

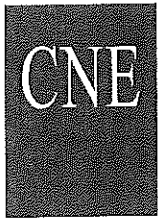


Comisión
Nacional
de Energía

MEMORIA JUSTIFICATIVA ANEXOS

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, cursive letter 'A' followed by a checkmark-like flourish.

7 de noviembre 2008

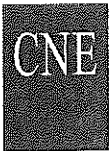


Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I

ESCENARIO CNE DE PREVISIONES
DE CONSUMOS, POTENCIAS E
INGRESOS REGULADOS A LAS
TARIFAS VIGENTES.
PREVISIÓN DE CIERRE 2008 Y 2009

A



1. INTRODUCCIÓN

La CNE ha recibido de las empresas distribuidoras Hidrocantábrico, Endesa, Iberdrola, Unión FENOSA, E.ON Distribución¹ y Solanar, para la elaboración de la propuesta de los valores de los peajes y de las tarifas de último recurso, la siguiente información, solicitada con fecha 18 de julio de 2008, relativa a:

- Previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2008 y para el año 2009. Se solicitaba la descripción de las hipótesis consideradas en cada caso.
- Previsiones sobre consumos, potencias y facturación individualizadas de clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y tarifa horaria de potencia para el cierre del año 2008.

La Disposición transitoria segunda del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, establece que la tarifa D para venta de energía eléctrica a distribuidores se suprime el próximo 1 de enero de 2009.

Por lo tanto, se ha solicitado la información anteriormente referida a las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, y agrupadas en las asociaciones APYDE, ASEME y CIDE.

Se han realizado las siguientes validaciones con la información recibida de las empresas distribuidoras.

En primer lugar, se ha analizado la consistencia de las previsiones proporcionadas por cada una de las empresas. Esto es, que las previsiones en las variables de facturación (número de clientes, potencias facturadas, potencias contratadas y consumo) de cada una



¹ Antigua Electra de Viesgo Distribución S.L.



de las tarifas integrales y de acceso sea coherente con la evolución observada en la base de datos de Liquidaciones SINCRO².

En segundo lugar, se ha comprobado que la información individualizada suministrada por cada una de las empresas relativa a clientes acogidos a tarifas interrumpibles y THP coincida, tanto con la información agregada de dichas tarifas proporcionada por las empresas, como con la información individualizada de la base de datos de Liquidaciones y de las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas para estos clientes.

Como resultado de las validaciones anteriores, se han registrado una serie de incidencias, que han sido comunicadas a cada una de las empresas, para que procedan a su aclaración y/o modificación.

La CNE ha elaborado los escenarios de cierre de 2008 y 2009 de consumos, potencias e ingresos, aplicando los precios de la Orden ITC/3860/2007 y de la Orden ITC/1857/2008, a las previsiones realizadas por las empresas y validadas por esta Comisión para el cierre de 2008 y para el año 2009 respectivamente (véase punto 4 de este Anexo).

En el apartado segundo del presente Anexo se describen los principales cambios introducidos en los escenarios CNE para el cierre de 2008 y para el año 2009 respecto a la información facilitada por las empresas, relativa a consumos y potencias.

En el apartado tercero, se describe la facturación de los consumos y potencias a los precios de las tarifas integrales y de acceso de la Orden ITC/3860/2007 y de la Orden ITC/1857/2008 para el cierre del año 2008 y a los precios de la Orden ITC/1857/2008 en el caso del año 2009.

Por último, se presenta el escenario CNE para el cierre de 2008 y para el año 2009.

² Sistema de Información y Control para los Organismos Reguladores del sector eléctrico. Base de Datos de Liquidaciones de la CNE.



2. MODIFICACIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS

Una vez analizada la información de las variables de facturación recibidas de cada una de las empresas, se han detectado una serie de incidencias que fueron comunicadas por esta Comisión a las empresas.

Las incidencias detectadas son debidas, fundamentalmente, a errores de previsión, y han sido corregidas por las empresas y remitidas a la Subdirección de Régimen de Sistemas Regulados de esta Comisión.

El escenario considerado por esta Comisión para el cierre de 2008 se corresponde, con carácter general, con las previsiones de número de clientes, consumos y potencias facilitadas por las empresas.

A continuación, se describen las modificaciones realizadas sobre las previsiones de cierre de 2008 facilitadas por las empresas.

- *Clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión, tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y Tarifa Horaria de Potencia (THP).*

De acuerdo a lo establecido en la legislación vigente las tarifas generales de alta tensión, las tarifas con complemento de interrumpibilidad y THP desaparecieron el pasado 1 de julio de 2008. Por lo tanto, se ha considerado como facturación de tarifa integral la facturación disponible en la base de Liquidaciones para estos suministros durante primera mitad del año 2008.

Para la facturación correspondiente a estos clientes durante la segunda mitad del año 2008, se ha considerado la información relativa a consumos y potencias facilitada por las empresas y se ha procedido a facturar a estos clientes a las tarifas de acceso de la Orden ITC/3860/2007 correspondientes a su nivel de tensión.



- *Clientes acogidos a la tarifa G.4*

En el caso de estas tarifas, se ha procedido a facturar las previsiones de consumo y potencias de las empresas a los precios vigentes para dichas tarifas durante el año 2008, establecidos en la Orden ITC/3860/2007 y en la Orden ITC/1857/2008.

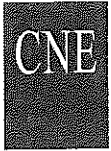
- *Clientes acogidos a la tarifa D de distribuidores.*

En cuanto a las previsiones correspondientes al ejercicio 2009, cabe señalar que la desaparición de la tarifa D de distribuidores a partir del 1 de enero de 2009 ha generado una serie de inconsistencias en las previsiones de las empresas para dicho año, que fueron subsanadas por esta Comisión.

A partir de la información sobre consumos del año 2007, remitida por las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima en virtud de la Circular 2/2004, de 10 de junio, de la Comisión Nacional de Energía, se han estimado el consumo realizado por los clientes suministrados por estas distribuidoras para el año 2009, aplicando la tasa de variación de la demanda total nacional prevista para el ejercicio 2008 y 2009 según los escenarios de la CNE.

El citado consumo previsto para 2009 ha sido distribuido por grupo tarifario utilizando la información remitida por las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.

Por último, cabe señalar que ha sido necesario corregir las previsiones de las empresas de la tarifa social 1.0 (potencia contratada inferior o igual a 1 kW) ya que sólo los consumidores con un consumo anual inferior a 150 kW y, por tanto, exentos del pago del mismo, se acogerán a dicha tarifa social. El resto de consumidores con potencia inferior o igual a 1 kW serán suministrados a la tarifa 1.0 general, puesto que el precio medio de ésta es inferior al de la tarifa social 1.0.



3. FACTURACIÓN ESCENARIO CNE A LOS PRECIOS DE LA ORDEN ITC/3860/2007 Y ORDEN ITC/1857/2008 PARA EL CIERRE DE 2008 Y LOS PRECIOS DE LA ORDEN ITC/1857/2008 PARA EL AÑO 2009

Una vez analizada la información suministrada por las empresas y corregidas las incidencias descritas anteriormente, se ha procedido a facturar a los clientes a las tarifas integrales y de acceso de la Orden ITC/3860/2007 y de la Orden ITC/1857/2008 para obtener los ingresos correspondientes a 2008 y a las tarifas integrales y de acceso de la Orden ITC/1857/2008 para obtener los ingresos correspondientes a 2009.

A continuación, se describe brevemente el método de cálculo por concepto de facturación aplicado para obtener los ingresos correspondientes a 2008 y 2009.

- Clientes en régimen de tarifa Integral

— *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar el término de potencia de la Orden ITC/3860/2007, en la primera mitad de 2008, y el de la Orden ITC/1857/2008, en la segunda mitad de 2008 y en el año 2009, a la potencia facturada por tarifa integral.

$$\text{Fact Tp} = \text{Potencia Facturada} * \text{Tp}$$

— *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar el término de energía de la Orden correspondiente al consumo previsto por tarifa integral.

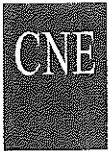
$$\text{Fact Te} = \text{Consumo} * \text{Te}$$

— *Complementos de facturación:*

Son aplicables a la tarifa de baja tensión 3.0.2, en el año 2008 y 2009, y a las tarifas integrales de alta tensión G.4 y tarifa D, en el año 2008. Cabe señalar que la facturación por energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad se obtiene como resultado de aplicar el porcentaje de facturación que representa este complemento, bien sobre la facturación básica, bien sobre la facturación por término de energía, obtenida anteriormente. En concreto,

- Facturación Reactiva = % Reactiva * (Fact. Tp + Fact. Te)

- Facturación discriminación Horaria (DH) = % DH * Facturación Te



- Facturación Interrumpibilidad = % Interrump. * (Fact. Tp + Fact. Te)
- Facturación Estacionalidad = % Estac. * Fact. Te

Los porcentajes aplicados por cada concepto y tarifa integral se obtienen de la información proporcionada por las empresas.

Cabe señalar que la tarifa de empleados se ha facturado a los términos de potencia y energía de la tarifa 2.0.

- Cientes en régimen de mercado

— *Facturación por término de potencia según tarifas de acceso:* resultado de aplicar los términos de potencia a la potencia facturada por periodo horario de cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Tp} = \sum_{i=1}^6 \text{Potencia contratada}_i * \text{Tp}_i,$$

siendo "i" el número de periodos horarios aplicable en cada tarifa de acceso

— *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar los términos de energía al consumo por periodo horario según cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Te} = \sum \text{Consumo}_i * \text{Te}_i,$$

siendo "i" el número de periodos horarios

— *Facturación por energía reactiva:* no se calcula la facturación por energía reactiva.

— *Facturación por excesos de potencia:* no se factura por excesos de potencia.



4. ESCENARIO CNE DE CONSUMOS E INGRESOS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO DE LA ORDEN ITC/3860/2007 Y A LAS TARIFAS INTEGRALES DE LA ORDEN ITC/1857/2008. CIERRE AÑO 2008 Y AÑO 2009

A continuación, se resume el escenario de la CNE para el cierre de 2008 y 2009 de consumos e ingresos regulados previstos para el cierre de 2008 y el año 2009, desglosados por niveles de tensión a las tarifas integrales y de acceso de la Orden ITC/3860/2007 y de la Orden ITC/1857/2008 en el caso de 2008 y a las tarifas integrales de la Orden ITC/1857/2008 para el año 2009.

Cabe señalar que, tanto en el año 2008 como en 2009, se ha considerado un escenario de liberalización total, en el cual se factura a todos los consumidores, tanto en el régimen de tarifa integral como en régimen de mercado, a las tarifas de acceso de la Orden ITC/3860/2007. En el caso del año 2009, se presenta, además del escenario de liberalización total, el escenario de demanda e ingresos a las tarifas integrales de la Orden ITC/1857/2008 para los suministros de baja tensión.

Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos. Año 2008

	Consumo (GWh)				Ingresos Regulados (Miles €) a precios Orden ITC/3860/2007 y Orden ITC/1857/2008		
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	Total
BT	107.117	18.317	14,6%	125.434	13.136.813	706.026	13.842.838
2.0 A (1)	68.533	5.754	7,7%	74.287	8.831.656	261.286	9.092.942
2.0 DHA (2)	12.425	7	0,1%	12.432	1.081.962	203	1.082.165
3.0 A (3)	26.158	12.557	32,4%	38.715	3.223.195	444.536	3.667.732
MT	16.507	65.652	79,9%	82.159	1.264.141	1.091.725	2.355.867
3.1 A	6.651	13.481	67,0%	20.132	567.067	326.165	893.232
6.1	9.856	52.170	84,1%	62.027	697.074	765.560	1.462.635
AT	26.301	26.735	50,4%	53.036	1.071.027	180.080	1.251.107
6.2	5.994	12.890	68,3%	18.884	294.884	100.614	395.498
6.3	4.642	5.431	53,9%	10.073	212.796	35.801	248.596
6.4	15.665	8.413	34,9%	24.079	563.347	43.665	607.012
TTS	85	210	71,3%	295	4.065	875	4.940
Total (4)	150.010	110.913	42,5%	260.923	15.476.046	1.978.706	17.454.752

(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

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

Sistema Nacional. Escenario de liberalización total. Año 2008

	Consumo (GWh)				Ingresos de acceso a precios Orden ITC/3860/2007 (Miles €)		
	Tarifa	Mercado	% particip mercado	Total	Tarifa	Mercado	Total
BT	107.117	18.317	14,6%	125.434	4.750.138	706.026	5.456.163
2.0 A (1)	68.533	5.754	7,7%	74.287	3.154.891	261.286	3.416.176
2.0 DHA (2)	12.425	7	0,1%	12.432	331.929	203	332.133
3.0 A (3)	26.158	12.557	32,4%	38.715	1.263.318	444.536	1.707.854
MT	16.507	65.652	79,9%	82.159	570.698	826.108	1.397.006
3.1 A	6.651	13.481	67,0%	20.132	322.632	166.230	488.862
6.1	9.856	52.170	84,1%	62.027	248.266	659.878	908.145
AT	26.301	26.735	50,4%	53.036	208.426	103.076	311.502
6.2	5.994	12.890	68,3%	18.884	64.976	74.946	139.922
6.3	4.642	5.431	53,9%	10.073	44.888	16.287	61.175
6.4	15.665	8.413	34,9%	24.079	98.561	11.843	110.405
TTS	85	210	71,3%	295		875	875
Total (4)	150.010	110.913	42,5%	260.923	5.529.462	1.636.085	7.165.547

(5) Incluye el consumo correspondiente a Empleados

(6) Incluye el consumo de la tarifa 2.0 N

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

(8) Se excluyen Consumos Propios y Concesiones Administrativas

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





Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos de Acceso (Escenario de Liberalización Total). Año 2009

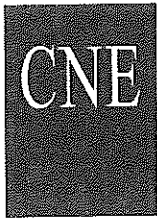
	Consumo (GWh)	Ingresos Acceso (Miles €)
		Precios Orden ITC/3860/2007 (A)
BT	131.416	5.712.681
2.0 A	78.481	3.635.711
2.0 DHA	12.935	392.119
3.0 A	40.000	1.684.851
MT	82.052	1.548.594
3.1 A	20.712	561.413
6.1	61.340	987.181
AT	52.247	320.074
6.2	18.539	145.470
6.3	9.527	68.475
6.4	24.181	106.129
TTS	260	1.040
Total	265.975	7.582.388

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

**Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos de Suministros en Tarifa Integral.
Año 2009**

Tarifa Acceso	Tarifa Integral	Consumo (MWh)	Ingresos Regulados (Miles €)
			Precios Orden ITC/1857/2008
2.0 A	Tarifas Sociales	591.122	60.388
	1.0	113	0
	2.0.1	589.061	60.180
	2.0.2	1.948	208
	Tarifas < 15 kW sin DHA	70.219.904	9.550.435
	1.0	183.274	15.187
	2.0.1	7.540.728	974.044
	2.0.2	34.257.419	4.561.607
	2.0.3	22.072.711	3.087.846
	3.0.1	6.165.772	911.750
2.0 DHA	Tarifas < 15 kW con DHA	12.091.645	1.094.780
	2.0.1	257.527	22.060
	2.0.2	3.412.267	309.679
	2.0.3	5.054.331	456.711
	3.0.1	3.367.521	306.331
3.0 A	Tarifas > 15 kW	24.609.093	3.055.749
Total Tarifa Integral		107.511.765	13.761.352

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



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO II

ESCENARIOS DE PRECIOS DE MERCADO IMPLÍCITOS EN EL EJERCICIO TARIFARIO 2009

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized 'M' followed by a long horizontal stroke.

