



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 35/2012 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES
DE ACCESO A PARTIR DE 1 DE
ENERO DE 2013 Y LAS TARIFAS Y
PRIMAS DE LAS INSTALACIONES
DEL RÉGIMEN ESPECIAL**

20 de diciembre de 2012

INFORME 35/2012 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A PARTIR DE 1 DE ENERO DE 2013 Y LAS TARIFAS Y PRIMAS DE LAS INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ESPECIAL

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 20 de diciembre de 2012, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

1. Previsión de ingresos y costes de la propuesta de Orden de peajes para 2013

El escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden de peajes de acceso para 2013 toma como punto de partida una caída de la demanda eléctrica en barras de central prevista por el Operador del Sistema para 2013 del 0,2% respecto a 2012, año en el que ha estimado, a su vez, una disminución de la demanda del 1,9% respecto a 2011.

La normativa vigente establece que en 2013 los peajes de acceso deberán cubrir los costes necesarios y, por tanto, no es posible considerar inicialmente un reconocimiento de déficit ex ante. En consecuencia, se pasa de un reconocimiento de déficit ex ante de 1.500 M€ en 2012 a 0 € en 2013, lo que exige la realización de un ejercicio tarifario equilibrado, sin déficit para 2013.

De acuerdo con la normativa vigente todo desajuste por encima de límite legal permitido de déficit ex ante se incluirá como coste del sistema en la siguiente revisión de peajes de acceso. Esto supone que la previsión de desajuste de 2012 sobre el límite legal permitido (1.500 M€) actualizado con el tipo de interés es un coste del sistema en 2013. En la Memoria justificativa de la propuesta de Orden se cuantifica el desajuste sobre el límite legal permitido de 2012 en 1.951,6 M€. Las principales partidas que contribuyen a explicar este desvío, a pesar de las medidas introducidas sobre los costes del RDL 13/2012 y RDL 20/2012, y el incremento de los peajes de acceso de la Orden IET /843/2012, son, por una parte, un mayor coste respecto al previsto de 1.223,6 M€ en las primas de régimen especial y, por otra parte, una caída de los ingresos regulados (en torno a 460 M€) por una evolución de la demanda más contractiva que la prevista inicialmente.

Según información de la Memoria justificativa de la propuesta de Orden, los costes regulados (costes de acceso y otros costes liquidables netos, entre los que se incluye el saldo de pagos por capacidad) aumentan 2.223 M€ en 2013 (un 12% más que en 2012), destacando el aumento del desajuste temporal de 2012 (129,5%), el coste de transporte (10,8%) y el coste de las primas de régimen especial (7,3%).

Según información de la Memoria justificativa, los ingresos regulados por peajes de acceso disminuirán en 2013 respecto a 2012 en torno a 42 M€ por el efecto de la caída de la demanda y su composición por grupos de consumidores. Todo ello a pesar del aumento de ingresos en 2013

respecto a 2012, según la propuesta de Orden, debido a la introducción, por una parte, de recargos en los términos variables de los peajes de acceso de los consumidores de menos de 10 kW de potencia contratada (280 M€) y, por otra parte, de los ingresos por la imposición de tributos autonómicos (200 M€).

La comparativa entre ingresos regulados (14.884,1M€, de los cuales 13.735,7 M€ corresponden a la facturación a los peajes de acceso vigentes) y los costes regulados (20.560,9 M€) presenta, según información de la Memoria justificativa, un saldo negativo de 5.716,8 M€ (en términos de necesidades de financiación de peajes, dicho saldo supone el 42% de los ingresos previstos a los peajes vigentes).

En la Memoria justificativa se indica, en su página 15, que *“a lo largo de 2013, el sistema obtendrá otros ingresos que se destinarán a cubrir parcialmente las partidas correspondientes al fomento de las energías renovables en el sistema eléctrico mediante la contribución de los Presupuestos Generales del Estado y la correspondiente a otros mecanismos de financiación: Ingresos por subasta de emisiones de CO2 que ascenderán a 450 M€, Ingresos por aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que se calculan en el entorno de 3.000 M€ e ingresos extraordinarios, en el entorno de los 2.270 M€”*. Cabe indicar que la suma de los 450 M€ de ingresos de las subastas de emisiones de CO₂ y de los 3.000 M€ de ingresos por aplicación de las medidas fiscales, suponen el 38% del total del coste estimado para 2013 de las primas de régimen especial y que la cifra de 2.270 M€ de ingresos extraordinarios coincide con el coste de anualidad del déficit de sistema para 2013 previsto en la Memoria. Así, la suma de dichos ingresos que recibirá el sistema eléctrico a lo largo de 2013, más los ingresos regulados cubrirían los costes regulados previstos para 2013 según la Memoria. Cabe señalar que dichas partidas de otros ingresos contribuirían a financiar las necesidades del sistema eléctrico en un 28% del total, mientras que los ingresos regulados contribuirían en un 72%.

		Millones de €
(A)	Costes regulados (costes de acceso más otros ingresos/costes regulados, incluyendo saldo de pagos por capacidad)	20.560,9
(B)	Ingresos regulados	14.844,1
	De los cuales, ingresos por peajes de acceso	13.735,9
(B) - (A)	Diferencia entre ingresos y costes del sector eléctrico	- 5.716,8
	Respecto a la necesidad de financiación por peajes de acceso	42%
(C)	Ingresos externos a peajes	5.720,0
	- Ingresos por medidas fiscales	3.000,0
	- Ingresos por subastas de CO ₂	450,0
	- Otros extraordinarios	2.270,0
		38% de las PRE previstas para 2013
		100% de la anualidad de déficit 2013
[(B) - (A)] + (C)	Diferencia entre ingresos y costes regulados, mas ingresos por financiación externa	3,2
	- Ingresos externos/ total necesidad de financiación	28%
	- Ingresos regulados/total necesidad de financiación	72%

2. Consideraciones previas de carácter jurídico

Se considera necesario realizar las siguientes advertencias:

– *Sobre el desajuste del ejercicio 2012*

Diversos autos del Tribunal Supremo se han pronunciado recientemente en materia de peajes. Dichos autos, dictados en sede cautelar, establecieron, en esencia, la obligación de revisar los precios de los peajes de acceso para que éstos sufraguen en su integridad los costes regulados previstos para el ejercicio que corresponda.

