2007)	(sep-2007)	(dic-2007)	(mar-2008)	(mar-2008)
Nº de participantes	25	26	24	26	26
Nº de ganadores	21	18	23	21	18
Nº de rondas	25	15	14	16	16
Demanda agregada (MW)	6.500	6.500	6.500	3.500	3.500
Precio de salida (€/MWh)	70	60	85	85	85
Precio final (€/MWh)	46,27	38,45	64,65	63,36	63,73
Producto subastado	Q3-07	Q4-07	Q1-08	Q2-08	Q2-08+Q3-08

Fuente: Elaboración propia a partir del comunicado del Administrador de la subasta.

El Cuadro 5 resume los principales resultados de las cuatro subastas de Emisiones Primarias de Energía (EPE) celebradas hasta la fecha. Dichas subastas se celebraron concretamente, el 13 de junio, el 19 de septiembre y el 11 de diciembre de 2007, y el 11 de marzo de 2008.

**Cuadro 5. Resumen de los principales resultados de las subastas de Emisiones Primarias de Energía (EPE)**

		Carga Base VPP			Carga Punta VPP		
		Prima opción (€/MWh)	Precio ejercicio (€/MWh)	Energía (€/MWh) (precio ejercicio + prima)	Prima opción (€/MWh)	Precio ejercicio (€/MWh)	Energía (€/MWh) (precio ejercicio + prima)
1ª Subasta EPE (jun-2007)	Trimestral	27,17	17,00	44,17	6,77	52,00	58,77
	Semestral	27,33	17,00	44,33	6,21	52,00	58,21
	Anual	29,89	17,00	46,89	8,50	52,00	60,50
2ª Subasta EPE (sep-2007)	Trimestral	16,08	22,00	38,08	3,03	51,00	54,03
	Semestral	21,88	22,00	43,88	8,13	51,00	59,13
	Anual	24,08	22,00	46,08	10,75	51,00	61,75
3ª Subasta EPE (dic-2007)	Trimestral	17,63	38,00	55,63	6,40	65,00	71,40
	Semestral	13,77	38,00	51,77	5,15	65,00	70,15
	Anual	12,96	38,00	50,96	4,88	65,00	69,88
4ª Subasta EPE (mar-2008)	Trimestral	23,35	36,00	59,35	9,96	63,00	72,96
	Semestral	24,18	36,00	60,18	10,66	63,00	73,66
	Anual	24,60	36,00	60,60	11,92	63,00	74,92

Fuente: Elaboración propia a partir del comunicado del Organizador de la subasta.

En el caso de la última subasta, el objeto de la misma era ofertar 2.770 MWq (MW trimestrales equivalentes) de capacidad VPP comenzando en abril de 2008, divididos en 2.570 MWq de carga base y 200 MWq de carga punta. El coste total de la energía subastada (computado como la suma del precio de ejercicio y la prima) resultó ser superior al registrado en subastas anteriores. En concreto, en el caso de la subasta de carga base los productos trimestral, semestral y anual fueron un 6,7%, 16,2%, y 18,9% superiores, respectivamente, a los obtenidos en la tercera subasta. Por su parte, la subasta de carga punta registró variaciones más moderadas (2,2%, 5,0% y 7,2%).

La próxima subasta de emisiones primarias de energía está previsto que tenga lugar en el mes de junio.

### **3.2.2 Evolución de los mercados spot y a plazo de materias primas y derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

Los precios de las principales materias primas; gas natural, petróleo y carbón (así como de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>) desempeñan un papel importante en la formación del precio de la energía eléctrica, en la medida en la que el coste de ésta viene determinado por la tecnología marginal finalmente empleada en la actividad de generación.

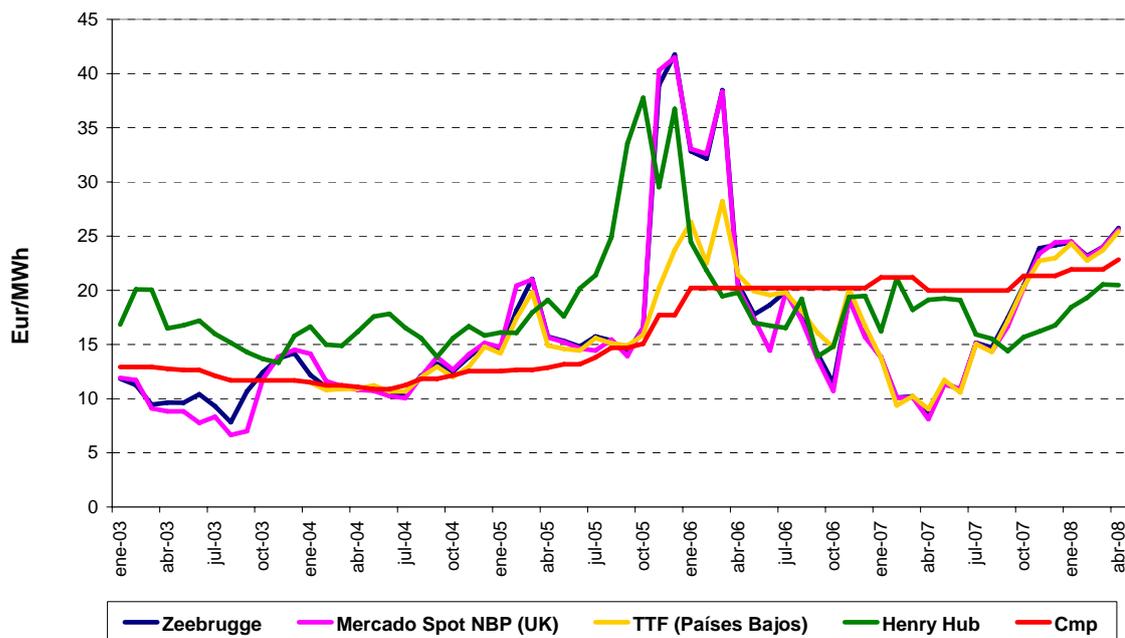
En líneas generales, el conjunto de precios que a continuación se presentan apuntan hacia un incremento sostenido del coste de generación durante todo el ejercicio 2008. En particular, dada la configuración actual del parque de generación, el gas natural sigue configurándose como una de las principales referencias en el proceso de formación de precios en el mercado eléctrico español.

#### **A. Gas**

El Gráfico 4 muestra la evolución de los precios del gas natural en los mercados internacionales; Henry-Hub (EE.UU.), NBP (Reino Unido), TTF (Holanda) y Zeebrugge (Bélgica) entre enero de 2003 y abril de 2008. Se trata de una materia prima cuyos

precios presentan una alta correlación entre los principales hubs internacionales así como con las cotizaciones del petróleo (especialmente en caso de los mercados europeos).

**Gráfico 4. Precios spot (€/MWh) del gas natural (ene 2003 – abr 2008)**



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y Órdenes ECO/ITC.

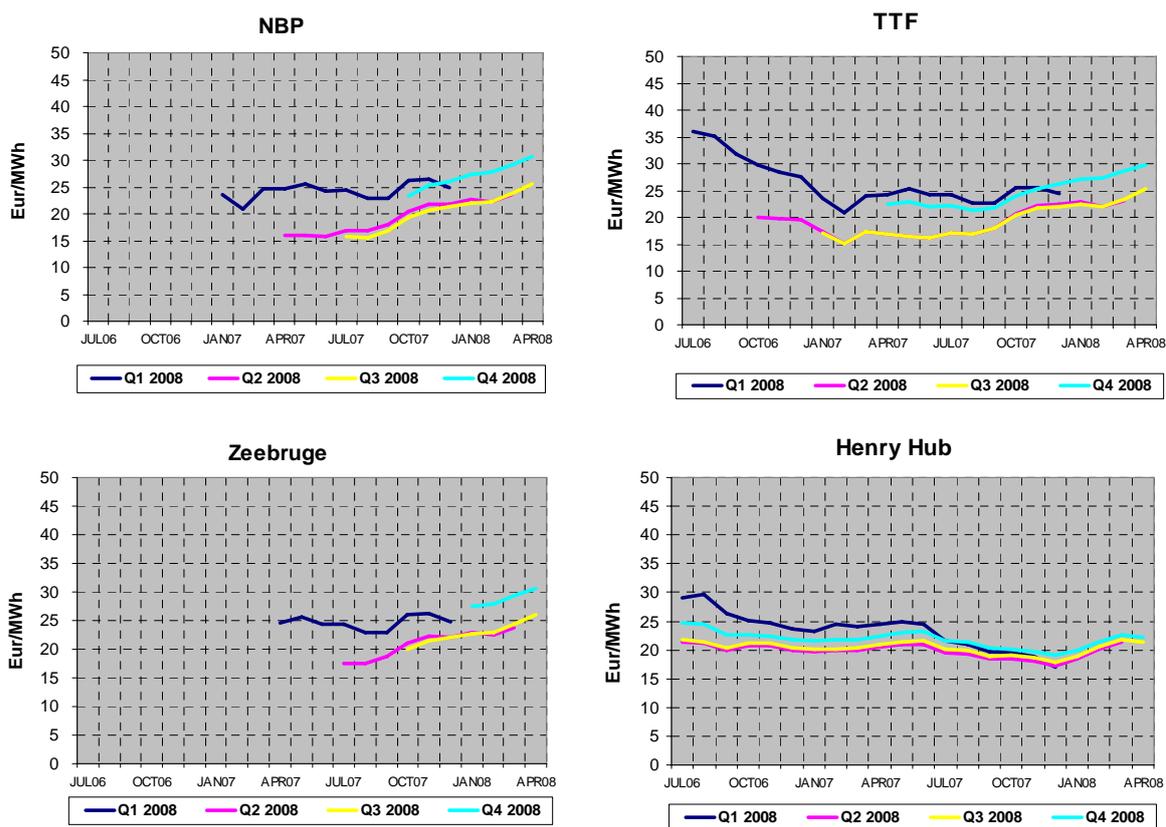
Debe destacarse que durante los últimos meses se ha podido apreciar cierta convergencia en los niveles de precios entre mercados. En particular, los precios del principal hub estadounidense (Henry-Hub) se han mantenido relativamente estables durante los últimos doce meses, dentro de la banda de los 14-20 €/MWh. La evolución de los precios en los mercados europeos ha sido distinta, registrando una fuerte caída durante el primer trimestre de 2007 para después iniciar una carrera alcista que le ha llevado a alcanzar precios superiores a los registrados en el Henry-Hub.

Los precios de referencia spot del gas en los mercados europeos y el estadounidense han venido aumentando desde septiembre de 2007. A fecha de abril de 2008, se observan precios medios mensuales de 20,49 €/MWh en el Henry-Hub, 25,60 €/MWh en NBP, de 25,43 €/MWh en TTF y 25,75 €/MWh en Zeebrugge. El precio spot de referencia en Estados Unidos es el único que se sitúa por debajo del Coste de la Materia Prima (CMP), que es el que se tiene en cuenta en la tarifas de venta de gas natural en España. El CMP

establecido por el MITYC<sup>5</sup> en abril de 2008 para el segundo trimestre se sitúa en 22,83425 €/MWh, lo que supone una subida del 4,14% con respecto al CMP vigente en el primer trimestre de 2008.

En el Gráfico 5 se muestra la evolución de la cotización de los contratos a plazo trimestrales correspondientes al ejercicio 2008 sobre gas natural en los cuatro mercados internacionales; NBP, TTF, Zeebrugge y Henry-Hub. Se observa un patrón moderadamente ascendente en los tres mercados europeos, que contrasta con la senda ligeramente decreciente del mercado norteamericano seleccionado.

**Gráfico 5. Contratos a plazo de gas natural en los mercados internacionales**



Fuente: Platts.

Nota: Los datos correspondientes al Henry-Hub han sido calculados promediando las cotizaciones de los contratos mensuales, ya que no se negocian contratos de tipo trimestral en este mercado.

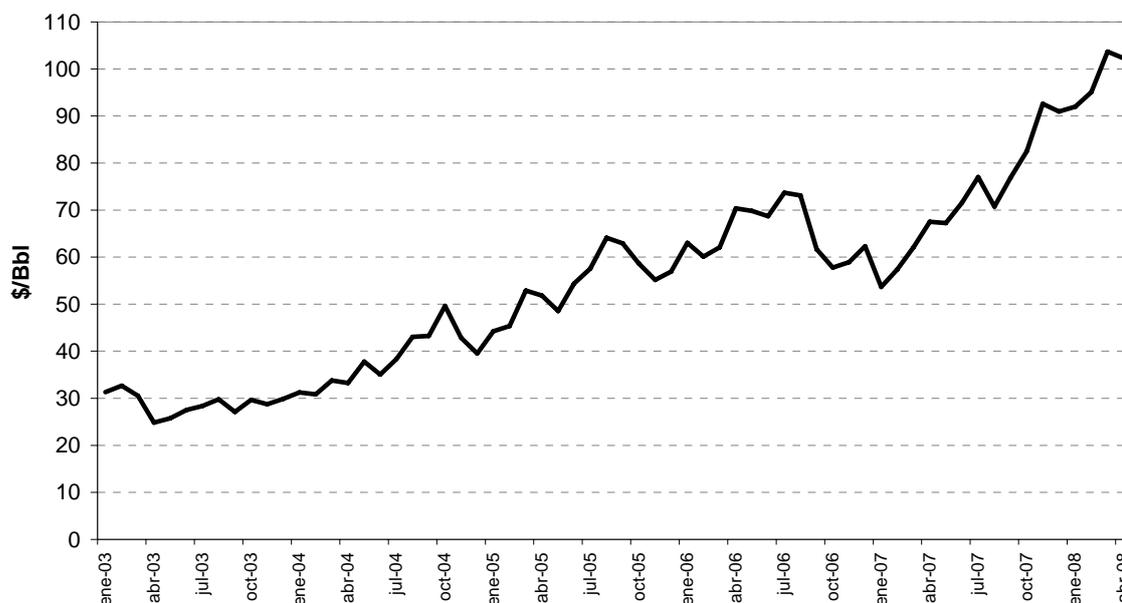
<sup>5</sup> Resolución de 3 de abril de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa integral de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión.