El presente Anexo analiza, en primer lugar, la evolución de los precios spot y a plazo de electricidad en España y de los principales mercados internacionales de materias primas empleadas en el mix de generación; gas natural, crudo Brent y carbón. Asimismo, se analiza la evolución de precios de los derechos de emisión de CO₂.

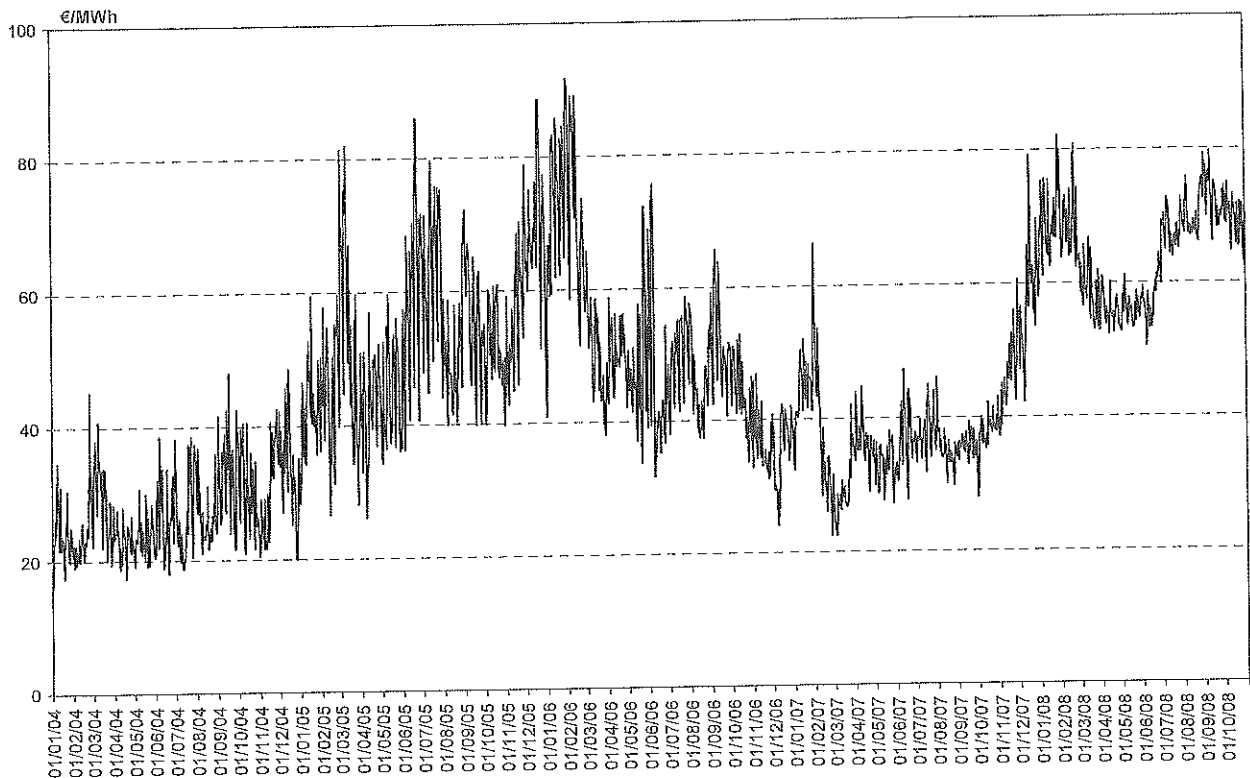
En las siguientes secciones se recoge y comenta la información disponible, a la fecha de elaboración de este informe, relativa a la energía adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo para el cierre del ejercicio 2008, el primer trimestre de 2009 y el ejercicio anual de 2009. Para cada uno de los citados horizontes temporales se realiza una previsión de precios y se exponen las hipótesis empleadas a tal fin.

1. Evolución de los mercados spot y a plazo de electricidad, de precios de combustibles de y derechos de emisión de CO₂

El gráfico 1 recoge la evolución histórica del precio medio aritmético en el mercado diario de la electricidad durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 y 31 de octubre de 2008. El precio medio en septiembre de 2008 ascendió a 73,03 €/MWh, y en el periodo 1-31 de octubre de 2008 fue de 69,77 €/MWh.

A handwritten signature in black ink, appearing to be a stylized 'L' or similar character.

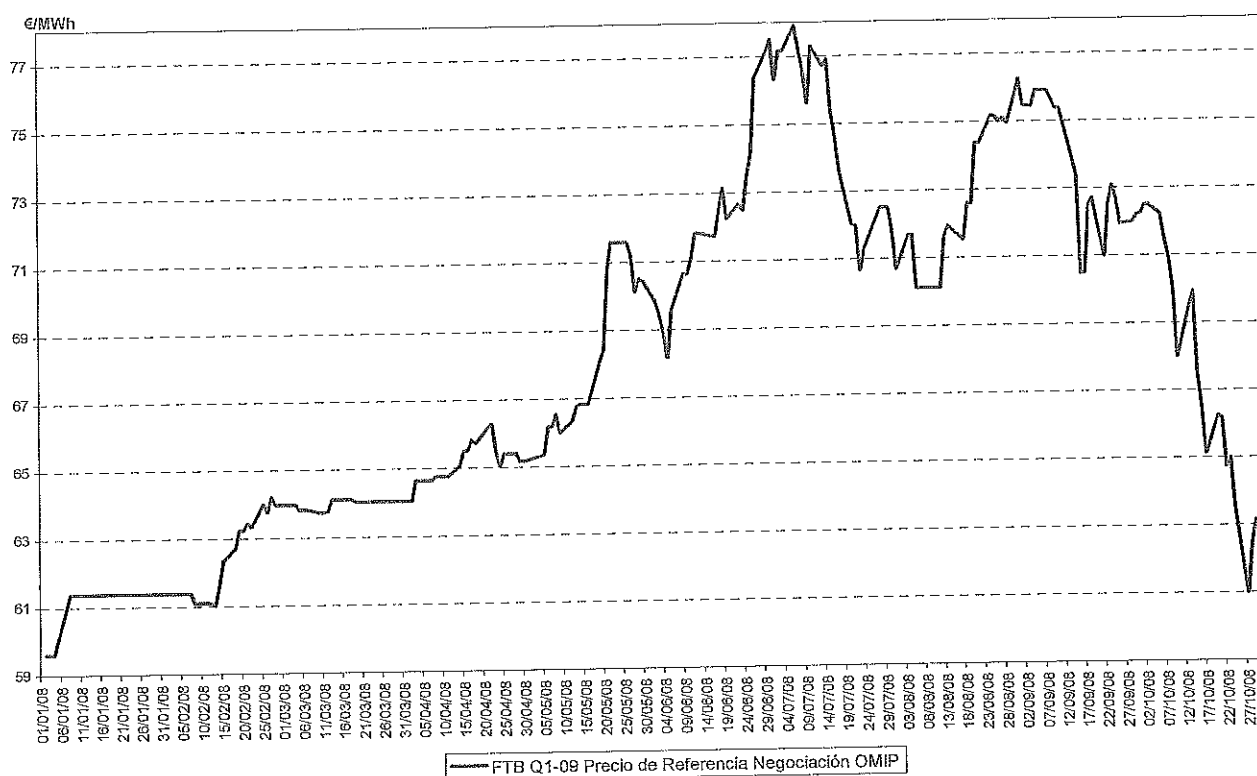
Gráfico 1. Precio medio aritmético en el mercado diario (1 enero 2004 -- 31 octubre 2008)



Fuente: OMEL

El gráfico 2 muestra la evolución del precio de referencia de negociación en OMIP del contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2009 (FTB Q1-09). Cabe indicar que las cotizaciones de dicho contrato trimestral han descendido desde un valor de 72,25 €/MWh el 1 de octubre a 63,11 €/MWh el 31 de octubre, situándose en media en 67,24 €/MWh, inferior a la media de todo el año 2008 (68,16 €/MWh). Al comienzo de su negociación, el 2 de enero de 2008, el precio de referencia de negociación se situó en 59,62 €/MWh, llegando a alcanzar un valor máximo de 77,91 €/MWh el 7 de julio, motivado por la senda alcista de las materias primas en la primera mitad del año, como se detalla más adelante. Se trata de un producto carga base, esto es, no tiene en cuenta la modulación de la curva de carga de los consumidores a tarifa.

Gráfico 2. Evolución del precio de referencia del contrato a plazo anual FTB Q1-09 en OMIP (2 enero 2008 – 31 octubre 2008)

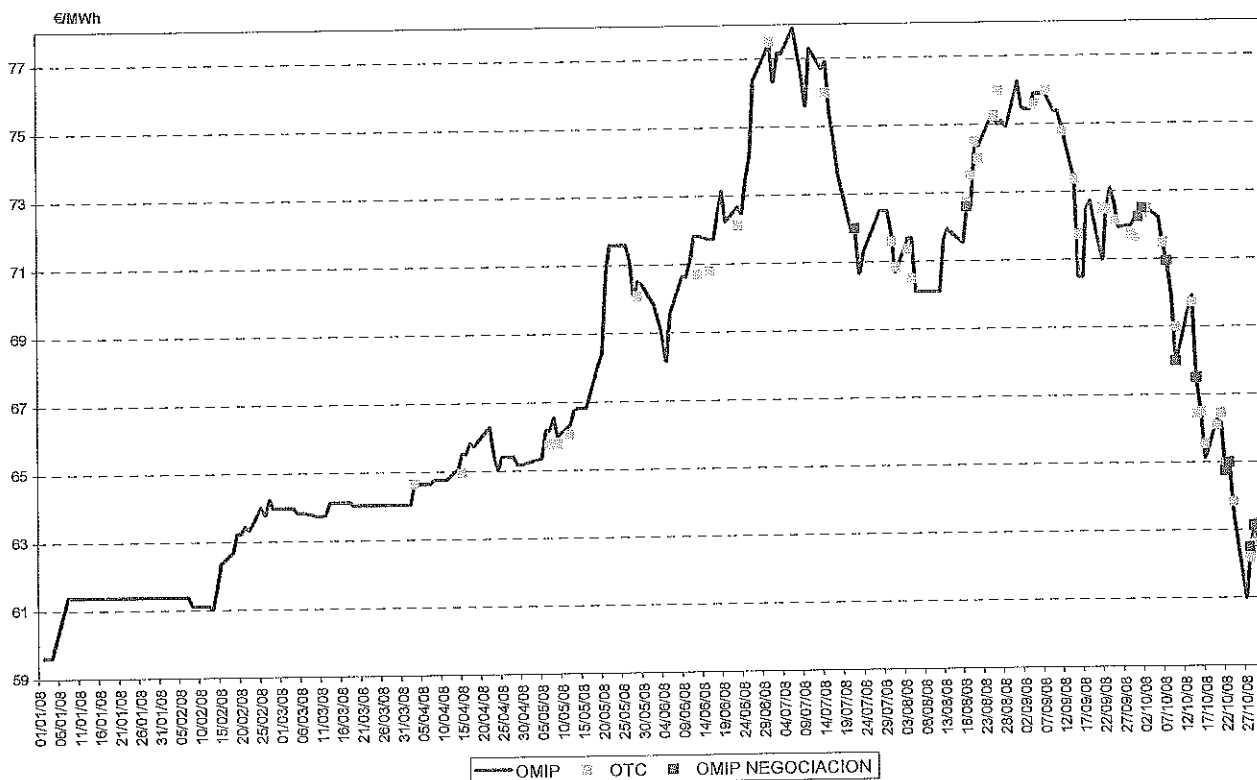


Fuente: OMIP

El gráfico 3 muestra la evolución del precio de referencia del contrato FTB Q1-09 en OMIP, así como las transacciones de dicho contrato en OMIP (en verde; se remarcan los días en los que existió negociación) y de sus contratos equivalentes en el mercado OTC (amarillo). Los precios OTC se obtienen como medias ponderadas de los datos agregados por contratos aportados por las agencias mediadoras. Los días sin cotización se corresponden con fines de semana o días festivos locales, según calendario OMIP. Para el periodo mostrado (del 1 de enero al 31 de octubre de 2008), sólo se presenta una sesión de negociación en la que la diferencia entre el precio de referencia de negociación y precio OTC del contrato FTB Q1-09 es superior al 2% (diferencia de -2,1% en la sesión del 22 de septiembre). El precio medio de referencia de negociación en OMIP del contrato FTB Q1-09 en el periodo 2 enero 2008 – 30 junio 2008, en el que se dio una tendencia ascendente, ha resultado 65,50 €/MWh. El precio medio de referencia de negociación en OMIP del contrato FTB Q1-09 en el periodo 1 julio 2008 – 31 octubre 2008, en el que se dio una tendencia descendente, únicamente invertida por un incremento de precios durante el mes de agosto, ha resultado 71,94 €/MWh.