Si bien la Propuesta de Orden de peajes para 2013 prevé, formalmente, la recuperación de los desajustes del año 2012, las diversas incertidumbres referidas tanto a los ingresos (CO₂, suplementos territoriales, medidas fiscales, etc.) como a los costes (actividades extrapeninsulares, etc.) podrían determinar que los peajes no cumplieren el principio de suficiencia, es decir, que no permitiesen la recuperación de la totalidad del coste de las actividades reguladas.

– *Sobre los suplementos territoriales*

Se advierte de la necesidad de desarrollos normativos previos para la inclusión de los ingresos derivados de la aplicación de suplementos territoriales como ingresos liquidables del sistema.

– *Sobre la financiación del Bono Social*

Se considera que la Orden que finalmente se publique debería adoptar las decisiones necesarias para la ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012 sobre anulación del mecanismo de financiación del bono social.

3. El impacto de la financiación de la compensación extrapeninsular de 2012 y 2013 con cargo a Presupuestos Generales del Estado

El escenario de ingresos y costes de la Propuesta de Orden se basa, según establece el RDL 6/2009, en que la compensación extrapeninsular será financiada por los Presupuestos Generales del Estado en un 75% en 2012 (1.217 M€) y el 100% en 2013 (1.755 M€). Sin embargo, cabe indicar que en el Proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2013 se determina que, con efectos uno de enero de 2013 y por vigencia indefinida, queda en suspenso la aplicación del mecanismo de compensación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado establecido en el RDL 6/2009. En este sentido, si finalmente la compensación extrapeninsular de 2012 y 2013 se financiara con cargo al sistema eléctrico, las necesidades de financiación aumentarían sobre lo previsto en la Memoria justificativa en 2.972 M€ (un 22% más de necesidad de financiación respecto a los peajes vigentes). En este sentido, esta Comisión se remite a lo indicado en el Informe sobre el sector energético español aprobado el 7 de marzo de 2012, sobre la aplicación de la senda de financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado establecida en el RDL 6/2009 y a la necesidad de establecer, definitivamente, la financiación de dicha partida externamente a los peajes de acceso.

Adicionalmente, se subraya la incertidumbre respecto a la exclusión de dicha partida de coste en el momento de informar la presente propuesta de Orden y se advierte una vez más sobre el impacto del posible desajuste para el sistema que puede generar su financiación con cargo a los peajes de la propuesta de Orden, insuficientes para cubrir dichos desvíos.

4. Consideraciones de la CNE sobre el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden

Sobre los ingresos regulados y otros ingresos

La estimación de demanda de electricidad para 2013 se sitúa en un entorno de incertidumbre, debido al impacto de la evolución del ciclo económico sobre la demanda electricidad, y, en consecuencia, sobre la previsión de ingresos por peajes previstos para el sistema eléctrico. No es improbable que la evolución de la demanda en el año 2013 esté por debajo del escenario contemplado en este informe.

Como se ha indicado anteriormente, la cobertura de una parte muy relevante de los costes regulados (el 28% de la totalidad de los costes regulados del sistema para 2013, unos 5.716,8 M€) correspondería, según la Memoria justificativa, a otros ingresos que obtendría el sistema diferentes a los ingresos regulados. Dichos ingresos se describen como ingresos por subasta de emisiones de CO₂ que ascenderán a 450 M€, ingresos por aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que se calculan en el entorno de 3.000 M€, e ingresos extraordinarios, en el entorno de los 2.270 M€. En relación con los ingresos por subastas de emisiones de CO₂, cabe indicar que no existe normativa que vincule la aportación de dichos ingresos al sistema eléctrico. En cuanto a los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley de medidas fiscales cabe indicar que en el momento de elaborar el presente informe, dicha norma no ha sido aprobada y que, por tanto, no es conocida la cuantía de los ingresos que finalmente se destinarán al sistema eléctrico. Por último, respecto a los ingresos extraordinarios (en el entorno de 2.270 M€ según la Memoria), en el momento de realizar el presente informe no existe normativa que defina la naturaleza de dichos ingresos, justificación en la estimación de dicha cuantía, ni la procedencia de los mismos para su aportación al sistema eléctrico.

Por tanto, en el momento de establecer el presente informe existe una importante incertidumbre sobre la base normativa que sustentará dichos ingresos para el sistema y la procedencia de ingresos necesarios para la sostenibilidad del sistema eléctrico. Se pone de manifiesto que en el caso de que las cuantías incluidas en la Memoria justificativa no sean incorporadas al sistema eléctrico, se generará un desajuste para el sistema que será financiado temporalmente por los agentes indicados en el RDL 6/2010.

Debido a la significativa cuantía de financiación para el sistema, prevista en la Memoria justificativa, aportada a través de estas partidas de ingresos y a que el RDL 20/2012 eliminó las revisiones trimestrales de los peajes de acceso, esta Comisión pone de manifiesto la importancia del ajuste de dichos ingresos a las necesidades de financiación del sistema eléctrico.

Asimismo, se llama la atención sobre otros ingresos incluidos en la Memoria justificativa, tales como los derivados de la aplicación del artículo 17.4 de la Ley 54/1997 por la imposición de tributos autonómicos (200M€), ya que no existe desarrollo normativo a la fecha de este informe.

Sobre los costes regulados

Por otra parte, respecto a la previsión de costes regulados, esta Comisión en el presente informe detalla las diferencias en determinadas partidas de costes, superiores a los costes previstos en la Memoria justificativa, y que podrían suponer un desvío adicional en 2013 de 334,6 M€ (un 2,4%

de las necesidades de financiación del sistema para 2013 respecto a los peajes vigentes). En el epígrafe 4.2 se detallan dichas diferencias. Conviene subrayar que la evolución reciente de las diferentes partidas de los costes de acceso de las actividades reguladas y del régimen especial no es compatible con la sostenibilidad financiera a largo plazo del sistema.

En conclusión, esta Comisión considera que en el escenario de ingresos-costes de la Propuesta de Orden, se presentan incertidumbres sobre la normativa que aplica para fundamentar los otros ingresos que obtendrá el sistema además de los regulados, así como la base para poder cuantificar las estimaciones de la propuesta de Orden respecto a dichos ingresos y, consecuentemente, para confirmar que sea un escenario de suficiencia.

5. Deuda viva del sistema eléctrico a 31 de diciembre de 2012

La deuda viva del sistema eléctrico estimada a 31/12/2012, incorporando hasta la cesión a FADE número 29, asciende a 21.899,7 M€.