En consecuencia, las previsiones basadas en los mercados de futuros para el tercer trimestre de 2008, en línea con las cotizaciones registradas actualmente en el mercado spot, sitúan los precios de referencia del gas natural en torno a los 23-25 €/MWh.

## B. Petróleo

El barril de Brent, que es el crudo de referencia en Europa, prosigue imparable su escalada alcista de precios en el mercado spot. Recientemente, se alcanzaron nuevamente máximos históricos, por encima de los 106 dólares a mediados de marzo, aunque las oscilaciones fueron muy amplias (véase Gráfico 6). A grandes rasgos, los datos observados se explican por la debilidad del dólar y la negativa de la OPEP a aumentar su producción en su última reunión. Es por ello que se mantienen las expectativas de continuidad en la escalada de precios en el corto plazo.

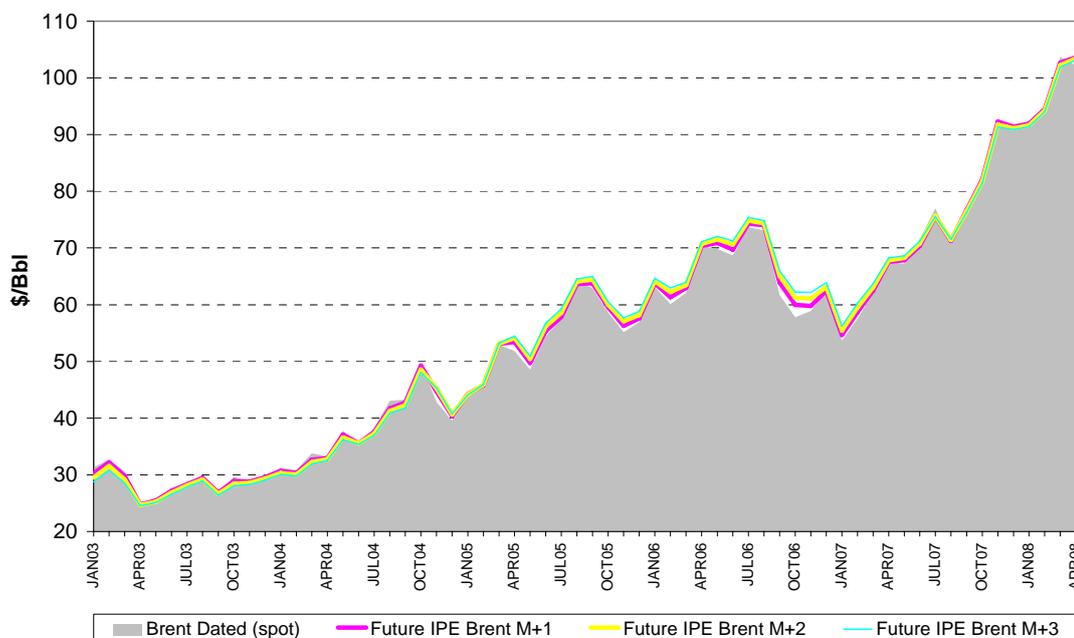
**Gráfico 6. Precios spot del crudo Brent (ene 2003-abr 2008)**



Fuente: Platts.

En el Gráfico 7 se contrasta la evolución del precio de contado Brent entre enero de 2003 y abril de 2008 frente a la evolución de la cotización del Brent con entrega en el siguiente mes, a los dos meses y a los tres meses. En concreto, a la fecha de elaboración del presente informe el futuro a un mes cotizaba a 103,62 \$/Bbl, el futuro a dos meses a 103,43 \$/Bbl y a tres meses a 103,15 \$/Bbl, lo que implica diferenciales de 1,3%, 1,1% y 0,9%, respectivamente, relación al precio spot promedio correspondiente a la primera semana de abril.

**Gráfico 7. Evolución del precio de contado vs evolución de la cotización del futuro sobre el crudo Brent con entrega a uno, dos y tres meses**



Fuente: IPE y Paws.

### C. Carbón

Cabe destacar que el carbón también está atravesando por una etapa de importante crecimiento de precios (véase Gráfico 8). De acuerdo con el índice McCloskey spot la tonelada de carbón se aproxima, a finales de marzo de 2008, a los 150 US\$.

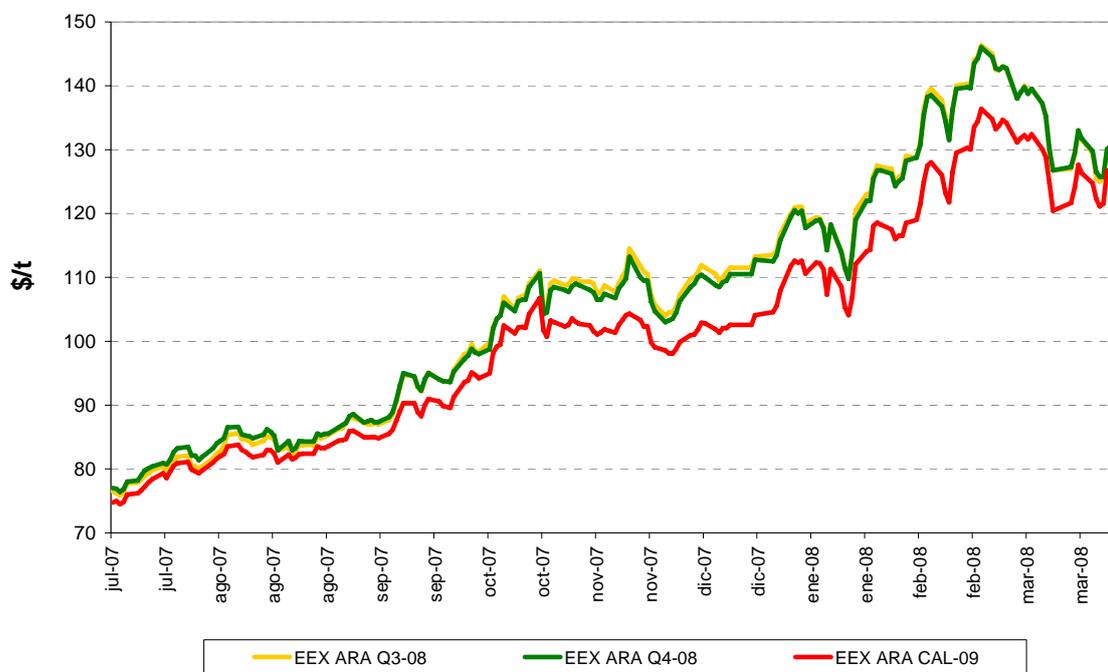
**Gráfico 8. Índice McCloskey Spot (ene 2000- mar 2008)**



Fuente: Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón (Carbunion).

En el Gráfico 9 se muestra la evolución de las cotizaciones en el mercado alemán EEX de los futuros sobre el carbón para los contratos Q2-08, Q3-08 y Cal-09. Se aprecia un importante encarecimiento de esta materia prima, que ha pasado de un precio de 90 \$/t a mediados de septiembre de 2007 a 130 \$/t a mediados de marzo de 2008. No obstante, durante los últimos tres meses se viene constatando una ligera caída de los precios, lo que evidencia un cambio de tendencia en la serie analizada. Dichos cambios sugieren una moderación de los precios de esta materia prima para el presente ejercicio. En líneas generales, los contratos a plazo se sitúan en niveles ligeramente inferiores a los precios spot actuales.

**Gráfico 9. Cotización de los contratos a plazo del carbón en el European Energy Exchange (jul 2007 - mar 2008)**



Fuente: EEX.

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

Para concluir la sección se analiza la evolución de los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en el mercado londinense European Climate Exchange (ECX). Estos derechos constituyen un factor de notable relevancia en la medida en que para dos de las tecnologías de generación de electricidad más importantes en España (el ciclo combinado de gas natural y las centrales de carbón) el precio de las emisiones debe tenerse en cuenta en el cómputo del coste de producción.

En 2007 se cerró el primer periodo de aplicación del protocolo de Kyoto, en el que, debido a la asignación realizada, predominó un exceso de oferta de derechos de emisión, con el consiguiente hundimiento en los precios. No obstante, en el presente año comienza un nuevo periodo quinquenal (2008-2012) para el que ya se pueden anticipar unos valores situados en la horquilla de los 21-24 €/t (véase Gráfico 10).

**Gráfico 10. Evolución de los precios a futuro correspondientes a 2008 de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en el European Climate Exchange (abr 2005 – abr 2008)**



Fuente: ECX.

Para valorar el impacto de los datos anteriormente analizados debe notarse, a modo ilustrativo, que un precio de 22 €/t implica un coste adicional de aproximadamente 8 €/MWh en el caso de una central de ciclo combinado y 20 €/MWh si se trata de una central de carbón convencional.

### **3.2.3 Coste de generación de clientes a tarifa integral (3<sup>er</sup> trimestre 2008)**

Los indicadores examinados en la sección anterior sugieren que durante el tercer trimestre del año 2008 se va a registrar un coste de energía eléctrica similar al del primer trimestre de 2008, no existiendo expectativa de su caída.

Para estimar el coste de energía de los consumidores que adquirirán su energía en el mercado regulado en el tercer trimestre de 2008, se ha tenido en cuenta el precio resultante de las subastas CESUR, el precio resultante de las obligaciones de compra en

el mercado organizado por el OMIP y el coste de energía estimado para el mercado organizado por OMEL sobre la base de los mercados de futuros.

En particular, se ha considerado el resultado de la cuarta subasta CESUR con entrega en el tercer trimestre de 2008, y las obligaciones de compra de los distribuidores en el mercado organizado por OMIP ejercidas a la fecha de realización del presente documento.

Finalmente, se ha estimado el coste de la energía resultante en el mercado organizado por OMEL como la media de las cotizaciones del contrato FTB Q3-08 durante el mes de marzo (64,83 €/MWh) con un factor de ajuste del 3,9% resultante de comparar el precio de carga base y el precio medio ponderado de los clientes que permanecen en tarifa integral durante el tercer trimestre del 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el tercer trimestre de 2007. La cantidad sometida a este precio se ha calculado como la diferencia entre la previsión total de energía menos lo adquirido vía CESUR y OMIP.

En el Cuadro 6, se resume el coste de generación estimado de clientes a tarifa integral correspondiente al tercer trimestre de 2008.

**Cuadro 6. Coste de generación de clientes a tarifa integral (3 trimestre 2008)**

Mercado	Energía (GWh)	Precio medio (€/MWh)	Coste de generación (Miles de €)
OMEL	23.366	67,36	1.573.976
CESUR	7.728	63,73	492.505
OMIP	689	51,57	35.531
<b>TOTAL</b>	<b>31.783</b>	<b>66,14</b>	<b>2.102.012</b>

Fuente: OMIP, OMEL y CNE.

Cabe señalar que de acuerdo con las hipótesis anteriores, se obtiene que el coste medio del mercado diario previsto para el tercer trimestre de 2008 es de 66,14 €/MWh, cifra

superior en un 23,2% al coste del mercado diario previsto para el ejercicio 2008 (53,67 €/MWh), de acuerdo con la memoria que acompaña la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctrica a partir del 1 de enero de 2008, y un 1,8% inferior al registrado en el primer trimestre de 2008 (67,32 €/MWh).

No obstante lo anterior, si bien se considera que el escenario planteado es el más adecuado habida cuenta de la no revisión del componente de la energía durante el 2º trimestre del 2008, se plantea un escenario de coste de generación más moderado teniendo en cuenta una posible tendencia a la baja del precio por efecto estacional. En concreto, el escenario planteado constituye un punto intermedio entre el escenario de costes implícito en las actuales tarifas integrales y el escenario de coste de generación propuesto anteriormente.

Este segundo escenario supone una reducción del 8% respecto al escenario propuesto y un 14% superior respecto al escenario de generación implícito en la Orden ITC/3860/2007 (véase Cuadro 7).

**Cuadro 7. Escenario de coste de generación de clientes a tarifa integral para el 3<sup>er</sup> trimestre 2008**

Mercado	Energía (GWh)	Escenario I		Escenario II	
		Precio medio (€/MWh)	Coste de generación (Miles de €)	Precio medio (€/MWh)	Coste de generación (Miles de €)
OMEL	23.366	67,36	1.573.976	60,52	1.414.047
CESUR	7.728	63,73	492.505	63,73	492.505
OMIP	689	51,57	35.531	51,57	35.531
<b>TOTAL</b>	<b>31.783</b>	<b>66,14</b>	<b>2.102.012</b>	<b>61,10</b>	<b>1.942.083</b>
<b>Tasa de variación sobre coste de generación considerado en Orden ITC/3860/2007</b>		<b>23%</b>		<b>14%</b>	

Fuente: OMIP, OMEL y CNE.

En relación con los pagos por capacidad, si bien la Orden ITC/3860/2007 establece en la Disposición adicional séptima que están sujetos a pagos por capacidad los comercializadores y consumidores directos en mercado por la energía que efectivamente adquieran a través de las diferentes modalidades de contratación y destinada al consumo español, se ha considerado que los distribuidores deben hacer frente al pago por

capacidad en las mismas condiciones que los comercializadores. No obstante, el mismo se ha considerado como mayor coste de acceso, en línea con la propuesta de financiación de pagos por capacidad remitida al MITYC el pasado 14 de marzo de 2008.