(Handwritten mark)

Gráfico 3. Evolución precio de referencia del contrato FTB Q1-09 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC. 2 enero 2008 - 31 octubre 2008

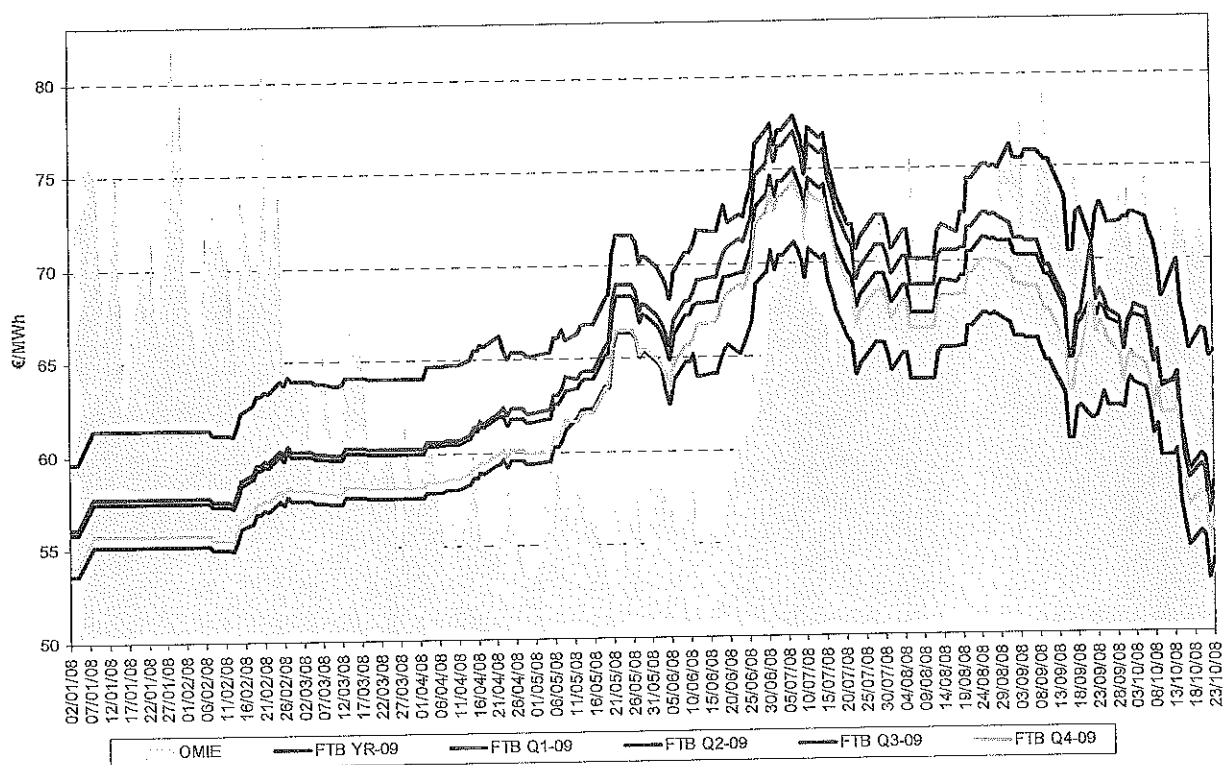


Fuentes: OMIP, agencia mediadora y CNE

El gráfico 4 muestra la evolución de la cotización de los contratos de futuros de OMIP anual y trimestrales con entrega en el año 2009 así como el precio medio diario del mercado spot en el periodo comprendido entre el 2 de enero y el 23 de octubre de 2008. Cabe destacar que, de los contratos de futuros, los únicos que han presentado negociación en OMIP han sido el contrato anual FTB YR-09, cuya primera transacción se efectuó el 22 de mayo, y el contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2009 (FTB Q1-09), cuya primera transacción se efectuó el 22 de julio. Por ello, los precios de referencia de negociación de los otros contratos trimestrales (FTB Q2-09, FTB Q3-09 y FTB Q4-09), cuando no son determinados bien a partir de la media de la horquilla de cierre con las mejores ofertas de compra o de venta del contrato en cuestión (para el contrato FTB Q2-09, la primera sesión con horquilla de cierre se dio el 12 de mayo, y para los contratos FTB Q3-09 y FTB Q4-09 fue el 23 de septiembre) o bien a partir del precio de referencia de la sesión anterior, se determinan en la mayoría de las ocasiones a partir de arbitraje teórico con respecto a los precios de referencia de negociación de los contratos FTB YR-09 y FTB Q1-09. Al margen de las opciones señaladas de determinación de los precios de referencia a través de la metodología descrita en la sección C6 de la Guía Operacional de OMIP-OMIClear (versión de junio de 2008), OMIP

puede fijar tales precios vía un Comité de Precios *ad hoc*, compuesto voluntariamente por Miembros Negociadores, cuando interpreta que los precios resultantes de aplicar dicha metodología no son suficientemente representativos de la situación del mercado.

Gráfico 4. Evolución del precio spot y de la cotización de los contratos anual y trimestrales carga base de OMIP con entrega en 2009 (2 enero 2008 – 23 octubre 2008)



Fuentes: OMEL y OMIP

Se observa que el precio spot ha registrado una tendencia decreciente hasta junio, experimentando después una tendencia ascendente hasta mediados de septiembre (a comienzos de septiembre se han alcanzado los valores máximos de principios de año, en torno a 80 €/MWh). Posteriormente se han estabilizado en torno a 70 €/MWh, para descender, el 22 y 23 de octubre, a valores cercanos a 65 €/MWh. Dicha evolución de precios contrasta con la experimentada por el contrato de futuros anual con entrega en 2009, muy similar a la del contrato FTB Q1-09 descrita previamente. A través de un análisis básico de correlaciones, se observa que los contratos de futuros FTB YR-09 y FTB Q1-09 siguen una evolución similar (coeficiente de correlación 0,98) pero distinta a la del precio spot (los coeficientes de correlación de estos contratos de futuros con respecto a la evolución del precio spot son de 0,10 y 0,17, respectivamente, para todo el periodo mostrado en el gráfico 4).

Una consecuencia de las diferentes tendencias registradas por las cotizaciones de los contratos de futuros y del mercado spot, es que la curva *forward* de los contratos FTB YR-09 y FTB Q1-09 estuvo en *backwardation*¹ (terminología utilizada para indicar que las cotizaciones de los contratos a largo plazo son inferiores a las cotizaciones spot) hasta finales de febrero, mostrando posteriormente una situación de *contango*², y de nuevo en *backwardation* para el contrato FTB YR-09 a partir de septiembre.

Respecto al efecto que el precio spot tiene sobre la cotización de los contratos de futuros, es razonable considerar que a medida que el contrato de futuros tiene un periodo de entrega más lejano en el tiempo, la influencia del precio spot y la situación concreta de los fundamentales del mercado *spot*³ (i.e. hidráulicidad, eolicidad, demanda, temperaturas, etc.) tienen menor influencia sobre la formación de la cotización del contrato de futuro (por ejemplo, el nivel actual de la capacidad de generación hidráulica tiene menos efecto sobre las expectativas de precios, y por tanto sobre la cotización de los contratos de futuros, a 6 meses vista que a un par de meses vista). Por ello, en la formación de las expectativas de precios a más largo plazo, pueden tener mayor influencia las cotizaciones a plazo de otras mercancías – *commodities*, en su acepción anglosajona – relacionadas con los futuros de electricidad (petróleo, gas natural, derechos de emisión, etc.) con el mismo periodo de entrega. En este sentido, los futuros de electricidad estarían afectados, especialmente durante la primera mitad de 2008, por la tendencia alcista de las cotizaciones de futuros del *Brent*, del gas natural, del carbón y de los derechos del CO₂.

Asimismo, el efecto que el precio spot tiene sobre la cotización de los contratos de futuros es menor cuando el subyacente, como en el caso de la electricidad, no es almacenable, que cuando el subyacente es susceptible de almacenamiento.

La creciente demanda de países emergentes como China, que se ha convertido en un importador neto de carbón, las tensiones geopolíticas registradas en algunos países productores, la estrechez entre capacidad de producción y demanda en el caso del petróleo, así como la disminución de los inventarios en Estados Unidos, son algunos de

¹ *Backwardation*: Situación de mercado en la que, una vez eliminado el componente estacional y para una misma tipología de contratos, los precios de los contratos con entrega a corto plazo son más altos que los de los contratos con entrega a largo plazo.

² *Contango*: Situación en la que el precio para entrega inmediata es inferior al precio a futuro.

³ El incremento en las reservas hidráulicas disponibles que se ha producido a lo largo de la primavera del 2008, así como la moderación de la demanda en ese periodo han tenido efectos relevantes en la reducción del precio *spot*.

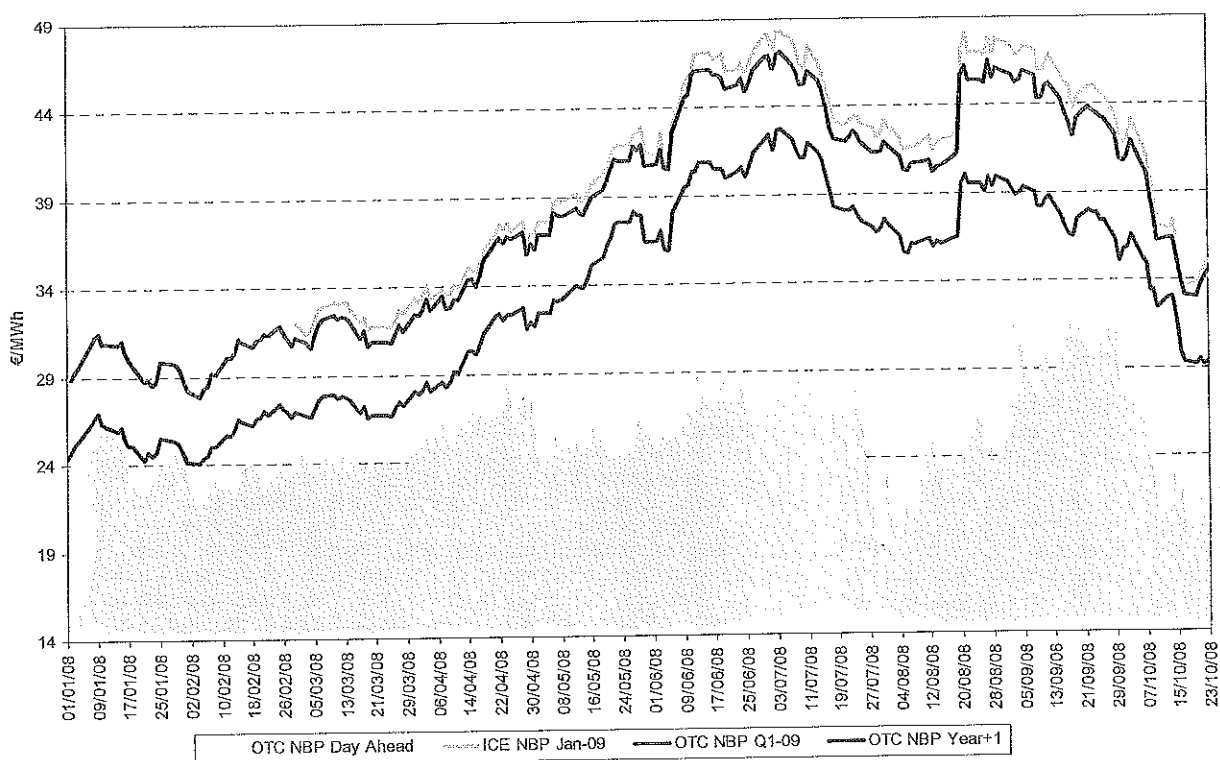
los factores que impulsaron al alza las cotizaciones de las materias primas energéticas empleadas en la actividad de generación de energía eléctrica (gas natural, petróleo y carbón), así como el contrato de futuros (Diciembre 2008) sobre derechos de emisión, durante toda la primera mitad del 2008 (véanse gráficos 5, 6, 7 y 8).

El gráfico 5 muestra la evolución del precio spot de gas en el punto virtual NBP ("*National Balancing Point*") del Reino Unido (estimaciones de Platts basadas en cotizaciones OTC), así como estimaciones Platts OTC para los contratos a plazo con entrega en el primer trimestre de 2009 y para el contrato anual con vencimiento más próximo (nótese que el año de gas en el mercado británico se extiende desde el 1 de octubre al 30 de septiembre). Adicionalmente se proporcionan los precios de referencia del contrato de futuros ICE (*Intercontinental Exchange*) de gas natural en NBP y entrega en enero de 2009. Se aprecia una clara correlación entre todos los contratos a plazo mostrados. Entre el precio spot y los contratos a plazo, no existe una correlación marcada (coeficientes para todo el periodo mostrado en torno a 0,45), salvo en el periodo 1 enero- 30 abril y 1 septiembre - 23 octubre, en los que tales coeficientes han resultado del orden de 0,85.

La bajada brusca de los precios spot a finales de julio se debió a excesos puntuales de suministro – se produjeron muchas importaciones de Noruega – y a que las paradas anuales de mantenimiento de las infraestructuras gasistas fueron bien gestionadas (fuente: revista quincenal *Platts Power in Europe*, Nº 532, 11 agosto 2008, p26).