La estructura de la deuda del sistema eléctrico ha cambiado sustancialmente respecto al mismo periodo del año anterior, debido a la cesión durante 2012 de derechos de cobro a FADE por parte de sus titulares iniciales. Como consecuencia, el plazo de devolución de la deuda se ha ampliado y el coste medio ha aumentado. Los titulares iniciales de dichos derechos de cobro, las empresas eléctricas, a 31 de diciembre de 2012 registran un importe estimado de 4.172,4 M€ (el 19% del total), FADE de 14.417,2 M (66% del total) y los terceros asignados directamente por las empresas o a través de subastas de déficit ex ante de 3.310,1 M€ (15%).

Según la normativa actual y una vez que se produzca la cesión de los derechos de cobro a FADE, las empresas no serán titulares de derechos de cobro de los déficit ex ante y ex post reconocidos, pero sí del desajuste temporal que pudiera producirse, como financiadores, en tanto sea incorporado dicho desajuste en la revisión de peajes del año siguiente.

En la propuesta de Orden se establece que el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del desajuste temporal del déficit de ingresos para 2012 a partir de 2013, hasta que se desarrolle una metodología de cálculo definitiva será provisionalmente de un 2%. Al respecto esta Comisión se remite a la metodología propuesta por esta Comisión (IRS a 1 año + CDS a un año¹) en el Informe 38/2011 de la CNE de 21 de diciembre de 2011 sobre el Proyecto de Orden por la que se determina el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y desajustes temporales a tenor de lo contemplado en el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

6. Propuesta de peajes progresivos

La propuesta de Orden incluye recargos crecientes en función del umbral de consumo mensual, para cada nivel de potencia contratada. Dichos recargos se aplican sobre el término variable de los peajes de acceso de los consumidores de menos de 10 kW de potencia contratada, que son los que tienen derecho a acogerse a la Tarifa de Último Recurso (TUR).

¹ IRS: Interest Rate Swap. CDS: Credit Default Swap

Se considera que dicha propuesta de recargos no debería contemplarse en la Orden de peajes debido a que:

- a) La medida no se identifica con los principios establecidos en la Directiva 2012/27/UE. La propuesta se aplicaría a la totalidad de la energía consumida que se encuentre comprendida en alguno de los tramos definidos y no sobre el exceso de energía que supere la del tramo correspondiente. La propuesta tiene un impacto en la facturación de los consumidores. Su factura media con el recargo aumenta respecto a la situación vigente, en función de las horas de utilización de la potencia contratada, lo que no se considera una señal económica adecuada en los peajes de acceso. Adicionalmente, tiene un impacto económico que podría afectar de forma asimétrica a clientes cuya demanda no sea superior a un umbral razonable de consumo, todo ello teniendo en cuenta que en la actualidad la demanda eléctrica ha disminuido. No se tiene en cuenta la estacionalidad del consumo y se considera que podría ser discriminatorio entre zonas por razones climáticas de consumo. Adicionalmente, penaliza a los peajes con discriminación horaria que proporcionan señales de precio para modular la curva de carga, y al afectar a tramos muy bajos respecto al perfil de consumo de dichos consumidores, puede suponer subidas relevantes en el término de energía de aplicación actual.
- b) Los recargos establecidos no están justificados económicamente en la Memoria ni se analiza el impacto en los consumidores, dada una distribución por tramos de potencia.
- c) Su aplicación aumenta la complejidad de la facturación de los consumidores afectados y es de difícil ejecución de forma inmediata.
- d) Dicha estructura debería ser analizada en la propuesta de metodología de peajes de transporte y distribución de esta Comisión. La CNE ha realizado una consulta pública y ha presentado los resultados recibidos. Posteriormente, a la espera de recibir información solicitada al Operador del Sistema, realizará una propuesta de Circular, para trámite del Consejo Consultivo de Electricidad, sobre metodología para asignar los costes de transporte y distribución y calcular peajes de transporte y distribución.
- e) El procedimiento de urgencia utilizado en la tramitación de dicha propuesta de recargo no se corresponde con el impacto que puede derivarse para el consumidor doméstico, debido a que:
 - No ha habido tiempo suficiente para analizar los efectos de dicha propuesta cuya incidencia aplicaría a un colectivo de 7,9 M clientes con datos de 2011;
 - Se hace necesario un análisis previo especialmente con las oficinas de consumo de las Comunidades Autónomas y representantes de consumidores. Esta Comisión subraya la necesidad de realizar propuestas que faciliten la participación activa del consumidor en la adecuación de su demanda.

Cabe indicar el elevado grado de insatisfacción del consumidor, reflejado en una parte por el número de consultas y reclamaciones sobre la facturación y aspectos relacionados sobre la

regulación. En este sentido se mantiene el problema de las facturaciones estimadas para los consumidores acogidos a la TUR puesto de manifiesto en diversos informes² de esta Comisión.

El grado de satisfacción de los consumidores es el principal indicador del funcionamiento de los mercados minoristas. El Consejo de Reguladores Europeos (CEER) recomienda que los reguladores tomen el pulso de la percepción de los consumidores, especialmente a través de sus reclamaciones y consultas³. Cabe indicar que en noviembre de 2012, la Comisión Europea hizo pública la Comunicación "*Making the internal energy market work*", COM(2012)663. Respecto al tema de consumidores, la CE pone de manifiesto, de acuerdo con la información del *Consumer Market Scoreboard* de 2012, que la satisfacción de los consumidores eléctricos en España ocupa el tercer puesto más bajo de todos los países de la Unión Europea en 2012. Los indicadores de valoración de confianza sobre las comercializadoras y de comparabilidad (de ofertas) son los segundos más bajos en Unión Europea, mientras que la incidencia de problemas y quejas de consumidores son el segundo y terceros más altos, respectivamente.

Teniendo en cuenta que, por una parte, desde la regulación energética europea se pone el foco de atención en la necesidad de analizar el grado de satisfacción de los consumidores con respecto al funcionamiento de los mercados de electricidad y gas, y que, por otra parte, la información actualmente disponible sobre el grado de satisfacción de los consumidores de electricidad y gas en España, revela un nivel muy bajo respecto a otros países del entorno europeo y respecto a otros servicios y productos valorados por el consumidor español, esta Comisión se remite a propuestas regulatorias dirigidas al consumidor, ya remitidas al MIET, relativas a:

- La protección de los derechos de los consumidores
- La mejora del tratamiento de las reclamaciones
- Las medidas relacionadas con la facturación
- Las medidas específicas para fomentar la transparencia y la participación activa de los consumidores en el mercado
- La mejora de la regulación y supervisión de los procesos de cambio de suministrador

7. Otros comentarios a la propuesta de Orden

² Véanse "Informes de supervisión del mercado minorista", "Propuesta de un modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de suministro de último recurso", "Informe 1/2012 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de consumidores con derecho a quedar acogidos a la tarifa de último recurso", "Informe 34/2011 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica".