Por último, se ha considerado como coste de los servicios complementarios el previsto en el expediente de tarifas para el ejercicio 2008 (2,58 €/MWh).

Cabe decir, que la estimación del coste de generación considerado en este informe es coherente con el actual modelo de mercado mayorista y las señales de precio existentes. Dada la estructura de los mercados energéticos, el proceso de formación de estas señales de precio es esencial una supervisión adecuada que detecte el posible ejercicio de poder de mercado. Esta función está siendo actualmente desempeñada por la propia CNE.

Otra cosa distinta es que el modelo actual de mercado pueda ser mejorado a la vista de los hechos que se han producido desde su puesta en funcionamiento, y teniendo en cuenta la experiencia acumulada. Hay aspectos importantes que han evolucionado y que pueden condicionar la sostenibilidad del sistema a medio plazo. Ejemplos de elementos críticos del modelo que han desaparecido o cambiado y que deberían llevar a un replanteamiento de algún aspecto del mismo serían, por ejemplo: la diferencia creciente entre los costes de las tecnologías marginales y sus inframarginales (lo que aumenta la retribución de estas últimas, fundamentalmente de la hidráulica y la nuclear), el nuevo sistema de pagos por capacidad, los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, importancia creciente del régimen especial y del coste de sus primas, programas de carbón, etc. También deberían revisarse si todas las externalidades (tanto económicas como sociales) de las tecnologías están adecuadamente introducidas en los costes de cada una de ellas. Esta Comisión considera importante señalar que procesos de actualización y revisión más o menos profundos se han producido en otros países.

## 4 METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE COSTES

Para analizar las variaciones a aplicar a las tarifas integrales y de acceso se ha seguido la metodología asignativa de la CNE 2001 revisada (véase Anexo I). A la fecha de elaboración de este informe la nueva metodología asignativa de costes para el cálculo de tarifas de acceso de la CNE se encuentra en proceso de revisión. No obstante, esto no quita representatividad a las conclusiones, pues los cambios, desde un punto de vista cuantitativo, no serán importantes.

Adicionalmente hay que recordar que la propuesta contenida en el presente informe se centra en los cambios en los niveles de la tarifa integral, dado que la regulación establece que los niveles en las de acceso se planteen con carácter anual. No obstante, esta Comisión ha considerado oportuno exponer en este documento todo el proceso completo.

Además, esta Comisión ha considerado oportuno asignar el coste derivado de los pagos por capacidad a las tarifas de acceso. Esto debe entenderse como un aspecto formal por lo que no va en contra de lo descrito en el párrafo anterior y es compartido por la mayoría de los agentes. Como se ha comentado anteriormente, el pasado 14 de abril esta Comisión remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad. En dicha propuesta se plantea un mecanismo de asignación para el incentivo a la inversión y tres opciones metodológicas distintas para la asignación del incentivo de disponibilidad, dependiendo de la elección de aspectos como: el tipo de señal de precio que se quiera transmitir a los consumidores, el grado de volatilidad y manipulabilidad que tenga el Índice de Cobertura considerado (variable de asignación de dos de las tres opciones) y la propuesta del servicio de disponibilidad que deberá plantear el Operador del Sistema (véase Anexo II). Si bien en la citada propuesta no se optó por ninguna opción concreta al no disponer de toda la información necesaria, en este informe se ha asignado el incentivo a la inversión en función de la potencia contratada en el periodo de punta y el incentivo de disponibilidad en función de la potencia demandada durante las horas de punta. Esta opción es razonable dada la información disponible, teniendo la ventaja adicional de transmitir señales adecuadas a la modulación.

A continuación se describe brevemente la metodología general de asignación de costes vigente en la actualidad.

#### **4.1 Antecedentes**

La CNE elaboró una propuesta de metodología de asignación de costes para establecer tarifas de acceso, remitida al Ministerio de Economía en noviembre de 2001 y publicada en la *Web* de esta Comisión.

La metodología de la CNE de 2001 revisada define criterios de asignación de cada coste regulado para determinar, de forma aditiva, las tarifas de acceso, según la estructura del Real Decreto 1164/2001. Dicho Real Decreto especifica cuáles son los costes a incluir en las tarifas de acceso. Las tarifas integrales aditivas para cada nivel se calculan sumando la tarifa de acceso correspondiente, el déficit tarifario y los costes de generación, es decir, los precios de la energía, el pago por servicios complementarios, el pago por capacidad y el recargo de moratoria nuclear aplicado al coste de generación.

El principal objetivo de la metodología asignativa es garantizar la recuperación de los costes regulados, así como trasladar a los consumidores, a través de las tarifas de acceso e integrales, los costes en que los suministros, desglosados por grupos tarifarios, hacen incurrir al sistema. Se considera que la aditividad de costes para establecer las tarifas de acceso de los consumidores en el mercado regulado y en el mercado liberalizado, es un requisito necesario para lograr la sostenibilidad de las tarifas y la recuperación de los costes del sistema. En consecuencia, los pagos regulados por los mismos servicios deben ser iguales, para clientes con características de consumo similares, ya sea en tarifa o en el mercado liberalizado.

El aspecto más importante de la metodología CNE 2001 revisada es la definición explícita y transparente de las reglas de asignación de los costes, que deben permanecer en el tiempo, de forma que proporcionen señales estables en los precios regulados a distintos agentes del sistema. Las asignaciones resultantes de los costes se basan en variables de reparto conocidas fácilmente por el regulador, a partir de la información que proporcionan

las empresas suministradoras. Dichas variables han sido solicitadas anualmente por esta Comisión desde 2001, lo que permite su revisión.

Cabe destacar que la metodología de la propuesta es flexible a modificaciones en la información de entrada y permite la asignación de nuevos costes de acceso surgidos en fecha posterior a la elaboración de la propuesta, como, por ejemplo, el déficit tarifario.

Por otro lado, la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que las autoridades reguladoras se encargarán, como mínimo, de determinar o aprobar las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución, antes de su entrada en vigor.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano competente de la Administración para que adopte una decisión formal sobre las tarifas o, al menos, sobre el cálculo de las metodologías. En este caso, el órgano competente estará facultado para aprobar o rechazar el proyecto de decisión presentado por la autoridad reguladora. Dichas tarifas, métodos o modificaciones de los mismos se publicarán junto con la decisión sobre la adopción formal. Todo rechazo formal del proyecto de decisión sobre los asuntos citados será también publicado, junto con su motivación.

Adicionalmente, entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el vigésimo cuarto dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje.

La CNE realizó un informe para dar cumplimiento a este mandato, que fue aprobado por el Consejo de la CNE y posteriormente remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el 20 de diciembre de 2005. En el informe se actualizó la metodología asignativa de tarifas de acceso de la CNE de 2001 y se introdujeron las modificaciones necesarias para adaptarla a la situación de ese momento. Finalmente, se compararon los precios regulados resultantes de la propuesta asignativa de la CNE y las tarifas integrales

y de acceso vigentes en aquel momento, con objeto de proponer los ajustes necesarios en las mismas.

Por último, como ya se ha indicado anteriormente, la Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece en el punto 2 que antes del 1 de abril de 2008 la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad.

En cumplimiento de dicho mandato la CNE ha elaborado un informe, aprobado por el Consejo de Administración el 3 de abril de 2008, en el que se propone un mecanismo de asignación para el incentivo a la inversión y tres opciones metodológicas distintas para la asignación del incentivo de disponibilidad que fue remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con fecha catorce de abril de 2008.

## **4.2 Principios generales**

El Real Decreto 871/2007 establece en la Disposición adicional séptima que a partir del 1 de julio de 2008, con carácter trimestral, la Comisión Nacional de Energía enviará a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de las tarifas de energía eléctrica y de gas.

Dicha propuesta se basará en los siguientes principios:

- 1º Aditividad de las tarifas sobre la base de tarifas de acceso y con la mejor previsión del coste de la energía, de tal forma que no distorsionen el mercado.
- 2º Suficiencia de ingresos a corto-medio plazo.
- 3º Recuperación de los costes de las actividades reguladas mediante los peajes de acceso, que se revisarán una vez al año y, en su caso, mediante la financiación del déficit ex ante.
- 4º Asignación eficiente de los costes entre los distintos suministros.

Cabe señalar que los principios generales que rigen la metodología asignativa para establecer tarifas de acceso de la propuesta CNE son los de (1) suficiencia de ingresos, (2) la coherencia entre los sistemas de tarifas integrales y de acceso, (3) la simplicidad, (4) la transparencia y (5) la eficiencia en la asignación de costes entre los distintos suministros, de forma que las tarifas reflejen los costes en que los consumidores hacen incurrir al sistema e imputando el resto de costes de la forma menos distorsionadora posible del consumo global. Por tanto, la metodología de la CNE ya considera los principios planteados en el Real Decreto 871/2007.

### **4.3 Consideraciones iniciales**

La metodología revisada de la CNE se adapta a ciertas restricciones de partida del sistema tarifario vigente.

En primer lugar, es una metodología asignativa de los costes acreditados. En este sentido, se toman como variable de entrada al modelo los distintos niveles de costes de acceso definidos en el RD 1164/2001 y establecidos de acuerdo al procedimiento del RD 1432/2002. No obstante, como se ha señalado en diferentes informes de la CNE, se considera necesaria la revisión de ciertos aspectos en la determinación de la retribución de las actividades reguladas<sup>6</sup>.

En segundo lugar, se parte de la estructura de tarifas de acceso del RD 1164/2001, esto es, tarifas de acceso postales por periodos horarios y niveles de tensión<sup>7</sup>.

En tercer lugar, la propuesta asignativa de costes parte de los periodos horarios establecidos en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

---

<sup>6</sup> Véanse informes de la CNE sobre propuestas de RD de tarifa eléctrica.

<sup>7</sup> Tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos horarios para la baja tensión (tensión inferior a 1 kV), de tres y seis periodos en la media tensión (tensión entre 1 y 36 kV) y de seis periodos horarios en la alta tensión (tensión superior a 36 kV).

En cuarto lugar, la asignación de costes para establecer tarifas de acceso se realiza imputando los correspondientes costes a los consumidores como usuarios de las redes. Es decir, no se tiene en cuenta la posibilidad de aplicar tarifas de acceso a generadores, lo que se utiliza en algunos países del entorno europeo para dar señales de localización en la red de transporte.

Por último, la propuesta parte del principio establecido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, de tarifas de acceso únicas en todo el territorio nacional.

#### **4.4 Criterios de asignación de costes**

La propuesta de metodología de tarifas de acceso de la CNE presenta unas reglas explícitas para asignar cada concepto de coste de acceso entre los suministros del sistema de forma transparente, objetiva y no discriminatoria.

Los costes de acceso a asignar, especificados en el artículo 2 del RD 1164/2001, son de diversa naturaleza, lo que justifica la aplicación de diferentes criterios de asignación en función de la causalidad del coste.

La asignación de los costes de transporte y distribución entre los distintos grupos tarifarios se realiza a partir de la variable de potencia de diseño de cada nivel de tensión, que incluye la potencia en punta demandada en su mismo nivel, más las potencias en punta demandadas en niveles de tensión inferiores ponderadas por los correspondientes porcentajes de entrada de energía procedentes, directa o indirectamente, de dicho nivel de tensión.

Se imputan a los distintos grupos tarifarios los costes de aquellas redes de transporte y distribución que utilizan para su suministro. Es decir, el consumidor se hace cargo del coste que le corresponda de la red del nivel de tensión al que está acogido, del coste asociado a las redes de niveles superiores, en la proporción que participa esta demanda en el diseño de la correspondiente red. Para ello se asignan los costes de las redes según los distintos niveles de tensión tarifarios, de acuerdo con la información del balance energético que han proporcionado las empresas.

Por otra parte, los peajes resultantes deben reflejar los costes de la red, incentivando su uso en periodos horarios de menor demanda, donde su saturación es menor, y desincentivar el uso de las redes en periodos horarios de mayor demanda del sistema, donde la probabilidad de saturación es más elevada. En este sentido, una vez que se han asignado los costes de transporte y distribución por grupos tarifarios en función de la potencia en punta, se distribuye dicho coste entre los distintos periodos horarios según la potencia contratada en cada periodo.

Los costes de la gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a los consumidores conectados a sus redes se asignan como un pago fijo por cliente, con cierta diferenciación entre los clientes de baja y alta tensión, en función de un factor de coste explícito. Cabe señalar que si bien el criterio de asignación es único, se ha considerado que el 20% del coste de gestión comercial se debe al suministro de clientes en el mercado y por tanto se imputa a las tarifas de acceso y el 80% restante se debe a clientes en régimen de tarifa integral y por tanto se recupera a través de las mismas.

Los costes de seguridad de suministro se asignan teniendo en cuenta el horizonte temporal y la naturaleza del coste. En particular, el coste de largo plazo (el incentivo a la inversión) se asigna en función de la potencia contratada en el periodo de punta, mientras que el coste de medio plazo (el servicio de disponibilidad) se asigna a las horas de máxima demanda inversamente proporcional al margen de cobertura de cada hora, de tal forma que los costes del servicio se asignan en mayor medida a aquellas horas en las que existe una mayor probabilidad de escasez de oferta.

Los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento con cargo a cuotas se asignan aplicando un porcentaje uniforme sobre los peajes de transporte y distribución obtenidos, por similitud con la liquidación de dichos costes.

El resto de costes del sistema (compensación extrapeninsular, primas del régimen especial y anualidades de déficit), se asignan de forma que distorsionen lo menos posible el consumo global del sistema. En definitiva, dichos costes, que no son atribuibles al mayor o menor uso de las redes ni al perfil del consumo de los distintos clientes, se

asignan según un criterio *Ramsey*, de forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda respecto al precio de los distintos grupos tarifarios.