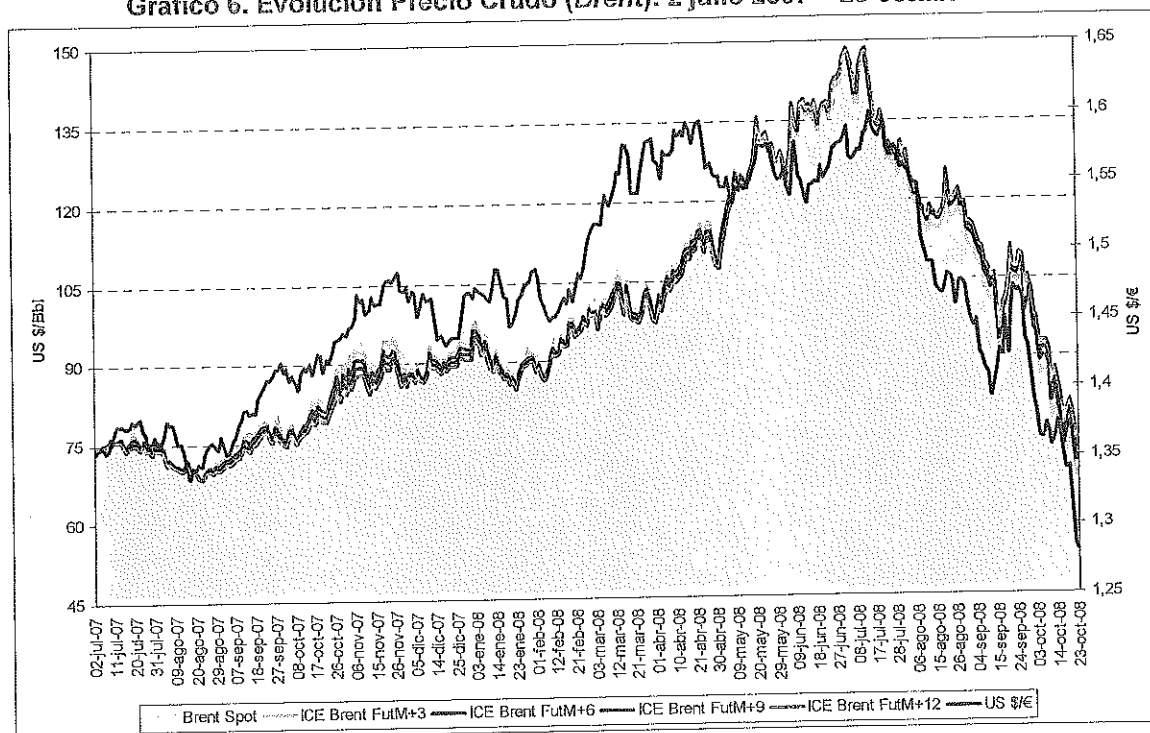
Gráfico 5. Evolución Precio Gas (UK NBP). 1 enero 2008 – 23 octubre 2008



Fuentes: ICE, Platts

El gráfico 6 muestra la evolución de los precios del crudo – cotizaciones spot de Platts y futuros ICE para el *Brent* – y de las tasas oficiales de cambio \$/€ publicadas por el BCE desde julio de 2007 hasta el 23 de octubre de 2008. Se aprecia que, tras los máximos históricos alcanzados por los precios del crudo en el verano de 2008, actualmente los precios vuelven a ser inferiores a los de julio de 2007 (entonces los precios spot del crudo se situaron en torno a 75 \$/Bbl y la tasa de cambio \$/€ en torno a 1,36, y a 23 de octubre de 2008 el precio spot del crudo es de 65,71 \$/Bbl y la tasa de cambio de 1,28 \$/€). Se observa una correlación elevada entre los precios petrolíferos (superior a 0,98 para todas las series mostradas) y de la tasa de cambio \$/€ con el precio spot del *Brent* (0,89) en el periodo mostrado en el gráfico.

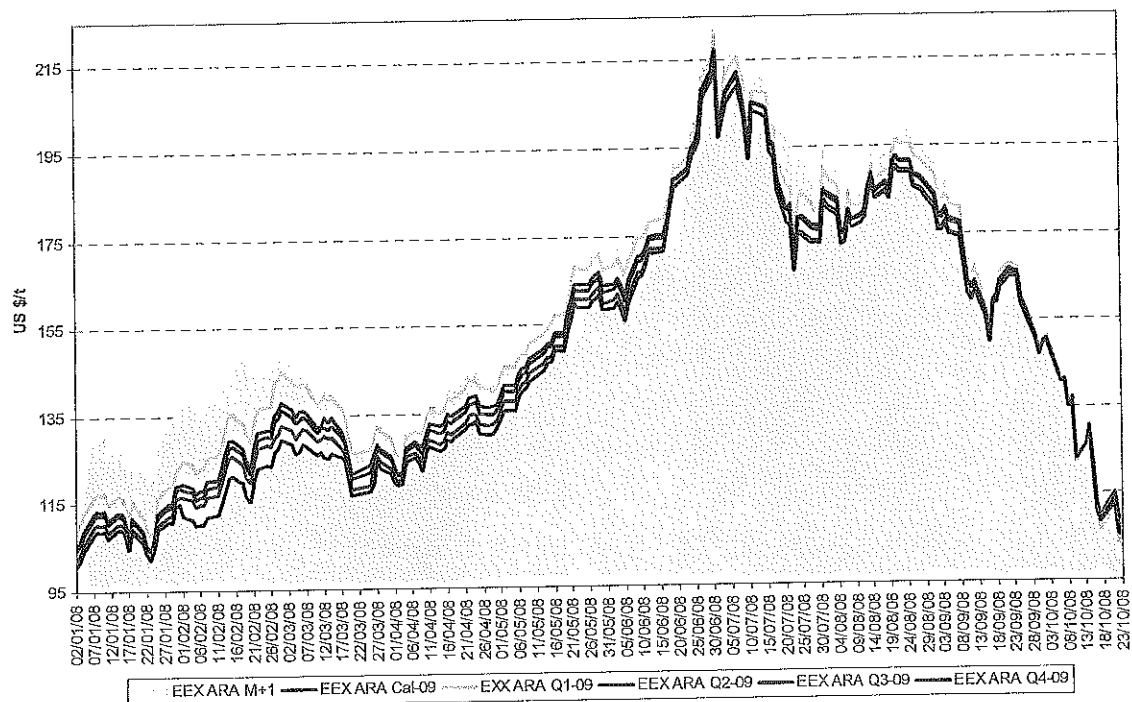
Gráfico 6. Evolución Precio Crudo (Brent). 2 julio 2007 – 23 octubre 2008



Fuentes: ICE, Platts

El gráfico 7 muestra la evolución de los precios del carbón (US \$/ton). Se consideran futuros EEX con entrega en ARA (Ámsterdam-Róterdam-Amberes) desde enero de 2008 hasta el 23 de octubre de 2008. Al igual que con el crudo, se alcanzaron valores máximos en julio y luego descendieron los precios hasta situarse actualmente en el nivel de finales de septiembre de 2007 (precios en torno a 100 US \$/ton). Para el precio spot se utiliza como *proxy* el precio de referencia de los futuros mensuales con entrega a un mes (futuros *prompt*, en el gráfico se identifica como M+1). Se aprecia una alta correlación entre los contratos señalados. En concreto, el diferencial (*spread*) entre los diferentes contratos considerados se estrecha con el tiempo, resultando prácticamente nulo a partir de mediados de septiembre de 2008, debido a la cercanía del comienzo del año 2009.

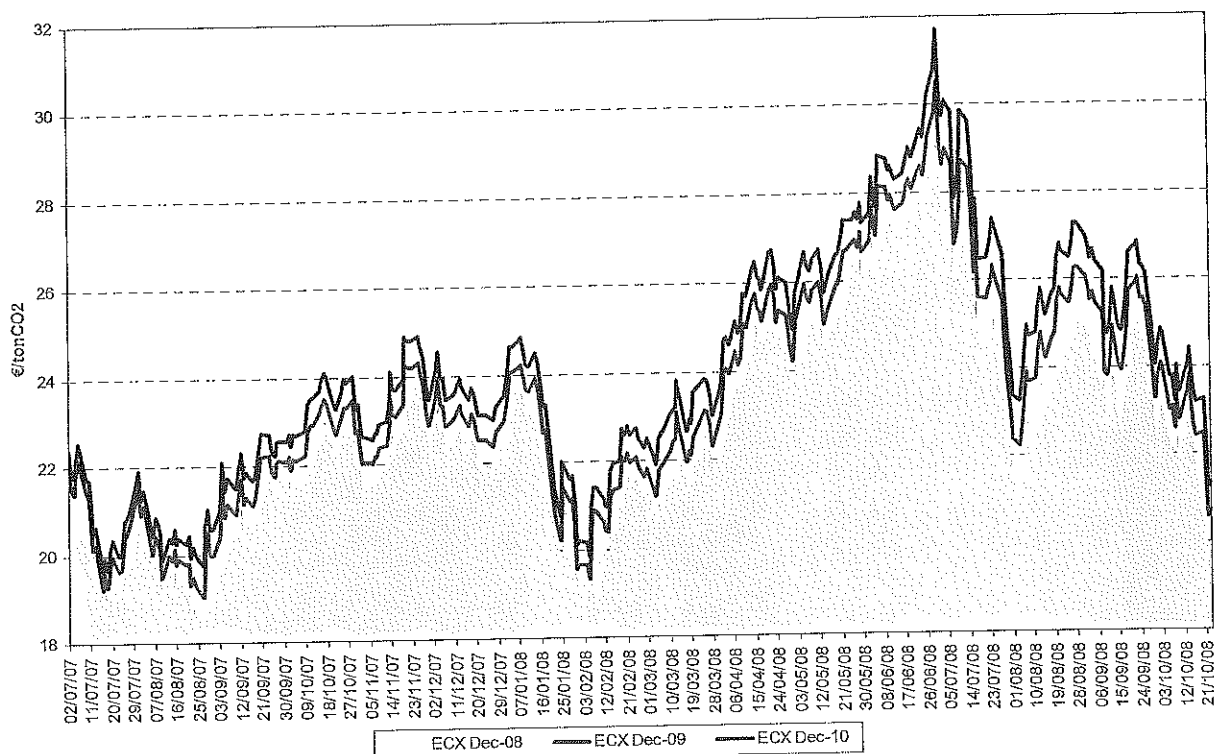
Gráfico 7. Evolución Precio Carbón (EEX ARA Coal Futures). 2 enero 2008 – 23 octubre 2008



Fuente: EEX

El gráfico 8 muestra la evolución de los derechos de emisión europeos (EUA, de "European Union Allowances") en €/ton_{CO2} y negociados en ECX. Se toman los contratos de futuros mensuales con entrega en diciembre de 2008 y de los dos próximos años. Al igual que con el crudo, se alcanzaron valores máximos en julio y luego descendieron los precios, encontrándose actualmente en los niveles de comienzos de febrero (en torno a un valor de 20 €/ton_{CO2}). Se aprecia una alta correlación entre los contratos señalados, cotizando en todo momento los derechos referidos a diciembre 2010 ligeramente por encima de los de diciembre 2009, y éstos a su vez ligeramente por encima de los de diciembre de 2008.

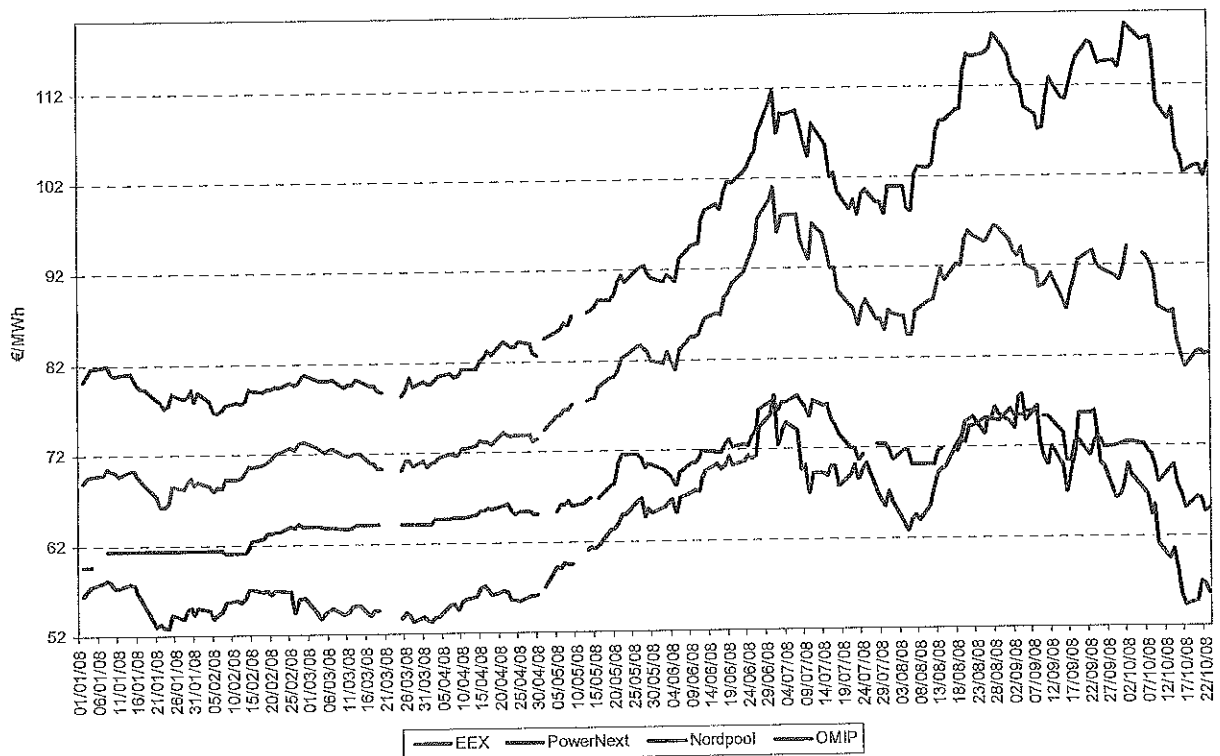
Gráfico 8. Evolución Precio Emisiones (Futuros EUA). 2 julio 2007 – 23 octubre 2008



Fuente: ECX

El gráfico 9 muestra la evolución de los precios de los contratos de futuros carga base con entrega en el primer trimestre de 2009 en los principales mercados europeos de electricidad. Se aprecia una alta correlación entre todos los mercados (0,96 entre OMIP y el mercado alemán EEX; 0,88 entre OMIP y el mercado francés Powernext; 0,92 entre OMIP y el mercado nórdico Nord Pool). A comienzos de julio todos los mercados alcanzaron cotas máximas, en sintonía con los máximos del petróleo, tal y como se comentó previamente.