³ ERGEG "*Final Guidelines of Good Practice of Indicators for Retailing Market Monitoring for Electricity and Gas*", octubre de 2010.

En relación con los costes de actividades reguladas y otras disposiciones incluidas en la propuesta de Orden, se realizan las siguientes consideraciones

– *Retribución del transporte*

Durante el año 2012 se han modificado, por el Real Decreto-ley 13/2012 y el Real Decreto-ley 20/2012, los criterios básicos para la determinación de la retribución del transporte de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en el *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica* y en el *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de transporte recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma se señala, a importes provisionales. No obstante, se propone modificar la retribución del transporte considerando los últimos valores macroeconómicos y una vez contrastada con la última información disponible.

La CNE, como ente regulador del sector energético, estaría en disposición de realizar, a lo largo de 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, una propuesta de real decreto junto a una propuesta de retribución de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en los mencionados Reales Decretos-Ley.

– *Retribución de la actividad de distribución*

El Real Decreto-ley 13/2012, ha modificado los criterios básicos para la determinación de la retribución de la distribución de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en 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*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el mencionado artículo 5.5 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de distribución recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma memoria se señala, a importes provisionales.

La CNE como ente regulador del sector energético, y una vez que ha recibido los costes auditados de la actividad a través de sus Circulares 1/2012 y 3/2012, aprobadas el 8 de marzo y el 12 de julio de 2012, respectivamente, y que como consecuencia de la fecha de publicación en el BOE, la información auditada no se recibió hasta el 26 de noviembre de 2012, estaría en disposición de realizar, durante el primer trimestre del año 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, una propuesta de real decreto junto a una propuesta de retribución de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en el mencionado Real Decreto-Ley y respete el principio de estabilidad regulatoria.

– *Primas del régimen especial*

La CNE se pronunció en el informe 2/2012 sobre el sector energético español, acerca de la conveniencia de modificar las actualizaciones de las primas del régimen especial para las instalaciones existentes.

– *Moratoria nuclear*

Se propone aumentar la cuota correspondiente a la Moratoria nuclear, con objeto de evitar la ejecución de los avales del Estado como resultado de activar las condiciones de ingresos mínimos.

– *Operador del Sistema*

Se considera necesario revisar los precios para la recuperación de la retribución del Operador del Sistema, con objeto de ajustarlos a la retribución prevista.

▪ *Anualidades para la financiación del déficit*

Se propone la actualización de las anualidades para la financiación del déficit de la propuesta de Orden, teniendo en cuenta el impacto de las 29 emisiones de FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012.

– *Desajuste del ejercicio 2012*

De acuerdo con la normativa vigente, se considera necesario incorporar en la Orden la previsión del desajuste del ejercicio 2012 junto con los intereses correspondientes.

– *Metodología para establecer la retribución del Operador del Sistema y el Operador del mercado*

Se considera necesario desarrollar una propuesta de metodología por la CNE para el cálculo de la retribución del Operador de Sistema y el Operador del Mercado, aspecto señalado en el “Informe sobre el sector energético español”. No obstante, se propone ampliar el plazo establecido en la propuesta de Orden a un año.

– *Consumidores en régimen transitorio*

Según se indicó en el Informe 34/2011 de la CNE sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, con el fin de evitar la ampliación sistemática de los plazos máximos previstos tras los cuales se propone la suspensión del suministro y teniendo en cuenta que el número de consumidores en esta situación ha ido reduciéndose paulatinamente, se considera más operativo la eliminación de plazos máximos y el establecimiento permanente de un precio disuasorio que puedan satisfacer los consumidores que transitoriamente se queden sin contrato. En particular, dicho precio disuasorio se correspondería con la TUR sin discriminación horaria más un 20%, en tanto exista dicha referencia de precio.

En este sentido sería conveniente recordar medidas remitidas al MIET, encaminadas a asegurar la protección de los derechos de los consumidores y fomentar la transparencia y participación activa de los consumidores en el mercado.

Finalmente, debería regularse explícitamente que para el precio establecido en el Artículo 21 de la Orden ITC 1659/2009 (precio disuasorio para clientes sin contrato de suministro en mercado), se considerará el precio de la TUR sin discriminación horaria y sin término de progresividad o, en caso contrario, establecer explícitamente qué precio de TUR sin DH con término de progresividad debe considerarse.

8. Medidas regulatorias

Esta Comisión realizó en marzo de 2012, a petición de la Secretaría de Estado de Energía y previa consulta pública, un diagnóstico de la situación económico-financiera del sistema eléctrico español, así como propuestas regulatorias necesarias para su solución, en el *Informe sobre el Sector Energético Español* (en adelante Informe 2/2012). En consecuencia, se remite a dichas propuestas y a la necesidad de establecer en el futuro una regulación eficiente en la retribución de las actividades y una definición estable de las fuentes de ingresos para financiar los costes de las actividades reguladas.

1 ANTECEDENTES

La Ley 17/2007, de 4 de julio, que modificó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, adapta dicha Ley 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 y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

El artículo 17.1 de la citada Ley 54/1997 establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

El artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para la determinación de las tarifas de último recurso, fijando su estructura de forma coherente con la de los peajes de acceso.

El Real Decreto 1202/2010, de 24 de diciembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica determina que se revisarán anualmente.

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, determinan la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

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 determina la forma de cálculo y revisión de la retribución de esta actividad.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología, establecen el mecanismo de actualización de las tarifas y primas.

La Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el RD-Ley 6/2009, modificado por el RD-Ley 6/2010 y el RD-Ley 14/2010, determinó una senda para la reducción anual del déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas hasta 2013, fecha a partir de la cual los peajes de acceso deberán ser suficientes. En particular, el RD-Ley 6/2010 estableció que el déficit de actividades reguladas no podrá superar desde 2009 a 2012, los 3.500 M€, 3.000 M€, 2.000 M€ y 1.000 M€, respectivamente. Estos dos últimos umbrales fueron ampliados en el RD-Ley 14/2010 (desde 2.000 a 3.000 M€ para 2011 y desde 1.000 a 1.500 M€ para 2012).