El problema fundamental de la aplicación práctica de dicha regla asignativa radica en la dificultad de obtener los valores de las elasticidades de la demanda de electricidad respecto al precio de los distintos grupos tarifarios. En la propuesta presentada se optó por utilizar como variable para su cálculo el coeficiente de simultaneidad en el periodo de punta de cada grupo tarifario. Dicha variable es un indicador de la sensibilidad a las variaciones en los precios de los distintos suministros. Los porcentajes obtenidos se aplican sobre la facturación de los peajes de transporte y distribución de cada grupo tarifario, siendo más elevado cuanto más inelástico sea el consumidor (menor sea el coeficiente de simultaneidad de potencia demanda respecto a la contratada en el periodo de punta).

Para obtener las tarifas integrales se suman a los términos de energía de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa los precios de la energía diaria por bloques horarios, el coste de los servicios complementarios y los pagos de moratoria nuclear asociados a los costes de generación.

#### **4.5 Diseño tarifario**

Tras haber sido discutidas distintas alternativas de diseño tarifario, el criterio utilizado fue repartir el coste de los peajes de transporte y distribución, entre aquel asignado al propio nivel de tensión dentro del término de potencia, y el resto de costes asociados a niveles de tensión superiores, dentro del término de energía<sup>8</sup>. La idea que subyace en este criterio de diseño es que la imputación de los costes de las redes por kW contratado en cada tramo de red, se ve alterada por el efecto acumulativo de los correspondientes coeficientes de simultaneidades y, por tanto, cada vez es menos directo el efecto que la contratación que cada kW tiene sobre el coste de las redes.

---

<sup>8</sup> Exceptuando a la tarifa de acceso 6.4 (tensión superior a 145 kV), donde se reparte el 80% de los costes de transporte en los términos de potencia y el 20% en los términos de energía, si bien dicha proporción debería vincularse a la relación de costes fijos y variables de la red de transporte.

A partir del diseño de los términos de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución, el resto de los costes se asignaron entre ambos términos, -potencia y energía, como porcentajes sobre la facturación de los correspondientes peajes de transporte y distribución. No obstante, cabe señalar que estos porcentajes dependen inversamente del nivel de tensión y de la diferenciación bloque–horaria en el caso de costes tales como el sobre coste del régimen especial, la compensación extrapeninsular y el déficit tarifario, y es un porcentaje uniforme para el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad y abastecimiento.

Se ha optado por aplicar una diferenciación de los distintos términos de potencia y energía, por bloques horarios, similar a la vigente, con el objeto de no producir distorsiones en las señales bloque-horarias que proporcionan los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso vigentes.

#### **4.6 Variables de entrada al modelo de asignación**

El modelo de asignación de costes se alimenta de las siguientes variables:

##### **4.6.1 Distribución del coste de distribución por nivel de tensión**

Los costes asociados a la actividad de distribución se reparten entre las redes de los distintos niveles de tensión en función de la estructura de costes de distribución en distintos escalones de tensión que se deriva de la información contenida en la Circular 1/2006 facilitada por las empresas distribuidoras, de acuerdo con la "Propuesta Metodología CNE Modelo de Red de Referencia".

**Cuadro 8. Porcentaje de la retribución de la distribución por niveles de tensión tarifarios**

Retribución Distribución (Miles €)	Porcentajes de reparto por nivel de tensión				Total
	NT0	NT1	NT2	NT3	
4.421.077	39,28%	20,29%	20,12%	20,31%	100%

Fuente: CNE

## 4.6.2 Potencia máxima demanda

La potencia máxima demandada por los clientes ascendió a 44.876 MW, máxima histórica, correspondiente a las 20 h del 17 de diciembre de 2007, según el último Balance eléctrico diario de REE.

## 4.6.3 Participación en la punta

Los coeficientes de participación en la punta por grupo tarifario no se han modificado respecto a los considerados en la revisión<sup>9</sup> de la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso de la CNE 2001.

**Cuadro 9. Coeficientes de participación en la punta por grupo tarifario utilizados en la asignación**

	Punta del Sistema	NIVEL DE TENSION								TOTAL
		NT0			NT1		NT2	NT3	NT4	
		DH1	DH2	DH3	DH3	DH6	DH6	DH6	DH6	
Propuesta CNE 2001	Periodo 1 DH6	37,6%	3,4%	16,2%	5,5%	22,0%	6,5%	4,5%	4,3%	100,0%
Propuesta Actual	1.000	34,9%	4,2%	16,2%	8,9%	20,7%	6,5%	3,4%	5,3%	100,0%

Fuente: CNE

## 4.6.4 Coeficiente de simultaneidad en punta

No se han modificado los coeficientes de simultaneidad en punta, variable utilizada para repartir los costes según un criterio Ramsey, respecto a los considerados en la “Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso” de la CNE de 2001.

**Cuadro 10. Coeficientes de simultaneidad en punta por grupo tarifario utilizados en la asignación**

CONCEPTO	NT0			NT1		NT2	NT3	NT4
	DH1	DH2	DH3	DH3	DH6	DH6	DH6	DH6
Simultaneidad en punta	0,159	0,193	0,276	0,357	0,457	0,665	1,016	1,016

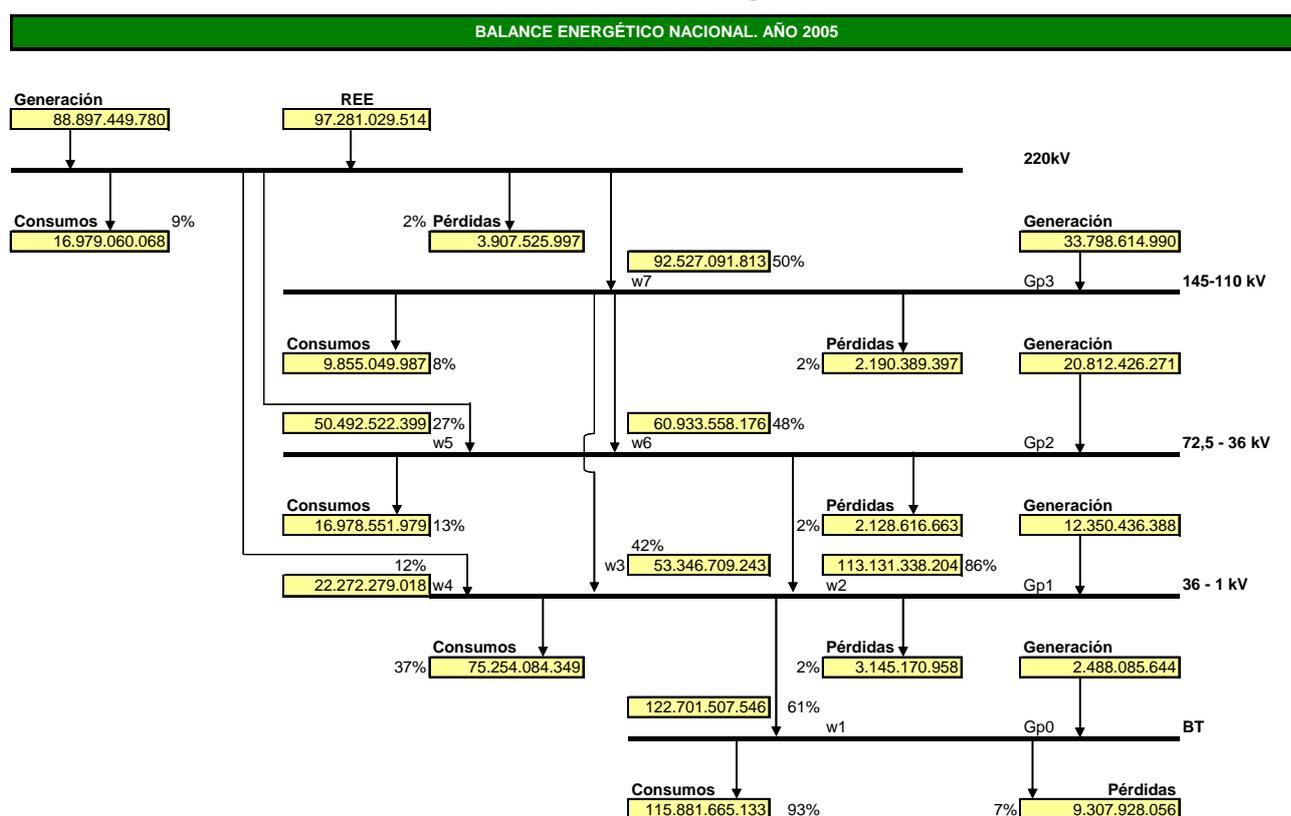
Fuente: CNE

<sup>9</sup> “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje”, noviembre de 2005.

### 4.6.5 Balance de energía

Para ponderar el uso de la red por niveles de tensión de cada grupo tarifario, se parte del modelo de balance de energía correspondiente al año 2005, según la información que han proporcionado las empresas distribuidoras a la CNE.

**Gráfico 11. Balance de energía. Año 2005**



Fuente: Empresas eléctricas  
 Nota: Unidades en kWh

### 4.6.6 Número de clientes por grupo tarifario

En el Cuadro 11 se recoge la estimación para 2008 del número de clientes por grupo tarifario de acuerdo con la información proporcionada por las empresas. Cabe señalar que pese a presentarse desagregado el número de clientes en régimen de tarifa integral y en régimen de mercado, no existe distinción entre ambos colectivos a la hora de asignar los costes de gestión comercial, único concepto que tiene en cuenta el número de consumidores.

**Cuadro 11. Número de clientes en régimen regulado y liberalizado. Año 2008**

		Nº Clientes a tarifa	Nº Clientes en mercado	Total
<b>NT0</b>	DH1	22.977.651	2.156.877	25.134.528
	DH2	1.463.245	326	1.463.571
	DH3	574.173	278.233	852.405
<b>NT1</b>	DH3	60.278	15.916	76.194
	DH6	11.433	11.318	22.751
<b>NT2</b>	DH6	704	727	1.432
<b>NT3</b>	DH6	230	43	273
<b>NT4</b>	DH6	192	36	229
<b>Total</b>		<b>25.087.907</b>	<b>2.463.475</b>	<b>27.551.382</b>

Fuente: Empresas eléctricas

#### **4.6.7 Potencia contratada por nivel de tensión, grupo tarifario y periodos horarios**

En las potencias contratadas por niveles de tensión y periodos horarios, se han tenido en cuenta dos fuentes de información: las liquidaciones y las potencias contratadas y facturadas solicitadas a las empresas.

En las liquidaciones se dispone de información relativa a las potencias contratadas por periodos horarios de aquellos clientes que se encuentran consumiendo en régimen de mercado y de la potencia facturada para el colectivo de clientes que consumen en régimen de tarifa integral.

Adicionalmente, se dispone de información individual sobre las potencias contratadas y su modo de facturación I de grandes consumidores eléctricos, esto es, clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento por interrumpibilidad, clientes acogidos a la tarifa G.4 y clientes acogidos a la tarifa horaria de potencia.

Por otra parte, se ha solicitado a las empresas distribuidoras información para clientes en el mercado regulado relativa de las potencias contratadas y facturadas, desagregadas por tarifa integral y modo de facturación..

La potencia contratada total del sistema por periodos horarios, según la estructura del RD 1164/2001, se obtiene agregando dicha variable en el mercado liberalizado y en el regulado. En concreto, para los clientes en régimen de mercado se ha tomado la potencia contratada por periodo horario proporcionada por las empresas y para los clientes en régimen de tarifa integral se ha distinguido entre los grandes consumidores, para los que se ha obtenido la potencia contratada por periodo horario de acceso a partir de la información contenida en la base de datos de liquidaciones sobre la potencia contratada a tarifa integral teniendo en cuenta el modo de facturar la potencia, y el resto de consumidores a tarifa integral, para los que se ha supuesto que la potencia contratada en cada periodo es igual a la potencia facturada.

El Cuadro 12 resume la información sobre potencias contratadas por grupo tarifario y periodos horarios para 2008.

**Cuadro 12. Potencia contratada (MW) por nivel de tensión y periodos horarios. Año 2008**

		Potencia contratada (MW) por periodo tarifario. Año 2008					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>NT0</b>	DH1	101.445					
	DH2	7.060					
	DH3	25.941	26.514	31.362			
<b>NT1</b>	DH3	8.955	9.157	10.474			
	DH6	15.868	16.623	17.494	17.556	17.633	20.095
<b>NT2</b>	DH6	4.121	4.628	4.817	4.838	4.875	5.594
<b>NT3</b>	DH6	1.344	1.969	2.020	2.050	2.080	2.270
<b>NT4</b>	DH6	2.154	3.424	3.506	3.653	3.724	4.245

Fuente: Empresas y base de datos de liquidaciones (BD SINCRO)

#### 4.6.8 Consumo por nivel de tensión, grupo tarifario y periodos horarios

El consumo agregado por nivel de tensión, grupo tarifario y periodos horarios se ha obtenido a partir de las curvas de carga elaboradas para el año 2006 incorporando las modificaciones en los calendarios aplicables a las tarifas de acceso establecidas en la

Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

En concreto, se han elaborado las curvas de carga<sup>10</sup> correspondientes a 2006 tomando como punto de partida la metodología de generación de curvas de carga desarrollada por la CNE (Véase Anexo 4 de la propuesta de 2001), con la excepción de las curvas de carga de clientes de baja tensión. Para este grupo de consumidores se ha optado por utilizar los perfiles de consumos definidos en la Resolución de 30 de diciembre de 2002, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo. Estos perfiles de carga se utilizan para la liquidación de la energía en el mercado de producción de energía eléctrica, a partir de los datos de consumo registrados por equipos de medida no horarios.