**Gráfico 9. Evolución referencias de precios a plazo Europeas Precios Liquidación Contrato Q1-09.
2 enero 2008 – 23 octubre 2008**



Fuentes: EEX, PowerNext, Nordpool, OMIP

El temor del mercado a una recesión mundial, como consecuencia de la crisis financiera internacional y, por tanto, el consecuente descenso en la demanda, está teniendo un impacto mayor en los precios del crudo y en el resto de combustibles, que las amenazas ante un nuevo recorte de producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), pronosticado ya por algunos países miembros del grupo. En estos momentos la incertidumbre se encuentra en determinar hasta cuándo los precios de los combustibles van a seguir disminuyendo.

2. Energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo

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

A continuación se detalla el volumen de energía adquirido por las distribuidoras, a fecha del presente informe, a través de las subastas semanales en OMIP, reguladas por la Orden ITC/1865/2007 y por la Orden ITC/1934/2008 y la quinta y sexta subastas CESUR (celebradas el 17 de junio y 25 de septiembre, respectivamente).

En relación a las subastas de adquisición obligatoria en OMIP de contratos con entrega en el cuarto trimestre de 2008, los contratos a considerar son el contrato anual con entrega en 2008 (FTB YR-08), el contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (FTB Q4-08) y los contratos mensuales con entrega en octubre, noviembre y diciembre de 2008 (contratos FTB M Oct-08, FTB M Nov-08 y FTB M Dic-08, respectivamente).

La Orden ITC/1865/2007, de 22 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2007 y en el primer semestre de 2008, establece la celebración (en el segundo semestre de 2007) de subastas del contrato anual con entrega en 2008. La Orden ITC/1934/2008, de 3 de julio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008, establece los volúmenes obligatorios de adquisición del contrato trimestral con entrega en el cuarto trimestre de 2008 y los contratos mensuales con entrega en octubre, noviembre y diciembre de 2008.

La Orden ITC/1865/2007 y la Orden ITC/1934/2008 establecen que el volumen de energía total que deben adquirir los distribuidores a través de dichos contratos con entrega en el cuarto trimestre de 2008 asciende a 1.657 GWh.

Debe señalarse que a fecha del presente informe únicamente está pendiente de celebración la cuarta subasta del contrato mensual con entrega en diciembre FTB M Dic-



08. Como consecuencia de ello, el volumen de energía con entrega en el cuarto trimestre que ya ha sido adquirido en el OMIP por los distribuidores asciende a 1.632 GWh.

El cuadro 1 muestra, para cada uno de los contratos negociados en OMIP con entrega en el cuarto trimestre de 2008, el volumen de energía de adquisición obligatoria establecido en la Orden ITC/1865/2007 y la Orden ITC/1934/2008, el volumen de energía adquirido, así como el precio medio y el coste total de adquisición.

Cuadro 1. Energía de adquisición obligatoria con entrega en el cuarto trimestre de 2008 según la Orden ITC/1865/2007 y la Orden la Orden ITC/1934/2008, volumen de energía adquirida (a 31 de octubre) precio medio y coste total

Contrato	Energía Comprometida (MWh) según Orden ITC/1865/2007 y Orden ITC/1934/2008	Energía Adquirida (MWh)	Precio Medio (€/MWh)	Coste energía adquirida (€)
FTB M Oct-08	98.340	98.340	70,47	6.930.265,65
FTB M Nov-08	95.040	95.040	73,43	6.978.549,60
FTB M Dic-08	98.208	73.656	71,97	5.300.776,80
FTB Q4-08	675.954	675.954	71,88	48.586.446,93
FTB YR-08	689.208	689.208	51,57	35.541.882,22
Total	1.656.750	1.632.198	63,31	103.337.921

Fuentes: Orden ITC/1865/2007 y Orden ITC/1934/2008, OMIP-OMIClear, CNE

En relación a las subastas CESUR, el cuadro 2 muestra el volumen de energía con entrega en el cuarto trimestre de 2008 adquirido por los distribuidores en la quinta y sexta subasta CESUR, celebradas el 17 de junio y 25 de septiembre, respectivamente, así como los precios (€/MWh) resultantes en estas subastas para el producto con entrega en el cuarto trimestre de 2008 (producto semestral de la quinta subasta CESUR y productos trimestral y semestral de la sexta subasta CESUR) y el coste total de adquisición (en €).

Se observa que el volumen de energía adquirido en las subastas CESUR con entrega en el cuarto trimestre de 2008 asciende a 7.581 GWh a un precio de 70,93 €/MWh (precio ponderado del producto semestral de la quinta subasta CESUR y de los productos trimestral y semestral de la sexta subasta CESUR). El coste total de ese volumen de energía asciende a 537.768 miles de €.

Cuadro 2. Resumen del volumen de energía (MWh) con entrega en el cuarto trimestre de 2008 y precio (€/MWh) adquirido por los distribuidores españoles en la quinta y sexta subastas CESUR

Periodo de entrega de la energía. Cuarto trimestre de 2008 (Q4-08)	Potencia	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)	Coste (€)
CESUR-5 (Prod. Semestral)	792	1.749.528	65,79	115.101.447
CESUR-6 (Prod. Trimestral)	1.760	3.887.840	72,49	281.829.522
CESUR-6 (Prod. Semestral)	880	1.943.920	72,45	140.837.004
Total	3.432	7.581.288	70,93	537.767.973

Fuente: CNE

A partir del análisis anterior se ha obtenido el coste de energía de los consumidores que adquirirán su energía en el mercado regulado en el cuarto trimestre de 2008, teniendo en cuenta el precio resultante de la quinta y sexta subastas CESUR así como el precio resultante de las obligaciones de compra en el mercado organizado por OMIP.

El elemento de coste pendiente de cálculo es el coste de energía en el mercado al contado gestionado por OMIE. Al tratarse del coste de energía que se adquiere en el mercado diario, este coste debe ser estimado para los meses de noviembre y diciembre, ya que, a fecha del presente informe, ya conocemos el precio horario OMIE de octubre. La metodología de estimación se realiza sobre la base de los precios de los contratos mensuales con entrega en noviembre y diciembre (FTB M Nov-08 y FTB M Dic-08) negociados en el mercado a plazo no registrados en OMIP (mercados no organizados).

En particular durante el mes de octubre, el precio horario OMIE ponderado por las curvas de carga horarias de las distribuidoras en dicho mes⁴ ha sido de 73,07 €/MWh. En cuanto a las cotizaciones de los contratos mensuales con entrega en noviembre y diciembre (FTB M Nov-08 y FTB M Dic-08), la evolución de las cotizaciones en OMIP durante el periodo de negociación de estos contratos ha sido muy volátil (ver gráficos 10 y 11). En particular, durante todo el mes de octubre las cotizaciones muestran una tendencia descendente. Las cotizaciones, el 1 de octubre, de los contratos mensuales FTB M Nov-08 y FTB M Dic-08 fueron 73,88 €/MWh y 73,10 €/MWh, respectivamente, mientras que la última cotización disponible (a fecha 29 de octubre⁵ y 31 de octubre) se ha situado en 70,25 €/MWh y 67,25 €/MWh, respectivamente. El cuadro 3 muestra los precios (€/MWh) en el mercado no organizado en octubre (1 a 31 de octubre).

⁴ Excluyendo la energía contratada por las distribuidoras en los diferentes mecanismos de contratación a plazo.

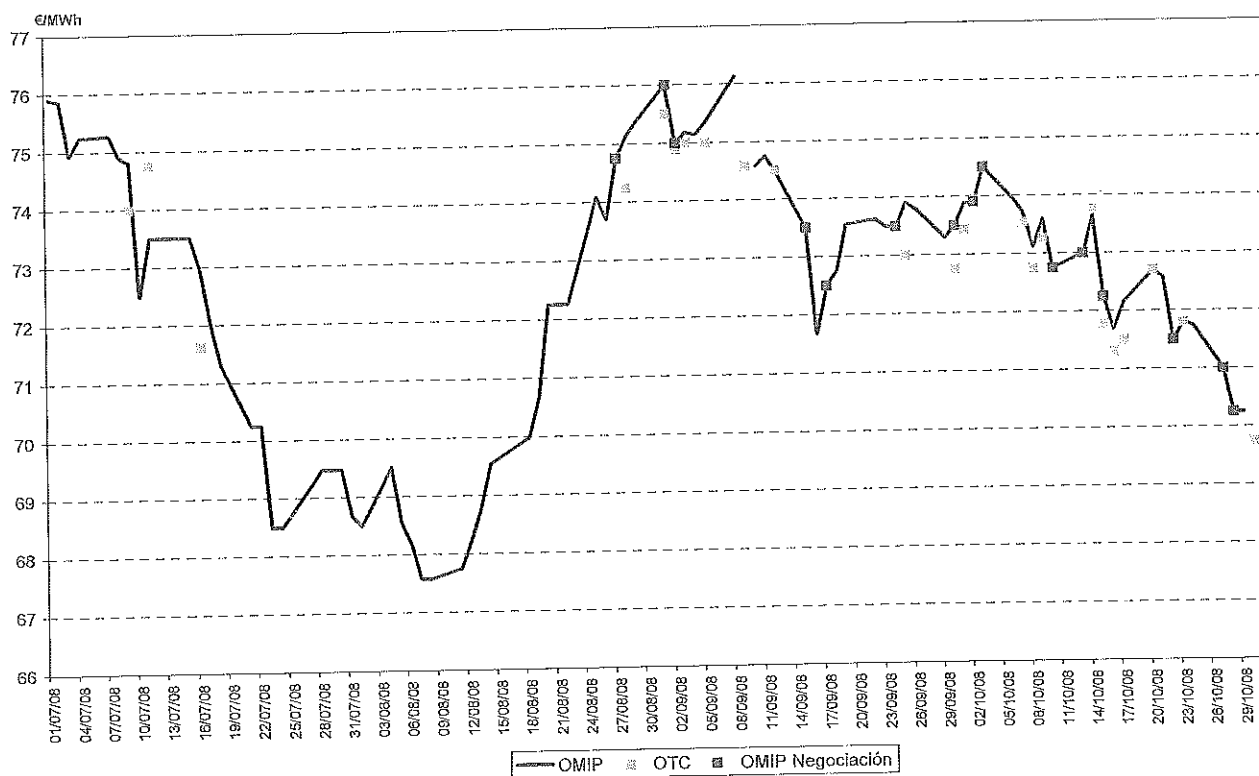
⁵ El último día de cotización en OMIP del contrato FTB Nov-08 fue el 29/10/08.

Cuadro 3. Resumen de la contratación no registrada en OMIP de los contratos mensuales FTB Nov-08 y FTB M Dic-08 (energía) y precio (€/MWh) (1 a 31 de octubre)

Contrato	Contratos Adquiridos OTC (MWh)	Precio Medio (€/MWh)
FTB M Nov-08 (1 a 31 de octubre)	640.800	72,27
FTB M Nov-08 (31 de octubre)	28.800	69,31
FTB M Dic-08 (1 a 31 de octubre)	290.160	69,51
FTB M Dic-08 (31 de octubre)	22.320	67,42

Fuente: Agencias Mediadoras

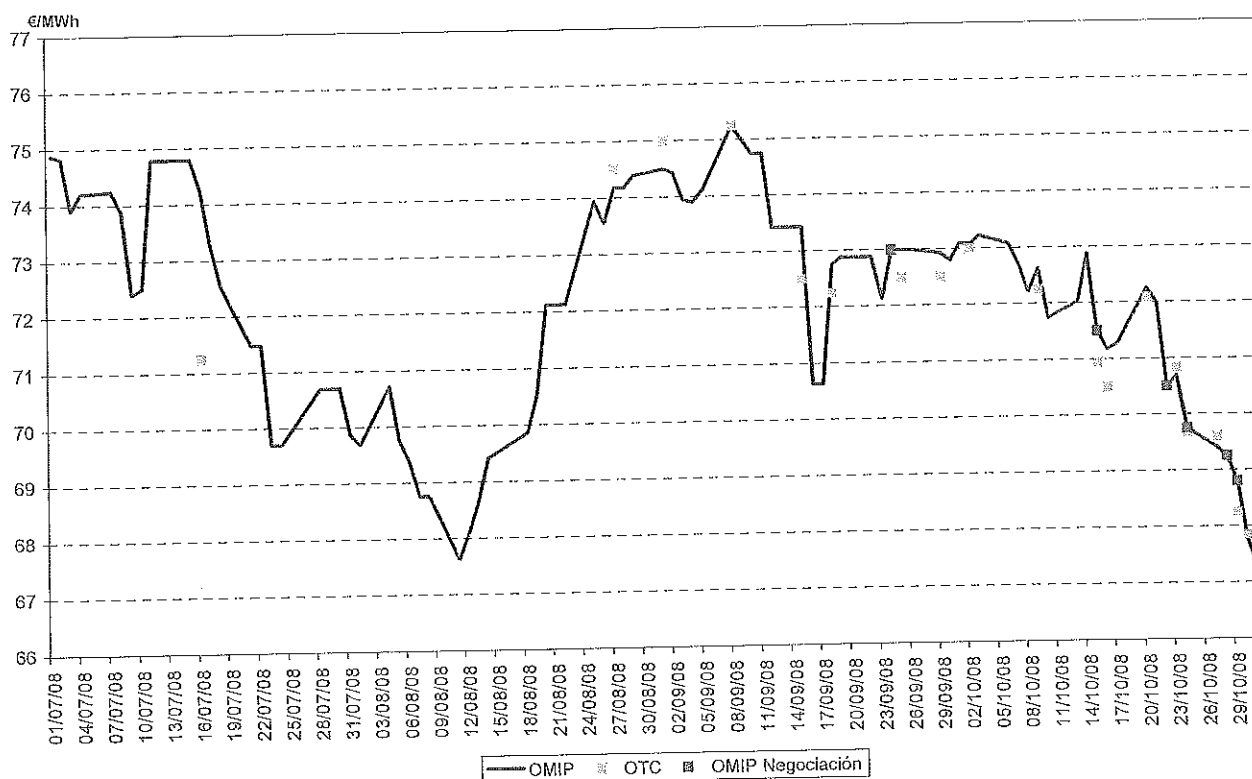
Gráfico 10. Evolución precio de referencia del contrato FTB M Nov-08 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC. 1 julio 2008 - 31 octubre 2008



Fuentes: OMIP, Agencia mediadoras y CNE

[Handwritten signature]

Gráfico 11. Evolución precio de referencia del contrato FTB M Dic-08 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC. 1 julio 2008 - 31 octubre 2008



Fuentes: OMIP, Agencias mediadoras y CNE

Asimismo, cabe señalar que a los precios a los que se negociaron los contratos FTB M Nov-08 en el mercado no organizado el día 31 de octubre son muy representativos del valor estimado de la energía en noviembre en el mercado *spot* debido al poco tiempo existente hasta el inicio del periodo de entrega. Igualmente, cabe señalar que existe poca incertidumbre asociada a la evolución de la cotización del contrato FTB M Dic-08 debido al poco tiempo existente hasta el inicio del periodo de entrega.