Según el R.D.-Ley 14/2010, todos estos déficit generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a recibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos hasta su finalización. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que se fijará en la Orden por la que se aprueben los peajes. Asimismo, estos déficits podrán ser cedidos al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

A partir del 1 de enero de 2013, los peajes de acceso serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas. De acuerdo con el R.D.-Ley 14/2010, en caso de que el déficit de las liquidaciones superase el previsto en la correspondiente disposición (hasta 2013), o en caso de la eventual aparición de desviaciones transitorias por desajustes en los costes o ingresos reales, respecto a los que sirvieron de base para la fijación de los peajes de acceso (a partir de 2013), en ambos casos, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen los peajes de acceso del período siguiente. Según el R.D.-Ley 14/2010, las cantidades financiadas serán devueltas reconociéndose a las empresas financiadoras un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que será fijado en la correspondiente Orden por la que se aprueben los peajes.

El punto 3 de la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en su redacción dada por el R.D.-Ley 14/2010, establece que si el importe del desajuste temporal no fuera conocido en el momento de la aprobación de la disposición por la que se aprueban los peajes de acceso del período siguiente, en dicha disposición se reconocerá de forma expresa, incluyendo los intereses que pudieran devengar, los importes que, en su caso, se estimen vayan a ser financiados. Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar dichos importes por los realmente financiados por cada una de las empresas, cuando se disponga de la información de la liquidación 14 del ejercicio correspondiente.

El RD-Ley 14/2010 estableció que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta un máximo de 2.500 M€, tendrán la consideración de déficit de ingresos del 2010, y podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE).

El 11 de octubre de 2011 se publicó en el B.O.E. el R.D. 1307/2011, que modifica el R.D. 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Se establece que el importe de la categoría de derechos de cobro “Déficit 2010” se verá incrementado por el desajuste temporal de las liquidaciones del sistema eléctrico que se produzca en 2010, que será el que resulte en el informe de la CNE sobre los resultados de la liquidación 14 de 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 M€.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista (en adelante RD-Ley 13/2012), ha introducido una serie de medidas sobre los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico, con impacto en el déficit del sistema eléctrico de 2012.

El Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, introduce medidas adicionales en su Título VII, destinadas a corregir el déficit tarifario provocado por los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos regulados. En particular, modifica la retribución del transporte eléctrico y las actividades extrapeninsulares, revisa el tipo de interés a aplicar a los importes pendientes del déficit en 2006, introduce los suplementos territoriales de aplicación a peajes de acceso y tarifas de último recurso, y la previsión de revisión trimestral de peajes de acceso establecida en el artículo 2.2 del Real Decreto 1202/2010.

El 12 de diciembre de 2012 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Se considera que la propuesta normativa debería haberse trasladado con mayor antelación a esta Comisión para informe preceptivo y a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para la tramitación correspondiente.

En el Anexo VI del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2 CONSIDERACIONES PREVIAS DE CARÁCTER JURÍDICO

2.1 Sobre la necesidad de respetar el criterio del Tribunal Supremo respecto de la determinación de los peajes

Diversos autos del Tribunal Supremo se han pronunciado recientemente en materia de peajes. Dichos autos, dictados en sede cautelar, establecieron, en esencia, la obligación de revisar los precios de los peajes de acceso para que éstos sufraguen en su integridad los costes regulados previstos para el ejercicio que corresponda. Dichos autos asumen el criterio de sentencias anteriores del mismo Tribunal que anulaban órdenes de fijación de peajes por las que se disponía una reducción de los mismos cuando dicha disminución no se corresponda con la suma de los costes estimados de las actividades reguladas, incluida la incorporación de los desajustes temporales precedentes, a fin de evitar un eventual incremento de la tarifa de último recurso.

Así, por ejemplo, el Auto de 2 de marzo de 2012, relativo a la Orden IET/3586/2011 (de tarifas a partir de 1 de enero de 2012), señaló que *“la revisión de peajes no puede condicionarse al resultado de las subastas CESUR, de modo que una eventual disminución del precio de la energía permita incrementar los peajes en la proporción exacta para que los consumidores paguen una tarifa inalterada con respecto a la del trimestre precedente. La fijación de peajes de ese modo, señaló el Auto, “no se corresponde, de modo manifiesto con la debida estimación de los costes legalmente previstos que aquéllos deben cubrir”. En particular, el Auto declaró que la Orden no había incorporado al precio de los peajes estos conceptos: 1) El exceso previsto en la Memoria de la Orden sobre el límite de déficit ex ante fijado normativamente en 1.500 millones de euros; y 2) Las cantidades precisas para sufragar el desvío o desajuste temporal de las actividades reguladas de 2011. Con relación a esta última partida el Auto señaló: “La Orden de revisión de peajes de acceso para el primer trimestre del ejercicio 2012 no contempla esta partida, pese a que la Comisión Nacional de Energía ya había practicado determinadas liquidaciones mensuales correspondientes a 2011 a través de las cuales se ponía de relieve la existencia de aquellos desajustes.”.*

Si bien la Propuesta de Orden de peajes para 2013 prevé, formalmente, la recuperación de los desajustes del año 2012, el coste a recuperar será presumiblemente mayor del previsto en la Propuesta de Orden para dicho ejercicio. Además, las diversas incertidumbres referidas tanto a los ingresos (CO₂, suplementos territoriales, medidas fiscales, etc.) como a los costes (actividades extrapeninsulares, etc.) podrían determinar que los peajes no cumplieren el principio de suficiencia, es decir, que no permitiesen la recuperación de la totalidad del coste de las actividades reguladas (véase epígrafe 4).

2.2 Sobre la progresividad

La DA 14^a del Real Decreto-ley 20/2012, habilita al Ministro para establecer criterios de progresividad en los peajes de acceso. En particular, establece que *“tendrá en cuenta el consumo medio de los puntos de suministro, sin que se vean afectados los consumidores vulnerables”.* Adicionalmente, la Exposición de motivos de dicha norma señaló que la medida *“pretende dar una señal de precio energético a los consumidores, con el fin de que se traduzca en una mejora en el ahorro energético”.*

El criterio de progresividad elegido carece de motivación. No se justifica la razón del mismo, ni la elección de los concretos tramos considerados, ni el impacto de la medida en los consumidores.