La estructura de consumos para 2008 se obtiene como resultado de imponer para cada tarifa resultante de agregar las curvas de carga horarias generadas para 2006 teniendo en cuenta los periodos horarios de las tarifas de acceso establecidos en la Orden ITC/2794/2007 el consumo previsto para cada tarifa.

En el siguiente cuadro se resume la información relativa a los consumos por grupo tarifario de acceso y periodo horario para 2008.

---

<sup>10</sup> Las curvas de carga generadas para 2006, así como la metodología de cálculo, están publicadas en la página web de la CNE en cumplimiento del mandato establecido en la Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007.

**Cuadro 13. Consumo (GWh) por nivel de tensión y periodos horarios. Año 2008**

		Consumo (GWh) por periodo tarifario. Año 2008						TOTAL
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
NT0	DH1	75.452						75.452
	DH2	3.928	8.858					12.785
	DH3	8.122	22.016	10.061				40.199
NT1	DH3	3.631	10.765	5.787				20.183
	DH6	4.749	7.309	4.377	6.958	9.108	32.817	65.318
NT2	DH6	1.269	1.945	1.143	1.973	2.458	11.479	20.267
NT3	DH6	524	840	468	956	1.223	6.025	10.037
NT4	DH6	1.171	1.866	964	1.907	2.537	13.343	21.788
<b>Total</b>		<b>98.845</b>	<b>53.599</b>	<b>22.800</b>	<b>11.795</b>	<b>15.327</b>	<b>63.665</b>	<b>266.030</b>

Fuente: Empresas y base de datos de liquidaciones (BD SINCRO)

Nota: No incluye el consumo correspondiente a Concesiones Administrativas y Consumos Propios.

#### 4.7 Asignación resultante del coste de acceso

En el Cuadro 14 se presentan los resultados obtenidos de la asignación de costes por niveles de tensión y periodos tarifarios de acuerdo con la metodología asignativa de la CNE.

**Cuadro 14. Resultado de la asignación de los costes de acceso correspondientes a 2008 de acuerdo con la metodología asignativa de la CNE 2001 revisada**

		Coste de Acceso (miles €)										Total	Precio Medio (€/kWh)
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	T+D	Gestión Comercial	Pagos por capacidad	Cuotas	Prima R.E.	Compensación extrapeninsular	Déficits	Servicios grandes consumidores	Incentivo al carbón autóctono			
2.0 A	75.452	2.505.367	55.047	307.758	63.199	1.483.675	725.180	1.010.461	261.986	64.179	6.476.851	8,584	
2.0 DHA	12.785	341.082	3.205	24.861	8.604	165.677	80.978	112.834	31.797	7.789	776.828	6,076	
3.0 A	40.199	1.122.121	3.734	96.436	28.306	382.191	186.804	260.292	50.591	12.393	2.142.868	5,331	
3.1 A	20.183	442.010	334	33.643	11.150	116.152	56.772	79.106	16.177	3.963	759.307	3,762	
6.1	65.318	775.390	100	73.191	19.560	159.407	77.914	108.564	13.045	3.196	1.230.365	1,884	
6.2	20.267	226.984	6	18.711	5.726	32.050	15.665	21.828	3.611	885	325.466	1,606	
6.3	10.037	80.728	1	7.094	2.036	7.457	3.645	5.079	1.154	283	107.478	1,071	
6.4	21.788	103.255	1	13.072	2.605	9.538	4.662	6.496	1.640	402	141.671	0,650	
<b>Total</b>	<b>266.030</b>	<b>5.596.937</b>	<b>62.428</b>	<b>574.766</b>	<b>141.186</b>	<b>2.356.146</b>	<b>1.151.620</b>	<b>1.604.660</b>	<b>380.000</b>	<b>93.089</b>	<b>11.960.833</b>	<b>4,496</b>	

Fuente: CNE

Cabe destacar que aunque se presenten los resultados globales de la asignación de todos los costes, la metodología asignativa de la CNE permite identificar la asignación individual de cada concepto de coste, por grupo y periodo tarifario.

#### **4.8 Asignación del coste de generación y diseño de las tarifas integrales**

Como se ha indicado en sucesivos informes, la coherencia y la recuperación de los costes regulados a partir de las tarifas de acceso e integrales obliga a adoptar la misma estructura tarifaria para ambos esquemas de precios regulados, esto es, según los grupos y periodos tarifarios de Real Decreto 1164/2001. Por tanto, las tarifas integrales son el resultado de añadir a las correspondientes tarifas de acceso, el coste de generación.

El coste de generación que deben pagar los clientes que se mantengan en el mercado regulado durante 2008, se obtiene como la suma de la facturación por energía, facturación por servicios complementarios y moratoria nuclear asociada al gasto derivado de los conceptos anteriores. Conviene recordar que los pagos por capacidad se han considerado integrados en la tarifa de acceso.

- *Energía:*  
Se ha elevado el consumo de las curvas de carga por tarifa integral y de acceso con los coeficientes de pérdidas establecidos en el RD 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.
- *Facturación por energía:*  
La facturación por energía se ha estimado aplicando el precio horario del mercado diario registrado en 2006 a las curvas de carga en barras de central de cada una de las tarifas integrales y de acceso. Posteriormente, se ha ajustado la facturación por energía de cada tarifa integral y de acceso al escenario de precios de mercado considerados en 2008 aplicando el mismo factor de escala para todas las tarifas.
- *Facturación por Servicios Complementarios:*  
La facturación por servicios complementarios se estima aplicando, por tarifa integral y de acceso, el precio medio bloque-horario de los servicios complementarios (véase epígrafe 3.1.2) a la energía de cada bloque horario (calculada a partir de las curvas de carga elevadas con las pérdidas correspondientes).

- *Facturación por cuota de Moratoria Nuclear sobre la facturación de generación:*

Se aplica el 0,020% a la suma de la facturación de energía y servicios complementarios.

En el Cuadro 15 se muestra el coste de generación a imputar a cada grupo tarifario. Cabe señalar que los términos de energía de las tarifas integrales se obtienen como resultado de añadir el coste de generación por grupo tarifario y periodo a los términos de energía de las tarifas de acceso obtenidas de la asignación.

**Cuadro 15. Coste de generación a imputar a cada grupo tarifario.**

		Coste de generación				
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Diario	SS.CC.	Moratoria Nuclear	Total	Precio Medio (c€/kWh)
2.0 A	75.452	5.848.286	226.253	1.215	6.075.755	8,052
2.0 DHA	12.785	910.417	35.840	189	946.446	7,403
3.0 A	40.199	3.056.436	120.832	635	3.177.903	7,905
3.1 A	20.183	1.470.858	55.654	305	1.526.817	7,565
6.1	65.318	4.582.919	180.212	953	4.764.084	7,294
6.2	20.267	1.333.419	53.877	277	1.387.573	6,846
6.3	10.037	639.980	26.054	133	666.167	6,637
6.4	21.788	1.365.596	55.679	284	1.421.559	6,524
<b>Total</b>	<b>266.030</b>	<b>19.207.912</b>	<b>754.399</b>	<b>3.992</b>	<b>19.966.304</b>	<b>7,505</b>

Fuente: CNE

## 5 RESULTADOS METODOLOGÍA ASIGNATIVA VS TARIFAS VIGENTES

En este epígrafe se comparan las tarifas nominales vigentes (sin considerar, por tanto, la parte financiada a largo plazo), tanto integrales como de acceso, establecidas en la Orden ITC/3860/2007, con las resultantes de aplicar la metodología asignativa de la CNE 2001 revisada. Dicho ejercicio permite comprobar a qué distancia están los precios regulados nominales actuales y los resultantes de la propuesta asignativa de la CNE, que no difieren en gran medida de las tarifas reales vigentes implícitas si se tiene en cuenta la parte financiada. Conviene recordar que se han tomado como costes regulados los reconocidos actualmente.

### 5.1 Tarifas de acceso

En el Cuadro 16 se muestra el resultado de la asignación de los costes de acceso, aplicando la metodología asignativa de la CNE considerando y sin considerar la inclusión del coste derivado de los pagos por capacidad. El resultado de dicha asignación, por grupos tarifarios, se compara con las tarifas de acceso nominales publicadas en la Orden ITC/3860/2007.

**Cuadro 16. Asignación de acceso resultante de la Propuesta CNE vs RD 1634/2006.**

		Situación actual - Tarifa nominal (Orden ITC/3860/2007)	Propuesta CNE - Tarifa Real		Diferencias	
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Acceso (Miles €) (A)	Tarifa Acceso (Miles €) (B)	Tarifas de acceso + Pagos por capacidad (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (A)
2.0 A	75.452	3.417.447	6.169.093	6.476.851	81%	90%
2.0 DHA	12.785	329.257	751.966	776.828	128%	136%
3.0 A	40.199	1.582.414	2.046.432	2.142.868	29%	35%
3.1 A	20.183	499.636	725.664	759.307	45%	52%
6.1	65.318	979.091	1.157.175	1.230.365	18%	26%
6.2	20.267	159.496	306.755	325.466	92%	104%
6.3	10.037	59.056	100.383	107.478	70%	82%
6.4	21.619	96.183	128.132	141.204	33%	47%
TTS	169	740	467	467	-37%	-37%
<b>Total</b>	<b>266.030</b>	<b>7.123.319</b>	<b>11.386.067</b>	<b>11.960.833</b>	<b>60%</b>	<b>68%</b>

Fuente: CNE

Como se puede apreciar la diferencia entre la tarifa de acceso nominal recogida en la Orden ITC/3860/2007 y la propuesta de tarifa de acceso real de la CNE incluyendo los pagos por capacidad son unos 4.300 Millones de euros, cifra del orden de magnitud del déficit ex ante reconocido para 2008. Por tanto, se comprueba que las tarifas reales implícitas en la regulación actual coinciden aproximadamente con las que propone la CNE, como no puede ser de otra forma porque los costes reconocidos son los mismos.

Cabe señalar que, en términos medios, sería necesario incrementar el 60% las tarifas de acceso nominales vigentes para cubrir la totalidad de los costes de acceso reconocidos en la Orden ITC/3860/2007<sup>11</sup>, sin considerar el coste derivado de los pagos por capacidad y el 68% en caso contrario.

En opinión de esta Comisión sería conveniente la revisión de las tarifas de acceso establecidas en la Orden ITC/3860/2007 con objeto de que incorporen al contado todos los costes que los consumidores producen. No obstante, la legislación actual establece que esta revisión se haga una vez al año, correspondiéndola próxima en diciembre. En todo caso, sí se considera necesario incorporar en esta revisión al menos el coste derivado de los pagos por capacidad en el escandallo de costes de acceso (574 Millones de euros) o, como mínimo, incorporar el coste derivado de los pagos por capacidad en las tarifas de acceso implícitas en las tarifas integrales.

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que cualquier cambio que suponga una subida de la tarifa de acceso debe corresponderse necesariamente con una subida implícita equivalente en la tarifa integral correspondiente. En caso contrario los comercializadores con clientes en mercado liberalizado en ese segmento se verían afectados en su seguridad regulatoria. Esta es una de las razones por las que la revisión de las tarifas de acceso se realiza una vez al año.

En caso de modificar las tarifas de acceso para incorporar el coste de los pagos por capacidad, éstas aumentarían, en términos anuales, un 8,1%.

---

<sup>11</sup> Los costes de acceso incluyen tanto las anualidades correspondientes a la recuperación de los déficit de actividades reguladas como la anualidad correspondiente al déficit reconocido ex ante para 2008

**Cuadro 17. Ingresos por tarifas de acceso nominales de la Orden ITC/3860/2007 (parte no diferida), tarifas de acceso incorporando pagos por capacidad y tarifa de acceso aditiva real sin financiación, según la metodología CNE.**

		Situación actual - Tarifa nominal (Orden ITC/3860/2007)	Propuesta CNE Julio 2008 - Tarifa nominal	Propuesta CNE - Tarifa real		
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Acceso (Miles €) (A)	Tarifa acceso vigente + Pagos capacidad (Miles €) (B)	Tarifas aditiva (Miles €) (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (B)
2.0 A	75.452	3.417.447	3.725.204	6.476.851	9,0%	74%
2.0 DHA	12.785	329.257	354.118	776.828	7,6%	119%
3.0 A	40.199	1.582.414	1.678.850	2.142.868	6,1%	28%
3.1 A	20.183	499.636	533.279	759.307	6,7%	42%
6.1	65.318	979.091	1.052.281	1.230.365	7,5%	17%
6.2	20.267	159.496	178.207	325.466	11,7%	83%
6.3	10.037	59.056	66.150	107.478	12,0%	62%
6.4	21.619	96.183	109.255	141.204	13,6%	29%
TTS	169	740	740	467	0,0%	-37%
<b>Total</b>	<b>266.030</b>	<b>7.123.319</b>	<b>7.698.085</b>	<b>11.960.833</b>	<b>8,1%</b>	<b>55%</b>

Fuente: CNE y Orden ITC/3860/2007

En el Cuadro 18 se proponen las tarifas de acceso que habría que aplicar para incorporar el coste derivado de los pagos por capacidad. Cabe señalar que estas últimas resultan de incrementar los términos de potencia del periodo 1 y los términos de energía de las tarifas vigentes en la cuantía que resulta de la asignación propuesta por la CNE (véase Anexo II).