Previsión de precios para el cierre del ejercicio 2008

En base a la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa eléctrica, se calcula el coste de generación estimado de clientes a tarifa integral correspondiente al cuarto trimestre de 2008.

En primer lugar, debe señalarse que se dispone de casi toda la información (excepto una subasta OMIP del contrato mensual de diciembre FTB M Dic-08) sobre el coste de la

A

energía adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo (subastas OMIP y subastas CESUR).

Siguiendo la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa, se ha realizado la estimación del coste de la energía para los meses de noviembre y diciembre resultante en el mercado organizado por OMEL a partir del precio de la contratación en los mercados a plazo de los productos con entrega en el periodo de análisis. En particular, los precios ponderados a los que se ha negociado el 31 de octubre en el mercado no organizado los contratos mensuales de noviembre y diciembre (FTB M Nov-08 y FTB M Dic-08) empleando un factor de apuntamiento⁶ para estos meses de 4,5%. Este factor de apuntamiento es el resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado con las curvas de carga de las distribuidoras para el tercer trimestre de 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el tercer trimestre de 2008.

La cantidad sometida a este precio se ha calculado como la diferencia entre la previsión de la demanda a tarifa (en barras de central) y el volumen de energía con entrega en el los meses de noviembre y diciembre de 2008 adquirido en la quinta y sexta subastas CESUR y en las subastas obligatorias en OMIP. El precio OMIE de octubre no hay que estimarlo ya que se ha realizado.

Cuadro 4. Precio medio (€/MWh) de los contratos FTB M Nov-08 y FTB M Dic-08 el 31 de octubre y valor obtenido aplicando el factor de apuntamiento

Contratos	Precio base (€/MWh)	Factor de apuntamiento para el Q4-08	Precio apuntado (€/MWh)
FTB M Nov-08*	69,31	4,5%	72,43
FTB M Dic-08**	67,42	4,5%	70,45

* Media ponderada de la negociación del 31 de octubre

** Media ponderada de la negociación del 31 de octubre

Fuente: Agencias Mediadoras

⁶ El 1 de julio de 2008 se eliminan las tarifas generales de alta tensión, según se establece en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio. El tercer trimestre de 2008 es el primer trimestre realizado tras este cambio normativo y por tanto, con información sobre las curvas de carga realizadas. El factor de apuntamiento en este periodo se define como $F = (\sum_i^{2.208} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{2.208} p_i / 2.208)$. Donde p_i es el precio horario OMIE (tercer trimestre de 2008) y q_i es con las curvas de carga de las distribuidoras para el tercer trimestre.

Por tanto, se observa que de acuerdo con las hipótesis y la metodología anterior, se obtiene que el coste medio del mercado diario previsto para el mes de noviembre asciende a 72,43 €/MWh y para diciembre asciende a 70,45 €/MWh (ver cuadro 4).

En los cuadros 5, 6, 7 y 8 se resume el coste de generación estimado de clientes a tarifa integral correspondiente al cuarto trimestre de 2008.

Cuadro 5. Coste de generación de clientes a tarifa integral en octubre

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR 5 y 6	2.557	23,25%	70,93	181.366
OMIP	494	4,49%	63,18	31.185
OMEL	7.949	72,27%	73,07	580.815
TOTAL	10.999	100%	72,13	793.366

Fuentes: OMIP, OMEL y CNE

Cuadro 6. Coste de generación de clientes a tarifa integral en noviembre

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR 5 y 6	2.471	20,74%	70,93	175.280
OMIP	476	4,00%	63,70	30.318
OMEL	8.965	75,26%	72,43	649.299
TOTAL	11.912	100%	71,77	854.897

Fuentes: OMIP, OMEL y CNE

Cuadro 7. Coste de generación de clientes a tarifa integral en diciembre

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	Precio (€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR 5 y 6	2.553	18,86%	70,93	181.122
OMIP	485	3,58%	63,05	30.555
OMEL + subasta OMIP (FTB Dic-08) pendiente de celebración	10.502	77,56%	70,45	739.853
TOTAL	13.540	100%	70,28	951.531

Fuentes: OMIP, OMEL y CNE

Cuadro 8. Coste de generación de clientes a tarifa integral en el cuarto trimestre de 2008

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

Fuentes: OMIP, OMEL y CNE

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

El coste de la energía previsto para el 2008 para los clientes en tarifa integral es el resultado de considerar el coste real de adquisición de la energía registrado durante los 9 primeros meses del año y el coste previsto para el cuarto trimestre de 2008, y asciende a 66,02 €/MWh para los clientes en tarifa integral.

Por otra parte, el coste de la energía previsto para los clientes en mercado es el resultado de considerar el coste de la energía realmente registrado durante el periodo enero – septiembre para estos consumidores y el coste de la energía previsto para el último trimestre de 2008, que se calculado considerando un factor de apuntamiento del 3,21% resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado con las curvas de carga para el año 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el año 2007. Como resultado se obtiene que el coste de la energía para estos consumidores es de 65,40 €/MWh.

Por tanto, el coste de la energía previsto para el año 2008, resultado de considerar el coste de la energía de los clientes en tarifa integral y en mercado asciende a 65,81 €/MWh.



3. Energía con entrega en el primer trimestre de 2009 adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo

La existencia de diferentes mecanismos de contratación a plazo mediante los que las distribuidoras adquieren parte del volumen de energía para el suministro a tarifa, (subastas semanales de adquisición obligatoria de energía en el mercado de futuros del MIBEL y subastas CESUR) implica que parte de la energía prevista a tarifa para el primer trimestre de 2009, ya haya sido adquirida por los distribuidores.

A continuación se detalla el volumen de energía adquirido por las distribuidoras, a fecha del presente informe, a través de las subastas semanales en OMIP, reguladas por la Orden ITC/1934/2008 y la sexta subasta CESUR (celebrada el 25 de septiembre).

En relación a las subastas de adquisición obligatoria en OMIP de contratos con entrega en el primer trimestre de 2009, los contratos a considerar son el contrato anual con entrega en 2009 (FTB YR-09), el contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2009 (FTB Q1-09) y los contratos mensuales con entrega en enero, febrero y marzo de 2009 (contratos FTB M Ene-08, FTB M Feb-08 y FTB M Mar-08, respectivamente).

La Orden ITC/1934/2008, de 3 de julio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2008, establece los volúmenes obligatorios de adquisición del contrato trimestral con entrega en el primer trimestre de 2009, los contratos mensuales con entrega en enero, febrero y marzo de 2009 y el contrato anual con entrega en 2009.

La Orden ITC/1934/2008 establece que el volumen de energía total que deben adquirir los distribuidores a través de dichos contratos con entrega en el primer trimestre de 2009 asciende a 1.316 GWh.

Debe señalarse que a fecha del presente informe están pendientes de celebrarse la mayoría de las subastas con entrega de energía el primer trimestre de 2009. Concretamente, únicamente se han celebrado ocho de las doce subastas programadas del producto anual FTB YR-09, dos de las seis subastas programadas del producto trimestral (FTB Q1-09) y una de las ocho subastas programadas de los productos mensuales (FTB M Ene-09, FTB M Feb-09 y FTB M Mar-09). Por tanto, aún están pendientes de celebración siete subastas de los productos mensuales (tres del contrato FTB M Ene-09, tres del contrato FTB M Feb-09 y una subasta del contrato FTB M Mar-

09), cuatro subastas del producto trimestral (FTB Q1-09) y cuatro subastas del producto anual (FTB YR-09). Como consecuencia de ello, el volumen de energía con entrega en el primer trimestre que ya ha sido adquirido en OMIP por los distribuidores asciende a 556 GWh.

El cuadro 9 muestra para cada uno de los contratos negociados en OMIP con entrega en el primer trimestre de 2009, el volumen de energía de adquisición obligatoria establecido en la Orden ITC/1934/2008, el volumen de energía adquirido, así como el precio medio y el coste total de adquisición.

Cuadro 9. Energía de adquisición obligatoria con entrega en el primer trimestre de 2009 según la Orden ITC/1934/2008, volumen de energía adquirida (a 24 de octubre) precio medio y coste total

Contrato	Energía Comprometida (MWh) según Orden ITC/1934/2008	Energía Adquirida (MWh)	Precio Medio (€/MWh)	Coste energía adquirida (€)
FTB M Ene-09	98.208	24.552	67,00	1.644.984
FTB M Feb-09	66.528	-	-	-
FTB M Mar-09	24.519	-	-	-
FTB Q1-09	660.654	220.218	71,63	15.773.114
FTB YR-09	466.344	310.896	69,35	21.560.249
Total	1.316.253	555.666	70,15	38.978.347

Fuentes: Orden ITC/1934/2008, OMIP-OMIClear, CNE

En relación a las subastas CESUR, el cuadro 10 muestra el volumen de energía con entrega en el primer trimestre de 2009 adquirido por los distribuidores en la sexta subasta CESUR, celebrada el 25 de septiembre, así como el precio (€/MWh) resultante en la subasta para el producto con entrega en el primer trimestre de 2009 (producto semestral de la sexta subasta CESUR) y el coste total de adquisición (en €).

Se observa que el volumen de energía adquirido en las subastas CESUR con entrega en el primer trimestre de 2009 asciende a 1.900 GWh a un precio de 72,45 €/MWh (precio de equilibrio en la sexta subasta CESUR del producto semestral). El coste total de ese volumen de energía asciende a 137.649 miles de €.

Cabe señalar que el 24 de octubre tuvo entrada en esta CNE escrito de la Secretaría General de Energía, en el que se indica que *"Por parte de este Ministerio está prevista la celebración de la séptima subasta CESUR el día 16 de diciembre de 2008. En las tres últimas subastas se subastaron dos productos carga base, uno con periodo de entrega trimestral y otro con periodo de entrega semestral. En la próxima séptima subasta está*

previsto, a diferencia de las anteriores, que se subasten dos productos: uno de carga base y otro de carga punta, ambos con periodo de entrega trimestral”.

Por tanto, en la séptima subasta CESUR que se celebrará el 16 de diciembre, los distribuidores adquirirán energía con entrega en el primer trimestre de 2009 (producto trimestral base y punta). Actualmente, se desconocen los volúmenes previstos de adquisición en la séptima subasta CESUR y sus precios.

Cuadro 10. Resumen del volumen de energía (MWh) con entrega en el primer trimestre de 2009 y precio (€/MWh) adquirido por los distribuidores españoles en la sexta subasta CESUR

Periodo de entrega de la energía. Primer Trimestre (Q1-09)	Potencia	Energía (MWh)	Precio (€/MWh)	Coste (€)
CESUR-6 (Prod. Semestral)	880	1.899.920	72,45	137.649.204
CESUR-7 (Prod. Trimestral)	-	-	-	-
	880	1.899.920	72,45	137.649.204

Fuente: CNE

A partir del análisis anterior se ha obtenido el coste de energía de los consumidores que adquirirán su energía en el mercado regulado en el primer trimestre de 2009, teniendo en cuenta el precio resultante de la sexta subasta CESUR, así como el precio resultante de las obligaciones de compra en el mercado organizado por OMIP.

El elemento del coste pendiente de cálculo es el coste de energía en el mercado al contado gestionado por OMIE. Al tratarse del coste de energía que se adquiere en el mercado diario, este coste debe ser estimado. En el presente informe, la estimación se realiza sobre la base de los precios negociados del contrato FTB Q1-09 en el mercado de futuros no organizado (OTC).

El mercado de futuros no organizado (OTC) existe al margen de OMIP. Son mercados bilaterales, en los que los propios agentes realizan la búsqueda de potenciales contrapartes. Al objeto de reducir los costes de búsqueda e incrementar la liquidez de este mercado, la negociación OTC se organiza alrededor de agencias de intermediación (“brokers”), que se caracterizan por no tomar posiciones propias y únicamente facilitan la búsqueda de contraparte, y/o alrededor de agentes que toman posiciones propias (“dealers”). Es un mercado en el que se realizan contratos de futuros con entrega

M

financiera y cuyo volumen de contratación es muy superior⁷ al del mercado de futuros organizados (OMIP).