2.3 Sobre los suplementos territoriales

La memoria de la Propuesta de Orden considera entre los ingresos liquidables un importe de 200 millones de euros procedente de suplementos territoriales (p. 15 de la Memoria).

El régimen jurídico de dichos suplementos se contiene en los artículos 17.4 y 18.5 de la Ley 54/1997, en redacción dada por el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio. La nueva redacción exige que incorporar el coste de suplementos territoriales en los precios de los peajes a fin de evitar que decisiones de carácter local incidan en los precios que deben pagar todos los consumidores⁴. El mismo Real Decreto-ley 20/2012 incluyó una habilitación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para realizar los desarrollos normativos necesarios para la aplicación de tales modificaciones (DA 15^a), que a la fecha de este informe no se ha desarrollado.

Pues bien, ni este último desarrollo normativo ha tenido lugar, ni la Propuesta de Orden de tarifas para 2013 constituye un desarrollo a tal efecto, pues no se refiere al modo de determinar, gestionar y liquidar los suplementos territoriales. A falta de desarrollo previo, no cabe considerar entre los ingresos liquidables las cantidades procedentes de suplementos territoriales, como se explica a continuación.

El artículo 17.4 de la Ley 54/1997, en redacción dada por el citado Real Decreto-ley 20/2012, señala: *“En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales, al peaje de acceso se le incluirá un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma. En el caso de que los tributos impuestos sean de carácter local y no vengan determinados por normativa estatal, al peaje de acceso se le podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado”*.

El artículo 18 se refiere a los suplementos territoriales en las tarifas TUR en términos similares⁵.

⁴ En particular, la Exposición de motivos del citado Real Decreto-ley 20/2012 señala: *“El hecho de gravar las diferentes actividades eléctricas a nivel autonómico podría implicar que el coste adicional que suponen estos tributos para los sujetos que realizan dichas actividades se traslade a todos los consumidores, bien en los costes de las actividades reguladas reconocidos en los peajes de acceso, o bien a través del precio del mercado libre. De esta forma, una decisión de este tipo adoptada en el ámbito autonómico afectaría al conjunto de consumidores en el ámbito nacional, en términos que no resultarían justificados. Con el fin de evitar esta situación, se determina para las Comunidades Autónomas que graven, directa o indirectamente, las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico, con tributos propios o recargos sobre los tributos estatales, la obligatoriedad de imponer el suplemento territorial en los peajes de acceso y tarifas de último recurso, debiendo ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma”*.

⁵ Art. 18.5: *“En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales a la tarifa de último recurso se le incluirá un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma”*.

La DA 15ª del Real Decreto-ley dispuso la señalada habilitación al Ministerio en los siguientes términos: *“Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a determinar, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación del suplemento territorial a los peajes de acceso y tarifas de último recurso, de acuerdo con lo establecido en los artículos 17 y 18 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, así como los mecanismos necesarios para su gestión y liquidación”*.

En definitiva, los artículos 17 y 18 citados exigen que las Comunidades Autónomas incorporen al peaje de acceso los suplementos territoriales que aprueben en el ámbito de su territorio, los cuales serán abonados por los consumidores de dicho ámbito territorial. Ello determina que los suplementos se incluyan en el sistema de liquidaciones.

Pues bien, el sistema de liquidaciones se configura como una “bolsa de liquidaciones” sin personalidad jurídica ni patrimonio propios, de la cual la CNE actúa como mero gestor. Es decir, todos y cada uno de los fondos tienen el origen y destino que señala la Ley y las partidas de ingresos liquidables están perfectamente determinadas (en el Real Decreto 2017/1997, y en otras normas).

Como antes se dijo, ni el Ministerio ha hecho uso de la habilitación normativa prevista en la DA 15ª del Real Decreto-ley 20/2012 ni la Propuesta de Orden de peajes incluye las previsiones necesarias para cumplir tal finalidad. Es decir, no existe regulación normativa ni sobre *“los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación del suplemento territorial a los peajes de acceso y tarifas de último recurso”* ni sobre los *“mecanismos necesarios para su gestión y liquidación”*. A falta de tal desarrollo, ni la CNE podrá realizar actividad liquidatoria alguna con relación a las cantidades previstas como suplementos territoriales, ni las mismas pueden considerarse, sin más, ingresos liquidables del sistema eléctrico

2.4 Financiación del Bono Social

Mediante comunicación de 6 de julio de 2012, esta Comisión trasladó al Ministerio un acuerdo adoptado en sesión de 5 de julio anterior, relativo a la ejecución de la Sentencia del Tribunal Supremo de 7 de febrero de 2012, por la que se declaran inaplicables el artículo 2, apartado 5, y la disposición transitoria segunda, último párrafo del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, así como las disposiciones segunda y tercera de la Orden ITC/1723/2009.

En particular, dicha comunicación se refería a la necesidad de disponer la manera en que se deba dar cumplimiento al fallo en la medida en que reconoce el derecho de la recurrente a que le sean reintegradas las cantidades que haya abonado por sí o por alguna empresa de su grupo empresarial Iberdrola Generación y Tarragona Power en concepto de financiación del bono social. En lo que se refiere a tal cuestión, el informe adjunto a la comunicación ya advertía que *“Dado que se trata de importes abonados en el curso de los ejercicios 2009, 2010 y 2011, sería preciso que*

En el caso de que los tributos impuestos sean de carácter local y no vengan determinados por normativa estatal, a la tarifa de último recurso se le podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado”.

por parte del Ministerio se adoptaran las decisiones oportunas en ejecución de la Sentencia y se estableciera el concepto y el ejercicio con cargo al cual han de efectuarse las devoluciones. Dada la incidencia que estas devoluciones pueden tener sobre el déficit previsto para 2012, sería preciso que las disposiciones correspondientes fueran adoptadas cuanto antes, a los efectos de que puedan incorporarse, en su caso, los datos correspondientes a la próxima revisión de peajes”.

Además, la misma comunicación señaló que la elevación a firmes de las liquidaciones de los mencionados ejercicios 2009 a 2011 ya no podrá hacerse sobre el soporte en que se basaron los pagos a cuenta, dada la anulación del mecanismo de financiación del bono social. Siendo así, el Ministerio habría de adoptar cuanto antes las decisiones que permitan la ejecución ordenada y homogénea para todas las empresas generadoras.