**Cuadro 18. Tarifas de acceso a aplicar a partir del 1 de julio de 2008 para incorporar el coste derivado de los pagos por capacidad.**

Propuesta CNE julio 2008														
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
401	2.0 A	20,698270						0,021543						
402	2.0 DHA	20,698270						0,032327	0,009147					
403	3.0	17,705359	9,355783	2,145388				0,025206	0,022840	0,019545				
404	3.1	17,393389	9,306199	2,134018				0,015491	0,013662	0,011516				
405	6.1	12,394653	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408	0,024600	0,017945	0,013321	0,007616	0,004719	0,004290	
406	6.2	10,953259	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396	0,011444	0,006653	0,004770	0,002713	0,001574	0,001431	
407	6.3	10,391166	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,010390	0,005576	0,003990	0,002255	0,001270	0,001155	
408	6.4	9,775762	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,008831	0,004514	0,003223	0,001828	0,000996	0,000906	
410	6.5	0,763081	0,763081	0,347473	0,347473	0,347473	0,347473	0,002391	0,002245	0,000991	0,000852	0,000845	0,000991	

Fuente: CNE

En el epígrafe 6.2 del presente informe se analiza el efecto de la modificación de las tarifas de acceso sobre los consumidores en el mercado libre.

## **5.2 Tarifas integrales**

Como se ha comentado en el epígrafe 4.8, se han obtenido las tarifas integrales agregando a los términos de energía de las tarifas de acceso de la propuesta asignativa, los costes de generación que le corresponden a cada grupo tarifario.

Al ser una metodología aditiva en costes, las tarifas de la propuesta asignativa son las mismas para los clientes que estén en tarifa integral y en el mercado liberalizado. Es decir, en el caso de la facturación de la propuesta asignativa, por ser una metodología aditiva, tanto los clientes en tarifa integral como en el mercado liberalizado pagan las tarifas de acceso de la propuesta más los costes de generación que les correspondan. Sin embargo, la facturación de los clientes a los precios de la Orden ITC/3860/2007 incluye la facturación de los clientes en sistema regulado a las tarifas integrales, y la facturación de los clientes en el mercado liberalizado a las tarifas de acceso más los costes de generación. Esta diferencia en la facturación vigente de ambos colectivos de clientes es consecuencia de la diferencia entre tarifas nominales y reales. Esta situación se ha puesto de manifiesto en sucesivos informes de esta Comisión.

En el Cuadro 19 se recogen las subidas necesarias, en términos anuales, para que las tarifas integrales fueran aditivas e igual a las reales, sin aplazar el pago de ningún concepto.

Cabe señalar que la columna (A) refleja el precio medio de las tarifas integrales nominales aplicando los precios de la Orden ITC/3860/2007. La columna (B) muestra el precio medio nominal por acceso, resultante de aplicar los precios de la Orden ITC/3860/2007 a los clientes a tarifa. En consecuencia, la columna (C), que es la resta entre ambas columnas, está reflejando el precio medio implícito por la energía en las distintas tarifas nominales integrales vigentes.

La columna (D) refleja el precio medio real que deberían pagar por acceso, según la metodología de la CNE 2001 revisada, los clientes en mercado regulado, en caso de que las tarifas de acceso se construyeran sin déficit. La columna (E) muestra la facturación media de los pagos por capacidad. La columna (F) muestra la facturación media por

energía y comercialización. Por tanto, la columna (G) muestra la facturación media real que deberían pagar los clientes en mercado regulado, en caso de que la tarifa integral fuera totalmente aditiva con los costes actualmente reconocidos (tarifa de acceso aditiva a la que se le suma el coste de la energía y comercialización), es decir, la suma de las columnas (D), (E) y (F). De hecho, esto es lo que pagan los consumidores en términos reales si a la tarifa nominal se le suma el déficit que se financia y que se paga diferido.

La columna que aparece sombreada en amarillo muestra la variación que, en términos de la facturación media, debería producirse en las tarifas integrales nominales establecidas en la Orden ITC/3860/2007 (columna (A)) para que la misma fuera construida de forma totalmente aditiva con los costes actualmente reconocidos y para que al no existir déficit no se difiera ningún pago al futuro (columna (G)). Es decir para que las tarifas nominales coincidan con las reales.

Por último, la columna que aparece sombreada en naranja muestra la variación propuesta, en términos de facturación media, respecto de las tarifas integrales nominales de la Orden ITC/3860/2007 para cubrir el coste de la energía y el coste de los pagos por capacidad. En este caso se asume que la única variación de las tarifas de acceso es la integración del pago por capacidad.

**Cuadro 19. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales nominales de la Orden ITC/3860/2007 coincidan con las tarifas reales (que cubran todos los costes reconocidos sin necesidad de financiación de déficit) para un escenario de precio del mercado diario de 66,14 euros/MWh**

		Situación Actual - Tarifas Nominales Orden ITC/3860/2007 (c€/kWh)			Propuesta CNE - Tarifas Reales (c€/kWh)				% variación tarifa real sobre tarifa nominal				% Incremento necesario para cubrir el coste de la energía y pagos por capacidad (con déficit ex ante)
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Pagos por capacidad (E)	Coste energía + Comerc. (F)	Tarifa Integral (G) = (D) + (E) + (F)	Tarifa Acceso sin Pagos Capacidad	Tarifas acceso con pagos por capacidad	Coste energía	Tarifa integral	
<i>Tarifas &lt; 15 kW sin discriminación</i>	61.550	12,01	4,61	7,40	8,29	0,42	8,44	17,15	79,9%	89,0%	14,0%	42,8%	12,1%
2.0.1	5.941	11,70	4,51	7,19	8,15	0,41	8,44	16,99	80,7%	89,6%	17,3%	45,2%	14,1%
2.0.2	34.657	12,02	4,62	7,40	8,31	0,42	8,44	17,17	79,8%	88,9%	14,0%	42,8%	12,1%
2.0.3	20.953	12,07	4,61	7,46	8,29	0,42	8,44	17,15	79,9%	89,0%	13,1%	42,1%	11,6%
<i>Tarifas &lt; 15 kW con discriminación</i>	9.744	8,59	2,61	5,98	5,97	0,20	7,65	13,82	128,3%	135,9%	28,0%	60,9%	21,8%
2.0.1 DHA	1.031	8,65	2,59	6,05	5,92	0,20	7,65	13,77	128,3%	135,9%	26,4%	59,3%	20,8%
2.0.2 DHA	5.077	8,66	2,60	6,05	5,94	0,20	7,65	13,79	128,3%	135,9%	26,4%	59,3%	20,7%
2.0.3 DHA	3.636	8,48	2,64	5,84	6,02	0,20	7,65	13,87	128,2%	135,9%	30,9%	63,5%	23,7%
<i>Tarifas &gt; 15 kW</i>	34.701	11,52	4,04	7,49	5,84	0,27	8,10	14,21	44,7%	51,5%	8,1%	23,3%	7,7%
3.0.1	8.854	11,24	3,66	7,58	7,07	0,31	8,17	15,54	93,0%	101,4%	7,8%	38,3%	8,0%
3.0.2	25.847	11,62	4,16	7,46	5,42	0,26	8,07	13,76	30,2%	36,5%	8,2%	18,4%	7,6%
<b>Total Baja Tensión</b>	<b>105.995</b>	<b>11,54</b>	<b>4,24</b>	<b>7,30</b>	<b>7,27</b>	<b>0,35</b>	<b>8,25</b>	<b>15,88</b>	<b>71,6%</b>	<b>79,9%</b>	<b>13,1%</b>	<b>37,6%</b>	<b>11,3%</b>

Fuente: CNE

Se observa que el incremento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales incluyeran los costes del sistema asciende al 37,6%, para un escenario de precios de mercado de 66,14 €/MWh y sin considerar minoración por los derechos de CO<sub>2</sub>. No obstante, en caso de que las tarifas integrales fueran aditivas en energía y pagos por capacidad (esto es, considerando el déficit ex ante), la variación necesaria, en términos de facturación media, sería un aumento del 11,3%.

En el Cuadro 20 se presenta el mismo ejercicio para el segundo escenario de precios de mercado (61,10 €/MWh). En este escenario de precios el aumento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales cubrieran la totalidad del coste de la energía, sin considerar la minoración por los derechos de CO<sub>2</sub>, asciende al 5,5%, siendo la subida necesaria para financiar la totalidad de los costes considerados del 31,8%.

**Cuadro 20. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales nominales de la Orden ITC/3860/2007 coincidan con las tarifas reales (que cubran todos los costes reconocidos sin necesidad de financiación de deficit) para un escenario de precio del mercado diario de 61,10 euros/MWh**

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Situación Actual - Tarifas Nominales Orden ITC/3860/2007 (c€/kWh)			Propuesta CNE - Tarifas Reales (c€/kWh)				% variación tarifa real sobre tarifa nominal				% Incremento necesario para cubrir el coste de la energía y pagos por capacidad (con déficit ex ante)
		Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Pagos por capacidad (E)	Coste energía + Comerc. (F)	Tarifa Integral (G) = (D) + (E) + (F)	Tarifa Acceso sin Pagos Capacidad	Tarifas acceso con pagos por capacidad	Coste energía	Tarifa integral	
<i>Tarifas &lt; 15 kW sin discriminación</i>	61.550	12,01	4,61	7,40	8,29	0,42	7,76	16,47	79,9%	89,0%	4,9%	37,2%	6,5%
2.0.1 (*)	5.941	11,70	4,51	7,19	8,15	0,41	7,76	16,32	80,7%	89,6%	7,9%	39,4%	8,3%
2.0.2	34.657	12,02	4,62	7,40	8,31	0,42	7,76	16,50	79,8%	88,9%	4,9%	37,2%	6,5%
2.0.3	20.953	12,07	4,61	7,46	8,29	0,42	7,76	16,47	79,9%	89,0%	4,0%	36,5%	6,0%
<i>Tarifas &lt; 15 kW con discriminación</i>	9.744	8,59	2,61	5,98	5,97	0,20	7,03	13,20	128,3%	135,9%	17,7%	53,7%	14,6%
2.0.1 DHA	1.031	8,65	2,59	6,05	5,92	0,20	7,03	13,15	128,3%	135,9%	16,2%	52,2%	13,6%
2.0.2 DHA	5.077	8,66	2,60	6,05	5,94	0,20	7,03	13,17	128,3%	135,9%	16,2%	52,1%	13,6%
2.0.3 DHA	3.636	8,48	2,64	5,84	6,02	0,20	7,03	13,25	128,2%	135,9%	20,4%	56,3%	16,4%
<i>Tarifas &gt; 15 kW</i>	34.701	11,52	4,04	7,49	5,84	0,27	7,43	13,54	44,7%	51,5%	-0,8%	17,5%	1,9%
3.0.1	8.854	11,24	3,66	7,58	7,07	0,31	7,51	14,89	93,0%	101,4%	-0,9%	32,4%	2,1%
3.0.2	25.847	11,62	4,16	7,46	5,42	0,26	7,40	13,08	30,2%	36,5%	-0,8%	12,6%	1,8%
<b>Total Baja Tensión</b>	<b>105.995</b>	<b>11,54</b>	<b>4,24</b>	<b>7,30</b>	<b>7,27</b>	<b>0,35</b>	<b>7,59</b>	<b>15,21</b>	<b>71,6%</b>	<b>79,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>31,8%</b>	<b>5,5%</b>

Fuente: CNE

En opinión de esta Comisión, con las señales actuales de precio futuro existentes en los distintos mercados, el escenario más adecuado es el que se corresponde con el escenario de precios de mercado de 66,14 €/MWh, por lo que los análisis que a continuación se realizan se basan en dicho escenario.

En el Cuadro 21 se comparan para los clientes de baja tensión las tarifas integrales vigentes y las tarifas integrales propuestas para el escenario de precios de mercado de 66,14 €/MWh. Estas tarifas resultan de actualizar el coste de la energía implícito en las tarifas integrales e incorporar el coste derivado de los pagos por capacidad.

**Cuadro 21. Tarifas integrales de baja tensión a aplicar a partir del 1 de julio de 2008.**

Tarifa	Orden ITC/3860/2007 (A)		Propuesta CNE julio 2008 (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp	Te
1.0	0,291980	0,065630				
2.0.1	1,621373	0,092111	1,832538	0,104140	13,0%	13,1%
2.0.2	1,634089	0,092834	1,845254	0,103887	12,9%	11,9%
2.0.3	1,642355	0,093303	1,853520	0,103747	12,9%	11,2%
3.0.1	1,752513	0,099562	1,977841	0,106332	12,9%	6,8%
3.0.2	1,988549	0,095576	2,199714	0,101903	10,6%	6,6%
1.0 DHA	0,088600	0,034783				
2.0.1 DHA	0,124349	0,048819	0,138848	0,062201	11,7%	27,4%
2.0.2 DHA	0,125326	0,049202	0,142600	0,065360	13,8%	32,8%
2.0.3 DHA	0,125959	0,049451	0,145345	0,067721	15,4%	36,9%
3.0.1 DHA	0,134408	0,052767	0,149864	0,067106	11,5%	27,2%

Fuente: CNE

En el Cuadro 22 se recogen las tarifas a aplicar a los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/97. Se considera importante señalar que en el cálculo de los precios de los términos de potencia y energía de estas tarifas se ha tenido en cuenta el procedimiento establecido en la disposición adicional única del Real Decreto 1164/2001, eliminando de la fórmula el término que hace referencia a la tarifa 1.1 de alta tensión.

**Cuadro 22. Tarifas D a aplicar a partir del 1 de julio de 2008.**

Tarifa	Orden ITC/3860/2007 (A)		Propuesta CNE julio 2008 (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp (€/kW y mes)	Te (€/kWh)	Tp	Te
D.1	2,638657	0,055808	3,00462306	0,0635482	13,9%	13,9%
D.2	2,490768	0,053239	2,83622273	0,0606229	13,9%	13,9%
D.3	2,428498	0,051372	2,76531625	0,0584970	13,9%	13,9%
D.4	2,350662	0,049971	2,67668486	0,0569017	13,9%	13,9%

Fuente: CNE

Respecto a la tarifa G4, la aplicación directa de la metodología empleada daría lugar a importantes subidas que sin embargo podrían verse compensados en cierta medida por la revisión que finalmente se haga de los posibles servicios que puedan estar aportando al sistema. Por ello, en este caso, puede ser prudente hacer toda la revisión de forma conjunta.