Cuadro 11. Resumen de la contratación FTB Q1-09 (contratos y energía) y precio (€/MWh) en mercado no organizado (OTC) por mes de negociación

FTB Q1-09	(Nº) Contratos adquiridos en OTC	(MWh) Contratos adquiridos en OTC	Precio (€/MWh)	Coste (€)
Abril	40	86.360	64,80	5.596.128
Mayo	80	172.720	66,91	11.557.127
Junio	40	86.360	71,44	6.169.343
Julio	30	64.770	75,03	4.859.909
Agosto	175	377.825	72,51	27.396.631
Septiembre	420	906.780	73,50	66.652.648
Octubre	762	1.645.158	65,45	107.677.210
TOTAL	1.547	3.339.973	68,84	229.908.995

Fuente: Agencias Mediadoras

Cuadro 12. Resumen de la contratación FTB Q1-09 (contratos y energía) y precio (€/MWh) en mercado no organizado (OTC) en Octubre por semana de negociación

FTB Q1-09	(Nº) Contratos adquiridos en OTC	(MWh) Contratos adquiridos en OTC	Precio (€/MWh)	Coste (€)
Del 1 al 3 octubre	40	86.360	72,38	6.250.305
Del 6 al 10 octubre	40	86.360	70,88	6.120.765
Del 13 al 17 octubre	112	241.808	67,45	16.309.086
Del 20 al 24 octubre	320	690.880	65,40	45.184.955
Del 27 al 31 octubre	250	539.750	62,64	33.812.099
Del 1 al 31 octubre	762	1.645.158	65,45	107.677.210

La evolución de la cotización durante el periodo de negociación de este contrato ha sido muy volátil. En particular, durante el mes de octubre prosigue el descenso en las cotizaciones en OMIP de dicho contrato trimestral que se inició en septiembre. La cotización, el 1 de septiembre, del contrato trimestral FTB Q1-09 fue 76,25 €/MWh mientras que la última cotización disponible (a fecha 31 de octubre) se ha situado en 63,11 €/MWh. Octubre ha sido el mes en el que se ha registrado un mayor volumen de negociación del contrato trimestral FTB Q1-09 tanto en el mercado organizado (el volumen negociado en continuo y en subasta en octubre ascendió a 598 GWh) como en el mercado no organizado (el volumen negociado en octubre ascendió a 1.645 GWh).

⁷ En 2007, el volumen agregado negociado en OMIP (continuo y subasta) ascendió a 22.162 GWh mientras que la estimación del volumen agregado en el mercado OTC ascendió a 41.638 GWh.

Previsión de precios para el primer trimestre del ejercicio 2009

En base a la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa eléctrica, a continuación se realizan dos escenarios alternativos para el cálculo del coste de generación estimado de clientes a tarifa integral correspondiente al primer trimestre de 2009.

En primer lugar, debe señalarse que se dispone de menor información sobre el coste de la energía adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo (subastas OMIP y subastas CESUR) al estar pendientes de celebración la séptima subasta CESUR, tres subastas del producto mensual con entrega en enero (FTB M Ene-09), todas las subastas de los productos mensuales con entrega en febrero y marzo (FTB M Feb-09 y FTB M Mar-09), cuatro subastas del producto trimestral (FTB Q1-09) y cuatro subastas del producto anual (FTB YR-09), véase cuadro 13.

Por ello, en la estimación realizada tiene un peso relativo elevado la cotización del contrato FTB Q1-09, inferior al peso relativo que el precio de este contrato tendrá finalmente en el coste de generación de clientes a tarifa integral.

Cuadro 13. Energía (GWh) con entrega en el primer trimestre de 2009 adquirida en CESUR-6 y en OMIP y volumen de energía pendiente de ser adquirido en OMEL, CESUR-7 (a celebrar el 16 diciembre) y subastas obligatorias de OMIP pendientes de celebración

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)
CESUR 6	1.900	5,71%
OMIP	556	1,67%
OMEL + CESUR- 7 + subastas OMIP pendientes de celebración	30.814	92,62%
TOTAL (*)	33.270	100%

(*)Previsión de demanda en b.c. (trimestre 09) para clientes a TUR (incluyendo el consumo de tarifa D).

Fuentes: OMIP, CNE

Asimismo, cabe señalar la incertidumbre existente en la evolución de precios de los combustibles, en qué nivel se va a detener la tendencia descendente, y en su impacto sobre la cotización del FTB Q1-09, debido al tiempo existente hasta el inicio del periodo de entrega.

Siguiendo la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa, se ha realizado la estimación del coste de la energía resultante en el mercado organizado por

OMEL a partir de los precios de los contratos FTB Q1-09 en el mercado OTC empleando un factor de apuntamiento⁸ del 4,5% resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado con las curvas de carga de las distribuidoras para el tercer trimestre de 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el tercer trimestre de 2008.

La cantidad sometida a este precio se ha calculado como la diferencia entre la previsión de la demanda a tarifa en barras de central (incluyendo el consumo de tarifa D) y el volumen de energía con entrega en el primer trimestre de 2009 adquirido en la sexta subasta CESUR y en las subastas obligatorias en OMIP.

En relación al valor de la cotización del contrato FTB Q1-09, se plantean dos escenarios alternativos. En el escenario 1 se toma como valor de referencia del contrato FTB Q1-09, el precio promedio de la energía no registrada en OMIP en octubre, que ascendió a 65,45 €/MWh. En el escenario 2 se toma como valor de referencia del contrato FTB Q1-09, el precio promedio de la energía no registrada en OMIP en la última semana de octubre (del 27 a 31 de octubre), que ascendió a 62,64 €/MWh (ver cuadros 14, 15 y 16).

Cuadro 14. Precios medios del contrato FTB Q1-09 y valor obtenido aplicando el factor de apuntamiento bajo los escenarios 1 y 2 planteados

FTB Q1-09	Precio base (€/MWh)	Factor de apuntamiento	Precio apuntado (€/MWh)
Escenario 1: precio promedio de contratación no registrada en OMIP en octubre* del contrato FTB Q1-09	65,45	4,5%	68,40
Escenario 2: precio promedio de contratación no registrada en OMIP en la semana de mayor negociación de octubre** del contrato FTB Q1-09	62,64	4,5%	65,46

* Del 1 al 31 de octubre

** Del 27 al 31 de octubre

Fuentes: OMIP, OMEL, CNE

Por tanto, a partir del cuadro 6 se observa que, de acuerdo con las hipótesis y la metodología anterior, el coste medio del mercado diario previsto para el primer trimestre

⁸ El 1 de julio de 2008 se eliminan las tarifas generales de alta tensión, según se establece en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio. El tercer trimestre de 2008 es el primer trimestre realizado tras este cambio normativo y por tanto, con información sobre las curvas de carga realizadas. El factor de apuntamiento en este periodo se define como $F = (\sum_i^{2.208} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{2.208} p_i / 2.208)$. Donde p_i es el precio horario OMIE (tercer trimestre de 2008) y q_i es con las curvas de carga de las distribuidoras para el tercer trimestre.

de 2009 asciende a 68,40 €/MWh bajo el escenario 1 y a 65,46 €/MWh bajo el escenario 2.

En los cuadros 7 y 8, se resume el coste de generación estimado de clientes a tarifa integral correspondiente al primer trimestre de 2009, bajo el escenario 1 y bajo el escenario 2, respectivamente.

Cuadro 15. Coste de generación de clientes a tarifa integral (trimestre 1º 2009) según el escenario 1

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

Fuentes: OMIP, OMEL, CNE

Cuadro 16. Coste de generación de clientes a tarifa integral (trimestre 1º 2009) según el escenario 2

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

Fuentes: OMIP, OMEL, CNE

Se observa que, de acuerdo con las hipótesis anteriores, el coste medio del generación de clientes a tarifa integral previsto para el primer trimestre de 2009 es de 68,66 €/MWh bajo el escenario 1 y de 65,94 €/MWh bajo el escenario 2.

Cabe señalar que los valores obtenidos para la estimación del coste medio de generación se ven influidos, en gran medida, por la estimación del precio medio en el mercado diario basada en la cotización del contrato FTB Q1-09, y que la incertidumbre existente en las cotizaciones de los contratos a plazo y su reciente variabilidad de mercado, así como la falta de información respecto al coste de la energía pendiente de adquirir en la séptima subasta CESUR y las subastas pendientes de celebración en OMIP, se trasladan a la estimación que se puede realizar sobre el coste de generación de cliente a tarifa integral en el primer trimestre de 2009, con la información disponible a la fecha del presente informe.

4. Energía con entrega en el ejercicio 2009 adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo

En el presente informe, la estimación del precio de mercado para 2009 se realiza sobre la base de los precios negociados del contrato FTB YR-09 en el mercado de futuros no organizado (OTC).

Cuadro 17. Resumen de la contratación FTB YR-09 (contratos y energía) y precio (€/MWh) en mercado no organizado (OTC) por mes de negociación

FTB YR-09	(Nº) Contratos adquiridos en OTC	(MWh) Contratos adquiridos en OTC	Precio (€/MWh)	Coste (€)
Noviembre	40	350.400	53,00	18.571.200
Diciembre	-	-	-	-
Enero	5	43.800	56,75	2.485.650
Febrero	95	832.200	59,27	49.325.370
Marzo	55	481.800	59,84	28.829.160
Abril	105	919.800	60,84	55.956.690
Mayo	161	1.410.360	66,12	93.253.266
Junio	495	4.336.200	67,93	294.537.480
Julio	446	3.906.960	72,57	283.513.020
Agosto	218	1.909.680	69,83	133.347.786
Septiembre	396	3.468.960	67,39	233.756.220
Octubre	700	6.132.000	60,28	369.623.995
TOTAL	2.716	23.792.160	65,70	1.563.199.837

Fuente: Agencias Mediadoras

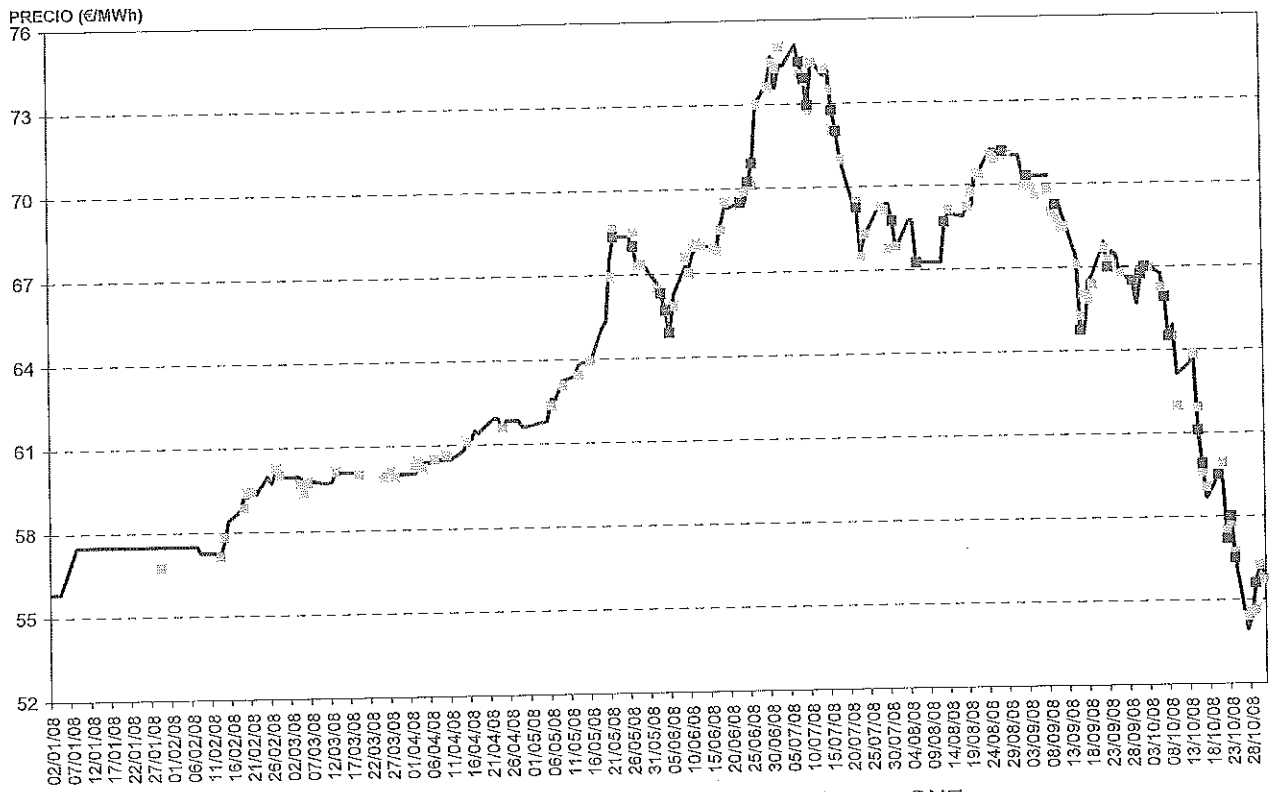
Cuadro 18. Resumen de la contratación FTB YR-09 (contratos y energía) y precio (€/MWh) en mercado no organizado (OTC) en Octubre por semana de negociación

FTB YR-09	(Nº) Contratos adquiridos en OTC	(MWh) Contratos adquiridos en OTC	Precio (€/MWh)	Coste (€)
Del 1 al 3 de octubre	117	1.024.920	66,87	68.534.298
Del 6 al 10 de octubre	111	972.360	65,12	63.320.346
Del 13 al 17 de octubre	91	797.160	60,90	48.550.548
Del 20 al 24 de octubre	180	1.576.800	58,60	92.398.290
Del 27 al 31 de octubre	201	1.760.760	54,99	96.820.513
Del 1 al 31 de octubre	700	6.132.000	60,28	369.623.995

Fuente: Agencias Mediadoras



Gráfico 12. Evolución precio de referencia del contrato FTB YR-09 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC. 2 enero 2008 - 31 octubre 2008



Fuentes: OMIP, agencias mediadoras y CNE

La evolución de la cotización durante el periodo de negociación de este contrato ha sido muy volátil. En particular, durante el mes de octubre prosigue el descenso en las cotizaciones en OMIP de dicho contrato anual que se inició en septiembre. La cotización, el 1 de septiembre, del contrato trimestral FTB YR-09 fue 71,05 €/MWh mientras que la última cotización disponible (a fecha 31 de octubre) se ha situado en 56 €/MWh. El mes de octubre ha sido el mes en el que se ha registrado un mayor volumen de negociación del contrato trimestral FTB YR-09 tanto en el mercado organizado (el volumen negociado en continuo y en subasta en octubre ascendió a 1.314 GWh) como en el mercado no organizado (el volumen negociado en octubre ascendió a 6.132 GWh).