3 EL DÉFICIT DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS Y LA DEUDA VIVA DEL SISTEMA A 31 DE DICIEMBRE DE 2012

El pasado 7 de marzo de 2012 el Consejo de la Comisión aprobó el *Informe sobre el Sector Energético Español*, en cumplimiento del encargo recibido por parte de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, mediante escrito del 27 de enero de 2012, de elaborar un informe sobre medidas de ajuste regulatorio que se pudieran adoptar en los sectores energéticos, en particular, dirigidas a atajar la evolución del déficit tarifario en el sector eléctrico y evitar un posible déficit estructural para el periodo 2012-2015 en el sector del gas.

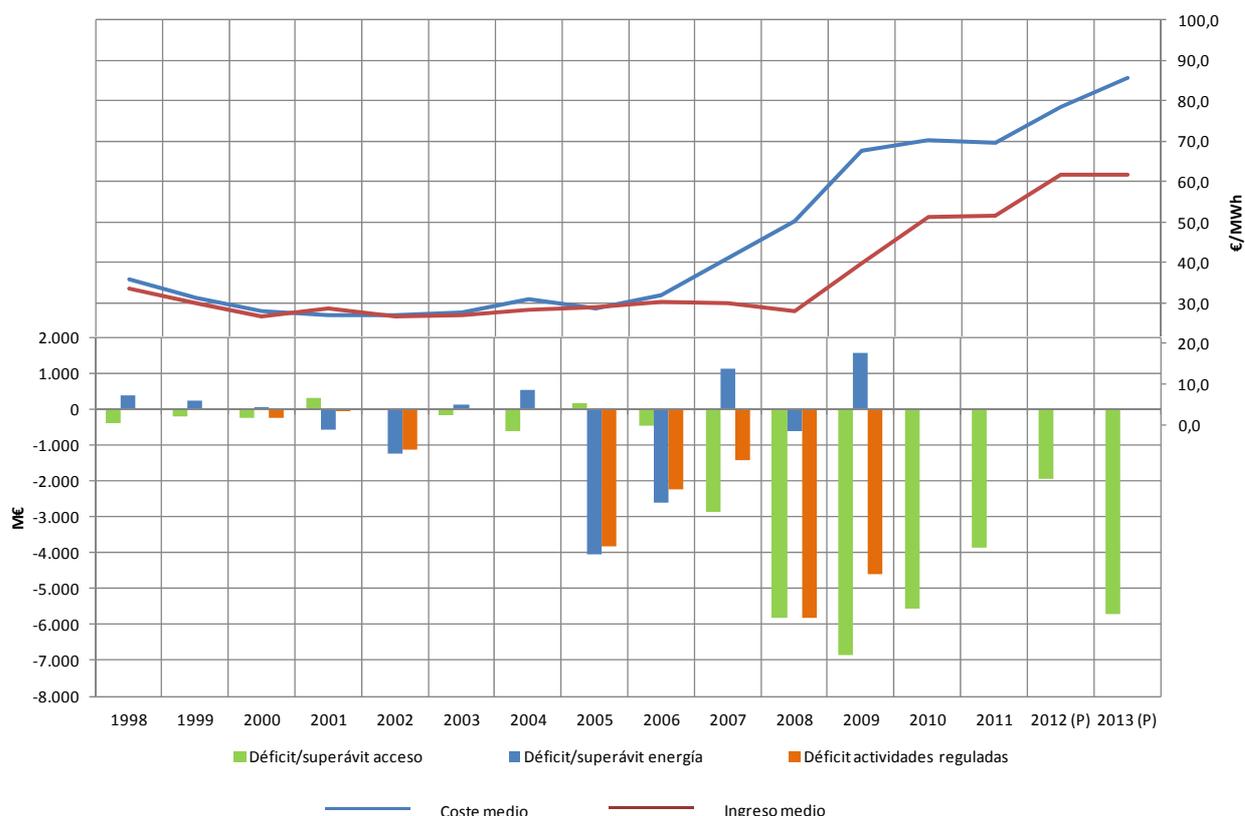
En la Parte I de este informe, partiendo del análisis de la situación actual del sistema eléctrico español, con especial atención a la evolución de los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos años, y la evolución prevista, se proponían una serie de medidas de ajuste regulatorio con impacto económico a corto plazo sobre el déficit tarifario y un conjunto de medidas que si bien tienen un impacto a medio plazo, supondrían un ahorro significativo de costes del sistema, así como mejoras de eficiencia.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista establece, en su Título III, un conjunto de medidas con objeto de reducir los desajustes temporales para el año 2012, de manera que el desajuste remanente pueda ser absorbido mediante el incremento de los peajes de acceso para alcanzar, de manera inmediata, el principio de suficiencia recogido en la en la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio estimó el ahorro de la medidas introducidas en el Real Decreto-ley 13/2012 en 1.764 M€

El 14 de julio de 2012 se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 20/2012 introduciendo medidas adicionales destinadas a corregir el déficit tarifario provocado por los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos regulados. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio estimó el ahorro de dichas medidas en 150 M€.

La liquidación provisional 10/2012 muestra un déficit de actividades reguladas de 4.030 M€, superior en 2.530 M€ al límite legal establecido para 2012 (1.500 M€). En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima el desvío sobre el límite legal para 2012 en 1.952 M€. En el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, se estima que los costes de acceso superarán en 5.717 M€ a los ingresos por facturación de peajes de acceso en 2013 (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Evolución de la diferencia entre el ingreso medio y coste medio de acceso (€/MWh) y del déficit de actividades reguladas (Millones €)