## 6 OTROS ASPECTOS CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA

### 6.1 Déficit ex ante

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, reconoce ex ante un déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas de 750 millones de euros correspondiente al primer trimestre de 2007 y, asimismo, establece que en los reales decretos posteriores por los que se modifiquen las tarifas eléctricas se reconocerá ex ante un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, en cuyo cálculo se tendrá en cuenta el déficit o superávit de trimestres anteriores.

La Orden ITC/3860/2007 reconoció, en el artículo 1 punto 11, la existencia *ex ante* de un déficit de ingresos en la liquidación de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2008 de 1.200 Millones de euros. La cantidad prevista para el conjunto del año, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden asciende a 4.750 Millones de euros.

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

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 871/2007 las tarifas de acceso se revisarán una vez al año, en diciembre, por lo que para calcular el déficit que se producirá en la liquidación de actividades reguladas entre el 1 de abril y el 30 de septiembre de 2008 se han considerado dos escenarios. El primer escenario es el que resulta de incrementar las tarifas integrales para incorporar el coste derivado de los pagos por capacidad y actualizar el coste de la energía y el segundo escenario es el que resulta de aumentar, además de las tarifas integrales, las tarifas de acceso con objeto de incorporar el coste derivado de los pagos por capacidad.

En relación con lo anterior cabe señalar que, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/2794/2007, la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que el déficit de actividades reguladas que se generará entre el 1 de abril y el 30 de septiembre de 2008, con los costes regulados reconocidos actualmente y supuesto un coste de generación de 66,14 €/MWh ascenderá a cerca de 2.710 Millones de euros en caso de actualizar tarifas de acceso para incorporar los pagos por capacidad (Cuadro 23).

**Cuadro 23. Previsión para 2008 del déficit de ingresos por tarifas de acceso a las redes**

	Orden ITC/3860/2007	Propuesta CNE julio 2008 sin revisión tarifas acceso	Propuesta CNE julio 2008
<b>Ingresos regulados</b>	<b>16.951.063</b>	<b>17.790.700</b>	<b>17.722.535</b>
<i>Ingresos tarifa acceso</i>	2.247.758	2.247.758	2.345.874
<i>Ingresos pagos por capacidad</i>	332.562	332.562	166.281
<i>Ingresos tarifa integral</i>	14.370.743	15.210.380	15.210.380
<i>Tarifas Baja Tensión</i>	12.238.248	12.861.548	12.861.548
<i>Tarifas Alta Tensión</i>	2.132.495	2.348.832	2.348.832
<b>Costes regulados</b>	<b>23.142.863</b>	<b>23.142.863</b>	<b>23.142.863</b>
<i>Costes acceso</i>	11.386.067	11.386.067	11.386.067
<i>Pagos por capacidad</i>	574.766	574.766	574.766
<i>Coste energía clientes a tarifa (1)</i>	11.182.030	11.182.030	11.182.030
<b>Déficit de actividades reguladas</b>	<b>6.191.800</b>	<b>5.352.163</b>	<b>5.420.328</b>
<b>Déficit ex ante (1 abril a 30 septiembre)</b>	<b>3.095.900</b>	<b>2.676.082</b>	<b>2.710.164</b>

Fuente: CNE

Por último, cabe señalar que, como se indicó en el Informe 34/2007 de la CNE relativo al Borrador de Orden Ministerial por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, aunque en el escándalo de costes se incorporó la anualidad provisional resultante para 2008 para recuperar el déficit de ingresos reconocido ex ante, ésta no fue incorporada en la Orden ITC/3860/2007, lo que daba lugar a una inconsistencia ya que al no incorporar el déficit reconocido ex ante para 2008, éste se veía disminuido en la anualidad prevista<sup>12</sup> (447 Millones de euros de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden), si bien en un desarrollo normativo<sup>13</sup> posterior se reconoce que el derecho de cobro y abono tiene la consideración de coste liquidable del sistema.

En consecuencia, esta Comisión propone incorporar 447 Millones euros en concepto de anualidad provisional para recuperar el déficit ex ante de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2008.

<sup>12</sup> Véanse epígrafes 3.3.4 y 5.7.6 del Informe 34/2007 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

<sup>13</sup> Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta.

## **6.2 Financiación de los pagos por capacidad**

La Disposición adicional cuarta de la Orden ITC/3860/2007 establece en el punto segundo el encargo a la Comisión de remitir una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad antes del 1 de abril.

En cumplimiento del citado mandato, el pasado 14 de abril esta Comisión remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad. En dicha propuesta se considera que el coste derivado de los pagos por capacidad debe ser soportado por todos los consumidores y se plantea un mecanismo de asignación para el incentivo a la inversión y tres opciones metodológicas distintas para la asignación del incentivo de disponibilidad, dependiendo la elección de aspectos como: el tipo de señal de precio que se quiera transmitir a los consumidores, el grado de volatilidad y manipulabilidad que tenga el Índice de Cobertura considerado (variable de asignación de dos de las tres opciones) y la propuesta de servicio de disponibilidad que deberá plantear el Operador del Sistema.

La discriminación en la imputación del pago por garantía de potencia a los consumidores de tarifa integral respecto a los clientes en el mercado ha sido criticada en sucesivos informes de la CNE. Esta Comisión, considera que se deben aplicar los mismos pagos por capacidad a todos los consumidores, independientemente de que los clientes estén acogidos a tarifa integral o que acudan a mercado.

En consecuencia, se considera necesario la actualización de los precios correspondientes a la financiación de los pagos por capacidad con un doble objetivo: (1) adecuar los ingresos a los costes y (2) proporcionar la señal de precios correcta a todos los consumidores.

En relación con lo anterior, cabe señalar que de aplicar los precios unitarios por capacidad existentes actualmente a todos los consumidores, según el escenario de previsión de la demanda de la CNE, esto supondría unos ingresos por este concepto de 1.019 Millones de euros, cifra que excede en más de 400 Millones de euros al coste derivado de los pagos por capacidad previsto para 2008.

En consecuencia, en su propuesta, esta Comisión ha introducido sobre las tarifas de acceso publicadas en la Orden ITC/3860/2007 las modificaciones necesarias para recuperar el coste derivado de la financiación de los pagos por capacidad, de acuerdo con la metodología propuesta en el informe remitido al Ministerio optando por asignar el servicio de disponibilidad en función de la potencia demandada durante las horas de punta (véase Anexo II).

En el Cuadro 24 se comparan las tarifas de acceso vigentes y las tarifas de acceso que resultarían de incorporar el coste de los pagos por capacidad.

**Cuadro 24. Tarifas de acceso a aplicar a partir del 1 de julio de 2008.**

Tarifas de Acceso Orden ITC/3860/2007 (A)													
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
401	2.0 A	18,164292						0,020871					
402	2.0 DHA	18,164292						0,031008	0,008945				
403	3.0	15,171381	9,355783	2,145388				0,023479	0,022083	0,019545			
404	3.1	15,090975	9,306199	2,134018				0,013833	0,013011	0,011516			
405	6.1	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408	0,019305	0,016934	0,012870	0,007307	0,004719	0,004290
406	6.2	8,691805	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396	0,006440	0,005649	0,004294	0,002437	0,001574	0,001431
407	6.3	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,005196	0,004558	0,003464	0,001966	0,001270	0,001155
408	6.4	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,004078	0,003576	0,002718	0,001543	0,000996	0,000906
410	6.5	0,763081	0,763081	0,347473	0,347473	0,347473	0,347473	0,002391	0,002245	0,000991	0,000852	0,000845	0,000991

Propuesta CNE julio 2008 (B)													
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
401	2.0 A	20,698270						0,021543					
402	2.0 DHA	20,698270						0,032327	0,009147				
403	3.0	17,705359	9,355783	2,145388				0,025206	0,022840	0,019545			
404	3.1	17,393389	9,306199	2,134018				0,015491	0,013662	0,011516			
405	6.1	12,394653	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408	0,024600	0,017945	0,013321	0,007616	0,004719	0,004290
406	6.2	10,953259	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396	0,011444	0,006653	0,004770	0,002713	0,001574	0,001431
407	6.3	10,391166	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,010390	0,005576	0,003990	0,002255	0,001270	0,001155
408	6.4	9,775762	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805	0,008831	0,004514	0,003223	0,001828	0,000996	0,000906
410	6.5	0,763081	0,763081	0,347473	0,347473	0,347473	0,347473	0,002391	0,002245	0,000991	0,000852	0,000845	0,000991

% variación (B) sobre (A)													
Cod. Tarifa	Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
401	2.0 A	14%						3%					
402	2.0 DHA	14%						4%	2%				
403	3.0	17%	0%	0%				7%	3%	0%			
404	3.1	15%	0%	0%				12%	5%	0%			
405	6.1	23%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	6%	4%	4%	0%	0%
406	6.2	26%	0%	0%	0%	0%	0%	78%	18%	11%	11%	0%	0%
407	6.3	27%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	22%	15%	15%	0%	0%
408	6.4	29%	0%	0%	0%	0%	0%	117%	26%	19%	18%	0%	0%
410	6.5	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Fuente: CNE

En el Cuadro 25 y en el Cuadro 26 se recoge el efecto sobre los consumidores acogidos a tarifa integral y los consumidores en régimen de mercado de incorporar el coste de financiación de los pagos por capacidad en las tarifas de acceso.

**Cuadro 25. Impacto de la incorporación del coste de capacidad en los clientes en régimen de tarifa integral**

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (c€/kWh) (A)	Pagos por capacidad (c€/kWh) (B)	Impacto sobre tarifa integrales (%) [(B) + (A)] / (A)
<b>Baja tensión</b>	<b>105.995</b>	<b>11,63</b>	<b>0,35</b>	<b>3,0%</b>
<i>Tarifas Domésticos</i>	61.550	12,09	0,42	3,5%
2.0.1 (1)	5.941	11,84	0,41	3,5%
2.0.2	34.657	12,06	0,42	3,5%
2.0.3	20.953	12,22	0,42	3,5%
<i>Tarifas Domésticos con DHA</i>	9.744	8,59	0,20	2,3%
2.0.1	1.031	8,65	0,20	2,3%
2.0.2	5.077	8,66	0,20	2,3%
2.0.3	3.636	8,48	0,20	2,4%
<i>Tarifas PYMES (1)</i>	34.701	11,67	0,28	2,4%
3.0.1	8.854	11,37	0,31	2,7%
3.0.2	25.847	11,77	0,27	2,3%
<b>Alta tensión</b>	<b>15.573</b>	<b>3,91</b>	<b>0,09</b>	<b>2,2%</b>
Tarifa G.4	9.895	2,76	0,07	2,6%
Tarifa D	5.678	5,89	0,11	1,9%
<b>Total</b>	<b>121.567</b>	<b>10,64</b>	<b>0,32</b>	<b>3,0%</b>

Fuente: CNE

**Cuadro 26. Variación los pagos por capacidad propuestos en los clientes en régimen de mercado respecto de los vigentes**

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Pagos por capacidad vigentes (c€/kWh) (A)	Pagos por capacidad propuestos (c€/kWh) (B)	% variación (A) sobre (B) (%)
<b>Baja tensión</b>	<b>22.441</b>	<b>0,62</b>	<b>0,25</b>	<b>-59,3%</b>
2.0 A	8.077	0,65	0,35	-46,3%
2.0 NA	13	0,47	0,15	-68,7%
3.0 A	14.352	0,61	0,20	-67,2%
<b>Media Tensión</b>	<b>71.049</b>	<b>0,22</b>	<b>0,12</b>	<b>-44,1%</b>
3.1 A	16.295	0,40	0,17	-57,7%
6.1	54.754	0,17	0,11	-34,7%
<b>Alta tensión</b>	<b>25.410</b>	<b>0,13</b>	<b>0,08</b>	<b>-39,1%</b>
6.2	12.298	0,15	0,10	-31,9%
6.3	5.488	0,13	0,07	-42,7%
6.4	7.624	0,12	0,06	-50,9%
<b>TTS</b>		-	-	-
<b>Total</b>	<b>118.900</b>	<b>0,28</b>	<b>0,14</b>	<b>-50,0%</b>

Fuente: CNE

### **6.3 Actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial**

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, establece en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria segunda que las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y a las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto (instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos) se revisarán trimestralmente en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles y el índice nacional de precios al consumo (IPC), de acuerdo a la metodología establecida en el anexo VII del citado real decreto.

Esta Comisión ya indicó en su Informe 34/2007 la necesidad de que el índice de referencia del combustible utilizado para la actualización de tarifas y primas de las cogeneraciones que utilizan gas natural, debería ser objetivo y transparente, de forma análoga al utilizado para el subgrupo a.1.2. En este sentido se propuso que el valor del CMP u otro similar que se pudiera definir y se ajustara a las referencias de los contratos de gas, fuera utilizado como el índice de referencia previsto en el Anexo VII del Real Decreto 661/2007, previa modificación de dicho Anexo por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, ya que está habilitado para ello.

En consecuencia, dado que la CNE desconoce la información relativa a los índices de precios de gas natural utilizados en la actualización trimestral de la tarifa y primas de las instalaciones de cogeneración y de las acogidas a la disposición transitoria del RD 661/2007 y que la propuesta que se hizo al respecto no ha sido atendida, no es posible proponer una actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de régimen especial de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y, del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, así como de las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto

## **6.4 Actualización de la tarifa social**

Esta Comisión, como ha puesto de manifiesto en sucesivos informes, considera que las variaciones de las tarifas deben ser resultado de una metodología de asignación de costes y que en caso de que se decidiera la existencia de una tarifa denominada social aplicable a aquellos consumidores que cumplen unas determinadas condiciones, la diferencia entre el precio pagado por los consumidores y el coste en que éstos hacen incurrir al sistema por su suministro no debería ser financiada por el sistema eléctrico.