Previsión de precios para el ejercicio 2009

En base a la metodología empleada en la sección anterior, a continuación se realizan dos escenarios alternativos para el cálculo del precio de mercado para el año 2009.

En primer lugar, debe señalarse que se dispone de muy poca información sobre el precio de mercado para 2009. Si bien en OMIP y en CESUR se han subastado contratos con

h

entrega durante parte del 2009, estos contratos mensuales y trimestrales no son representativos del precio de la energía para todo el 2009. La estacionalidad de la demanda de electricidad propicia, *ceteris paribus*, que los precios difieran entre meses. Por tanto, hay meses en que los precios son mayores que el precio medio anual OMEL y por tanto, poseer un contrato de compra (o de venta) a largo plazo (FTB YR-09) permite una liquidación mas favorable (desfavorable) que poseer un contrato de compra (o de venta) con entrega, por ejemplo, en el primer trimestre (FTB Q1-09).

Asimismo, cabe señalar la incertidumbre existente en la evolución de precios de los combustibles, en qué nivel se va a detener su tendencia descendente, y en su impacto sobre la cotización del FTB YR-09, debido al tiempo existente hasta el inicio del periodo de entrega.

Siguiendo la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa, se ha realizado la estimación del coste de la energía resultante en el mercado organizado por OMEL a partir de precios medios del contrato FTB YR-09 empleando un factor de apuntamiento⁹ del 3,62% resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado por la energía adquirida en la casación del mercado horario durante el año 2007, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el año 2007.

En relación al valor precio del contrato FTB YR-09, se plantean dos escenarios alternativos. En el escenario 1 se toma como valor de referencia del contrato FTB YR-09, el precio promedio de la energía no registrada en OMIP en octubre, que ascendió a 60,28 €/MWh. En el escenario 2 se toma como valor de referencia del contrato FTB YR-09, el precio promedio de la energía no registrada en OMIP en la última semana de octubre (del 27 a 31 de octubre), que ascendió a 54,99 €/MWh (ver cuadros 17 y 18).

⁹ El factor de apuntamiento en este periodo se define: $F = (\sum_i^{8760} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{8760} p_i / 8760)$. Donde p_i es el precio horario OMIE (año 2007) y q_i es el volumen de energía horario adquirido en la casación española. El año 2007 es la referencia completa más cercana al periodo estimado.

Cuadro 19. Cotización media del contrato FTBYR-09 y valor obtenido aplicando el factor de apuntamiento bajo los escenarios 1 y 2 planteados

FTB YR-09	Precio base (€/MWh)	Factor de apuntamiento	Precio apuntado (€/MWh)
Escenario 1: precio promedio de contratación no registrada en OMIP en octubre* del contrato FTB YR-09	60,28	3,62%	62,46
Escenario 2: precio promedio de contratación no registrada en OMIP en la semana de mayor negociación de octubre** del contrato FTB YR-09	54,99	3,62%	56,98

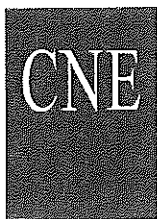
* Del 1 al 31 de octubre

** Del 27 al 31 de octubre

Fuentes: OMIP, OMEL, CNE

Por tanto, a partir del cuadro 19 se observa que, de acuerdo con las hipótesis y la metodología anterior, el coste medio del mercado diario previsto para el 2009 asciende a 62,46 €/MWh bajo el escenario 1 y a 56,98 €/MWh bajo el escenario 2.

M



Comisión

Nacional

de Energía

ANEXO V . VARIABLES DE ENTRADA AL MODELO DE ASIGNACIÓN

h

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

1 COSTES REGULADOS

Los costes de acceso previstos para el ejercicio 2009 constituyen una de las principales variables de entrada empleadas en la metodología de asignación. En el epígrafe 4.2 del informe se analiza en detalle el escandallo de costes de acceso para el próximo ejercicio contemplado en el presente documento.

2 DISTRIBUCIÓN DEL COSTE DE DISTRIBUCIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN (%)

Los costes asociados a la actividad de distribución se reparten entre las redes de 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 2. Porcentaje de la retribución de la distribución por niveles de tensión tarifarios

Retribución Distribución (Miles Eur)	Porcentajes de reparto por nivel de tensión				Total
	NT0	NT1	NT2	NT3	
4.746.000	39,28%	20,29%	20,12%	20,31%	100%

Fuente: CNE

3 POTENCIA MÁXIMA DEMANDADA

La potencia máxima demandada por los clientes ascendió a 44.876 MW, máxima histórica, correspondiente a 20h del 17 de diciembre de 2007, según el Balance eléctrico diario de REE de 31 de octubre de 2008.

4 PARTICIPACIÓN EN LA PUNTA

El cuadro 3 recoge los coeficientes de participación en la punta por grupo tarifario considerados en la revisión¹ de la propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso de la CNE de 2001 y en el presente ejercicio de revisión tarifaria. En este segundo caso, el cómputo de los citados coeficientes se ha realizado a partir de las primeras 700 horas de la monótona del sistema, resultado de la agregación de las curvas de carga previstas para el año 2009.

Por grupo tarifario, las curvas de carga de los clientes acogidos a tarifas de baja tensión se han generado siguiendo el procedimiento establecido en la metodología 2001 y su posterior revisión de 2005.

En el caso de los grandes clientes en el mercado regulado (THP, suministros acogidos a tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y suministros acogidos a la tarifas G.4), así como para los clientes del mercado liberalizado, se han empleado la curvas remitidas por las compañías distribuidoras. Para los restantes consumidores, acogidos a tarifas de alta tensión en el mercado regulado se ha supuesto el perfil de consumo de los clientes del mercado liberalizado del correspondiente nivel de tensión.

Cuadro 3. Coeficientes de participación en la punta por grupo tarifario utilizados en la asignación

Punta del Sistema	Período	Nivel de Tensión								Total
		NT0			NT1		NT2	NT3	NT4	
		DH1	DH2	DH3	DH3	DH6	DH6	DH6	DH6	
Propuesta CNE 2001	Período 1 DH6	37,6%	3,4%	16,2%	5,5%	22,0%	6,5%	4,5%	4,3%	100,0%
Propuesta actual	700 h	35,8%	4,0%	13,8%	8,1%	23,3%	6,2%	2,6%	6,0%	100,0%

Fuente: CNE

¹ "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.

5 COEFICIENTE DE SIMULTANEIDAD EN PUNTA

No se han modificado los coeficientes de simultaneidad en punta, variable utilizada para repartir los costes hundidos, respecto a los considerados en la "Propuesta de metodología para establecer tarifas de acceso" de la CNE de 2001.

Cuadro 4. 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

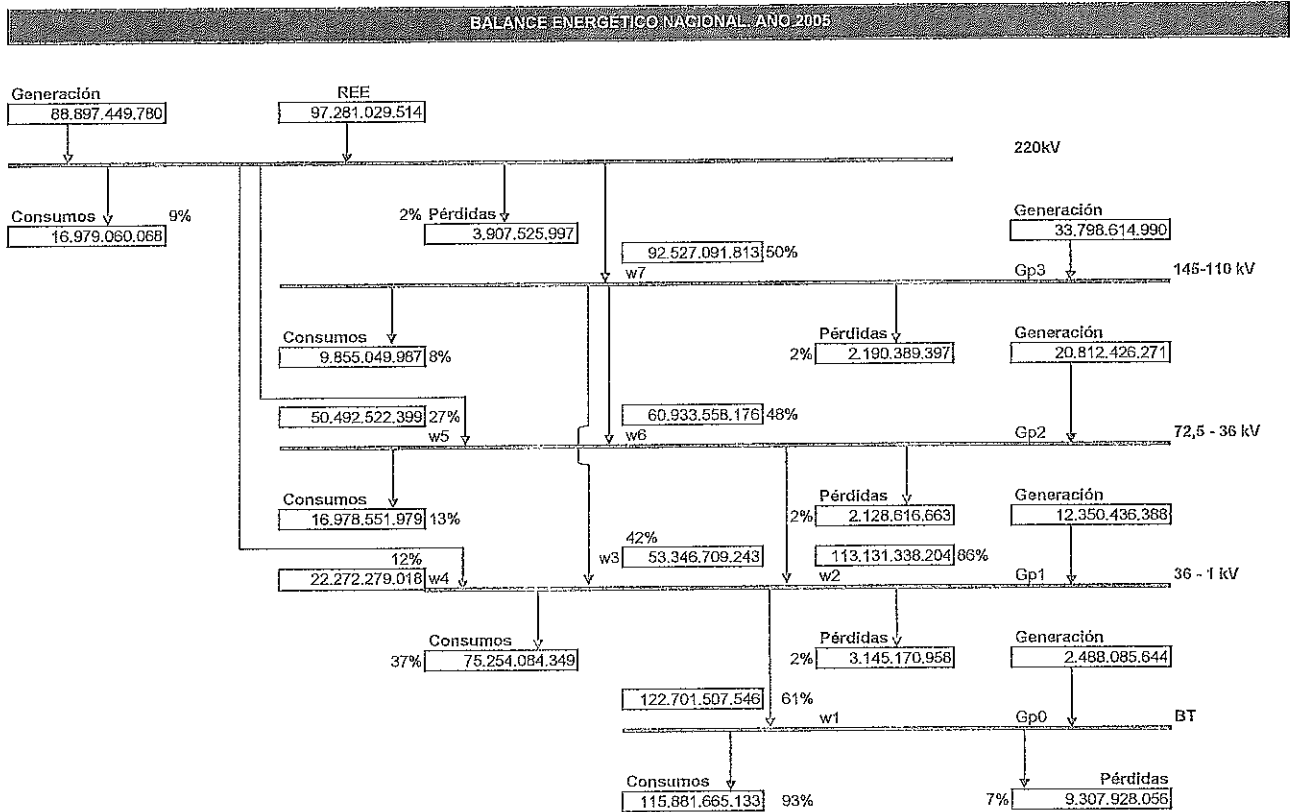
Fuente: CNE

6 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 proporcionaron las empresas distribuidoras a la CNE.



Gráfico 51. Balance de energía. Año 2005



Fuente: Empresas eléctricas

Nota: Unidades en kWh

Wj,i: energía vertida a un nivel de tensión i, procedente del nivel de tensión j.

7 NÚMERO DE CLIENTES POR GRUPO TARIFARIO

En el siguiente cuadro se recoge la estimación para 2009 del número de clientes por grupo de acceso tarifario de acuerdo con la información proporcionada por las empresas. El número total de consumidores en el sistema eléctrico asciende a aproximadamente 29 millones.

Cuadro 6. Número de clientes en el mercado. Año 2009

		Nº de clientes en mercado	
NT0	DH1		25.982.700
	DH2		2.101.148
	DH3		803.098
NT1	DH3		81.612
	DH6		25.514
NT2	DH6		1.404
NT3	DH6		285
NT4	DH6		268
TOTAL			28.996.029

Fuente: Empresas eléctricas

8 POTENCIA CONTRATADA POR NIVEL DE TENSIÓN, GRUPO TARIFARIO Y PERIODOS HORARIOS

Para el análisis de las potencias contratadas por niveles de tensión y periodos horarios, se ha tenido en cuenta la información solicitada a las empresas sobre potencias contratadas y facturadas, desagregadas por tarifa integral y modo de facturación.

El siguiente cuadro resume la información sobre potencias contratadas por grupo tarifario y periodo horario para 2009.

Cuadro 7. Potencia contratada (MW) por nivel de tensión y periodos horarios. Año 2009

		Periodo Tarifario					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	DH1	109.982					
	DH2	10.959					
	DH3	30.683	30.665	30.681			
NT1	DH3	11.181	11.131	11.611			
	DH6	17.298	17.394	18.186	18.277	18.430	20.080
NT2	DH6	4.009	4.092	4.178	4.233	4.279	4.654
NT3	DH6	2.113	2.238	2.299	2.304	2.333	2.428
NT4	DH6	3.178	3.387	3.461	3.521	3.525	3.817
		189.403	68.906	70.416	28.335	28.567	30.979

Fuente: Empresas eléctricas

M



9 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 2009 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 correspondientes a 2007 siguiendo el procedimiento descrito en el apartado anterior, con la excepción de las curvas de carga de clientes de baja tensión acogidos a las tarifas con potencia contratada inferior a 15 kW . Para este grupo de consumidores se ha optado por utilizar los perfiles de consumos definidos en la Resolución de 28 de diciembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 2009 se obtiene como resultado de imponer para cada tarifa la estructura resultante de agregar las curvas de carga horarias generadas para 2007 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 2009.

Cuadro 8. Consumo (GWh) por nivel de tensión y periodos horarios. Año 2009

		Periodo Tarifario					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	DH1	78.481					
	DH2	3.505	9.430				
	DH3	7.175	22.300	10.525			
NT1	DH3	5.818	10.596	4.298			
	DH6	5.678	9.203	4.834	5.400	9.406	26.821
NT2	DH6	1.440	2.280	1.081	1.558	2.716	9.464
NT3	DH6	781	1.263	790	798	1.287	4.608
NT4	DH6	1.637	2.546	1.278	2.149	3.220	13.611
		104.516	57.617	22.805	9.905	16.629	54.504

Fuente: Empresas eléctricas

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