Por otro lado, determinadas tarifas sociales al tener su origen, en muchos casos, en equipamientos y planteamientos del pasado, su evolución en la nueva realidad acaba produciendo prácticas de fraude. Por ello se propone que en caso de que se considere adecuada su existencia, se proceda a la actualización del concepto de tarifa social de forma que sea realmente efectiva para los sectores afectados.

En consecuencia se propone que a partir de 1 de julio de 2008 la tarifa 1.0 definida en el apartado 3.1.1 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, quede incorporada dentro de la tarifa general 2.0.1 para potencias contratadas inferiores a 2,5 kW.

En caso de que se decida subvencionar el consumo de electricidad a determinados consumidores por razones sociales, se propone que sea de aplicación a los consumidores acogidos a la tarifa general 2.0.X cuando la renta per cápita de la unidad familiar sea inferior a un determinado umbral (un ejemplo de índice podría ser el indicador público de renta de efectos múltiples (IPREM)<sup>14</sup>). Con objeto de que estos consumidores reciban una señal de precio adecuada que incentive la eficiencia de sus consumos, se propone que la ayuda no suponga una minoración directa de la factura por el suministro eléctrico.

---

<sup>14</sup> El IPREM es el índice de referencia en España para el cálculo del umbral de ingresos a muchos efectos (ayudas para vivienda, becas, subsidios por desempleo...). Fue introducido el 1 de julio de 2005 en sustitución del Salario Mínimo Interprofesional, cuya utilización se restringió al ámbito laboral.

De forma transitoria, en tanto se desarrollen los mecanismos necesarios para implementar las ayudas, se propone que aquellos suministros que con anterioridad al 30 de junio de 2008 estuvieran acogidos a la tarifa 1.0 les sea de aplicación la tarifa actual 1.0, con el término de potencia y de energía incrementados en el mismo valor que lo haga la tarifa general 2.0.1 con potencias contratadas inferiores a 2,5 kW.

### **6.5 Traspaso de clientes a mercado**

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, establece que a partir de 1 de julio de 2008 se suprimen las tarifas generales de alta tensión, la tarifa horaria de potencia y las tarifas con destino a los riegos agrícolas.

Por lo tanto, a partir de la citada fecha unos 72.300 clientes que suponen el 26,5% de la demanda en consumo prevista para el ejercicio 2008, acogidos a dichas tarifas, deberán adquirir la energía en el mercado liberalizado. Aproximadamente otros 47.220 clientes acogidos a la tarifa con destino de riegos agrícolas de baja tensión (R.0) podrán adquirir su energía en el mercado liberalizado o en el mercado regulado a alguna de las tarifas vigentes, ya sean 2.0.X ó 3.0.X.

En consecuencia, se propone como medida previa que las empresas distribuidoras notifiquen de manera fehaciente y, por tanto, constatable, el cambio normativo a dichos consumidores.

En concreto, en relación con los clientes acogidos a la tarifa R.0, dado que siguen existiendo tarifas de baja tensión, una opción sería que en caso de que el 1 de julio no hayan optado por una empresa comercializadora o por una tarifa integral de baja tensión, los consumidores con potencia contratada inferior o igual a 15 kW queden automáticamente acogidos a la tarifa 2.0.X ó 3.0.1 sin discriminación horaria correspondiente al escalón de potencia contratada, considerándose como potencia contratada la máxima potencia contratada por el suministro en la tarifa R.0. Los consumidores que tengan una potencia contratada superior a 15 kW quedarían

automáticamente acogidos a la tarifa 3.0.2, manteniéndose el modo de facturación de potencia y la discriminación horaria a la que estos suministros estuvieran acogidos. Este esquema podría quedar matizado en base a la situación en fechas cercanas al 1 de Julio y a las capacidades operativas de las empresas implicadas en el cambio de suministrador.

En cuanto al suministro de consumidores acogidos a las tarifas generales de alta tensión, tarifa horaria de potencia y tarifas con destino de los riegos agrícolas de alta tensión se propone que la notificación a remitir advierta de la obligación de contratar el suministro con un comercializador.

Esta Comisión considera que la energía eléctrica consumida por estos consumidores en el periodo transitorio comprendido entre el día 1 de julio y la fecha en que pasen a suministrarse a través de un contrato con un comercializador deberá ser facturada por el distribuidor a un precio disuasorio que favorezca la rápida contratación del suministro en el mercado libre. De nuevo, esta penalización deberá fijarse en función de cómo se compruebe que ha evolucionado la bolsa en mercado regulado existente en las fechas cercanas al 1 de Julio y a la capacidad operativa de las empresas implicadas en el cambio de suministrador.

Estos parámetros del periodo transitorio es conveniente fijarlos una vez conocidos todos parámetros del marco que se esté dando en las fechas cercanas al 1 de Julio. Lo contrario puede provocar condicionamientos en políticas comerciales o no tener en cuenta aspectos operativos que puedan ser de relevancia.

Asimismo, en el caso de que se prevean cambios importantes en la estructura de costes que afecten a algún segmento de clientes sujetos a la desaparición de las tarifas reguladas (por ejemplo vía revisión de costes incluidos en la tarifa de acceso o vía valoración de servicios que estos consumidores puedan aportar al sistema), éstos deberían tenerse en cuenta en los precios que se definan en el transitorio y en su duración, pues en caso contrario podría dar lugar a oscilaciones e incertidumbres en los precios de la energía que consumen que pueden afectar de forma innecesaria a su actividad.

## **6.6 Suministro de último recurso**

La disposición adicional vigésimo cuarta de 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, establece que a partir del 1 de enero de 2009, queda suprimido el sistema tarifario integral, estableciéndose las tarifas de último recurso, y que a partir del 1 de enero de 2010, sólo podrán permanecer acogidos a dichas tarifas aquellos consumidores con suministros en baja tensión.

Tomando en consideración lo anterior, en el presente informe se recomienda introducir una disposición transitoria en la que se establezca la obligación a los distribuidores de informar sobre el suministro de último recurso, proponiéndose un modelo de carta que se recoge en el Anexo III del presente informe.

## **7 OTRAS CONSIDERACIONES**

La problemática en relación con la revisión metodológica para el establecimiento de tarifas de acceso a las redes, los impuestos sobre el consumo eléctrico y la minoración de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> será objeto de estudio por esta Comisión.

## **8 CONCLUSIONES**

A la vista de la propuesta cabe destacar las siguientes conclusiones:

**Primera.-** Con la metodología actual de cálculo de las tarifas y de liquidación del sistema eléctrico, los consumidores acaban pagando todos los costes regulados reconocidos y el coste de la energía al que compran las distribuidoras, independientemente del nivel de precio de las tarifas integrales y de acceso vigentes. El nivel de las tarifas vigentes en realidad afecta a la proporción entre la parte que el consumidor paga con la factura correspondiente al consumo que realiza y la parte que el sistema financia a largo plazo,

pero que el consumidor también paga (intereses más principal) en las facturas futuras durante un cierto periodo de tiempo (15 años). Esta Comisión defiende que el consumidor tenga, en el momento de consumir, la señal de precio real del servicio y el bien que está utilizando, que sea él quién decida cómo optimiza su función de bienestar con toda la información disponible y que no se trasladen los costes que se producen en el momento del consumo a ejercicios futuros.

**Segunda.-** De acuerdo con la normativa vigente la revisión de tarifas correspondiente a Julio de 2008 se corresponde con el ajuste del coste de generación. Según la memoria que el MITYC acompañó con las tarifas actualmente vigentes, el coste de generación considerado fue de 53,67 €/MWh. Con las señales actuales de precio existentes en los distintos mercados, un escenario razonable sería considerar 66,14 €/MWh. Esto da lugar a un ajuste medio necesario de las tarifas integrales del 11,3 %, para asegurar que no se genere déficit adicional al reconocido ex ante.

Una estimación del precio de generación por debajo del que finalmente se le va a reconocer al distribuidor en el suministro tendría efectos negativos en la actividad de comercialización y haría aún más grave el problema asociado al déficit. Sin embargo, si el precio considerado resultase ligeramente superior respecto a la realidad final, el exceso de ingresos se podría utilizar para compensar parte del déficit que se acumula por el déficit ex ante reconocido en las tarifas de acceso.

**Tercera.-** Esta Comisión considera que podría ser necesaria una revisión del marco regulatorio actual de los mercados mayoristas eléctricos. Los cambios producidos en el modelo regulatorio, que han afectado a partes fundamentales de su diseño (cancelación de la regulación de los CTCs, modificación del mecanismo de garantía de potencia y sustitución por el sistema de pagos por capacidad, introducción de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, etc.), pudieran haber afectado negativamente a su eficiencia. Esta revisión podría afectar no tanto al nivel marginal de precio en el mercado, como a la brecha cada vez mayor que el nuevo escenario de precios de los combustibles fósiles ha abierto entre los márgenes de las tecnologías marginales e infra-marginales (fundamentalmente hidráulica y nuclear). En esta línea, esta Comisión, en la próxima reunión de su Consejo, tomará en consideración una aproximación a una cuantificación

de la brecha existente entre los precios del mercado, que determinan actualmente la retribución de toda la generación, y el coste del mix energético que abastece los mercados. El correspondiente informe completará la presente propuesta con objeto de que pueda ser adecuadamente ponderada por el Ministerio.

**Cuarta.-** Dada la evolución de los niveles de precio de la electricidad, esta Comisión considera necesaria la actualización del concepto de tarifa social. En este sentido, ésta debería considerar parámetros de ingresos y no parámetros eléctricos, como contempla actualmente la tarifa 1.0. No obstante, para evitar posibles situaciones complicadas a ciertos segmentos de clientes, se propone el mantenimiento del esquema actual hasta que el nuevo esquema esté operativo.

**Quinta.-** Esta Comisión propone que se actualice la asignación del concepto de pagos por capacidad, en línea con los ingresos que por este concepto reciben los generadores. Asimismo, podría ser razonable su introducción como un concepto más de la tarifa de acceso. En este sentido también se propone que el pago por este concepto se homogenice entre los consumidores en tarifa o en mercado liberalizado.

**Sexta.-** Como queda descrito a lo largo del informe, según el esquema de costes por el que finalmente opte el MITYC, el escenario de variaciones de precio en las tarifas que se propongan en diciembre de 2008, necesario para que no se genere déficit en el año 2009, puede variar de forma importante. Por tanto es conveniente que el Ministerio analice lo antes posible los distintos mecanismos planteados y comunique a esta Comisión el escenario más probable para su toma en consideración en futuras propuestas.

**Séptima.-** Se estima que el déficit de actividades reguladas que se generará entre el 1 de abril y el 30 de septiembre de 2008, con los costes regulados reconocidos actualmente y supuesto un coste de generación de 66,14 €/MWh, ascenderá a cerca de 2.750 Millones de euros.

En relación con lo anterior, si bien la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, reconoce que el

derecho de cobro y abono tiene la consideración de coste liquidable del sistema, esta Comisión propone incorporar la anualidad prevista en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden (447 Millones euros) en concepto de anualidad provisional para recuperar el déficit ex ante de actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2008.

**Octava.-** Ante la inminente desaparición de las tarifas generales de alta tensión, tarifa horaria de potencia y tarifas con destino a los riegos agrícolas y teniendo en cuenta el volumen de consumidores afectados por dicha medida, esta Comisión considera necesario que las empresas distribuidoras notifiquen el cambio normativo por correo certificado o cualquier otro medio que garantice fehacientemente la comunicación a los consumidores afectados que aún no hayan optado por adaptarse.

No obstante, se considera necesario establecer un periodo transitorio con objeto de dar a todos los suministros afectados la posibilidad de elegir comercializador en el mercado libre. Este periodo transitorio debería ser corto, con un precio suficientemente desincentivador. Las características del transitorio deben establecerse en función del tamaño de la bolsa que aún permanezca en mercado regulado con la última información disponible en fechas anteriores al 1 de Julio de 2008, considerando además la capacidad operativa de las empresas implicadas en el proceso de cambio de suministrador.

Asimismo, se considera que en el caso de que el MITYC prevea cambios importantes en la estructura de costes que afecten a algún segmento de clientes sujetos a la desaparición de las tarifas reguladas (por ejemplo vía revisión de costes incluidos en la tarifa de acceso o vía valoración de servicios que estos consumidores puedan aportar al sistema), éstos deberían tenerse en cuenta en los precios que se definan en el transitorio y en su duración, pues en caso contrario podría dar lugar a oscilaciones e incertidumbres en los precios de la energía consumida que pueden afectar de forma innecesaria a su actividad.

**Novena.-** Se considera recomendable introducir una disposición transitoria en la Orden que finalmente se publique con objeto de establecer la obligación a los distribuidores de informar sobre el suministro de último recurso que entra en vigor a partir del 1 de enero de 2009.

**Décima.** - Se considera que el rango normativo de las eventuales disposiciones futuras, derivadas de lo señalado en el presente informe, habrá de ser el que corresponda a la materia que se regule en cada caso, estimándose que el rango de orden ministerial puede resultar claramente insuficiente. Así modo de ejemplo, lo que se refiere a los impuestos sobre el consumo eléctrico exigiría, probablemente, norma de rango legal.

**Undécima.** Se considera importante señalar que el presente informe no (emitida por la CNE conforme lo establecido en la disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007) no sustituye en ningún caso el Informe preceptivo de la CNE dentro del proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas. Tal Informe habrá de ser emitido en su momento, en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional undécima tercero.1 función cuarta de la Ley 34/1998, en relación con cada una de las disposiciones normativas en que puedan concretarse las propuestas que ahora se aportan.