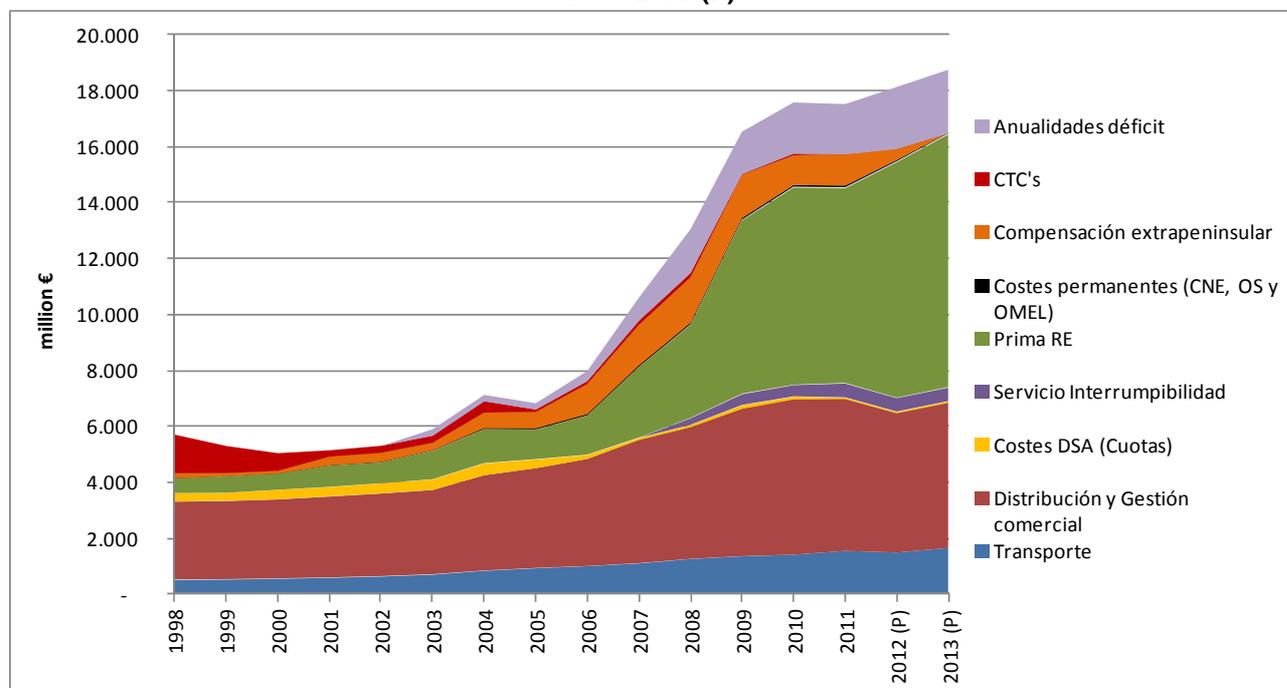
Fuente: CNE (Liquidación definitiva 2006, Liquidación definitiva 2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009, Liquidación 14/2010 y Liquidación 14/2011). Las previsiones para los ejercicios 2012 y 2013 son las que resultan de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Cabe señalar que, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el déficit estimado para 2012, tras las medidas introducidas en los sucesivos Reales Decretos-ley, se explica, fundamentalmente, por un desvío en las primas del régimen especial de 1.224 M€, una reducción en los ingresos por facturación de peajes de acceso estimada en 460 M€ y del menor saldo positivo de los pagos por capacidad, estimado en 142 M€ (debido a la contracción de la demanda), todo ello respecto de la previsión de abril, actualizada con el Real Decreto-ley 20/2012. Adicionalmente, otras diferencias se explican por la incorporación en las liquidaciones del ejercicio 2012, de la liquidación definitiva de la compensación extrapeninsular de 2010 (90 M€) y por el impacto de la eliminación de la compensación extrapeninsular 2011, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2012 (256,4 M€).

Para 2013, según información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, está previsto un incremento de los costes de acceso para 2013 del 9% respecto a 2012 (del 12,1% de

los costes regulados). En el siguiente gráfico se muestra la evolución de las diferentes partidas de costes de acceso, excluyendo la correspondiente al desvío de los ejercicios anteriores.

Gráfico 2. Evolución de los costes de acceso excluyendo desvíos de ejercicios anteriores (miles €). 1998-2013 (P)



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009, Liquidación 14/2010 y Liquidación 14/2011). Para 2012 y 2013 se han considerado los costes previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Conviene subrayar que la evolución reciente de las diferentes partidas de los costes de acceso de las actividades reguladas y del régimen especial no es compatible con la sostenibilidad financiera a largo plazo del sistema.

Cabe señalar que, en el Informe 2/2012 se realizaron una serie de propuestas a las que esta Comisión se remite.

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda del sistema estimada en torno a 21.899,7 M€ a 31 de diciembre de 2012, cifra que supera en 1,6 veces la previsión de ingresos del ejercicio⁶.

En el Cuadro 1 se muestra la deuda estimada del sistema a 31 de diciembre de 2012, desglosada por categorías de déficit y titulares de los derechos de cobro del sistema. Cabe indicar que, del total de la deuda estimada del sistema (21.899,7 M€), el 19,1% son derechos de cobro de las empresas eléctricas, el 65,8% corresponde a FADE y el 15,1% está cedido a terceros (directamente por las empresas eléctricas o por subastas de déficit ex ante). La estructura en la titularidad de los derechos cobro frente al sistema eléctrico es muy diferente a la registrada hace

⁶ A 31 de diciembre de 2003, primer año en que se reconoce la existencia del déficit, la deuda representó el 23% de los ingresos por tarifas de acceso. A 31 de diciembre de 2007, tras la introducción del déficit ex ante, la deuda representó el 126% de los ingresos de acceso.

un año, con un reparto de la deuda viva de 21.720,9 M€ a 31 de diciembre de 2011, del 39% para las empresas, 44% para FADE y 17% cedido a terceros, respectivamente.

Cuadro 1. Deuda del sistema a 31 de diciembre de 2011 y estimada a 31 de diciembre de 2012, desglosado por tipología de titulares de derechos de cobro frente al sistema eléctrico (miles de €)

	Importe pendiente a 31/12/2011 (miles €)	Importe pendiente a 31/12/2012 (miles €)
Total déficit por tenedores de derechos de cobro frente al sistema	21.720.882	21.899.712
Cedido a terceros	3.665.147	3.310.101
Déficit peninsular 2005	2.622.700	2.348.819
Déficit ex ante	1.042.447	961.282
Empresas eléctricas	8.515.645	4.172.418
Extrapeninsular 2003-2005	365.703	28
Déficit extrapeninsular 2006	679.828	-
Déficit extrapeninsular 2007	-	-
Déficit extrapeninsular 2008	-	-
Déficit peninsular 2006	1.575.982	-
Déficit peninsular 2008	676.372	-
Déficit 2009	7.759	-
Déficit 2010	2.321.019	2.155.588
Déficit 2011	2.888.982	2.016.802
Déficit 2012		-
FADE	9.540.090	14.417.193
Previsión déficit a ceder a FADE	1.500.000	-
Déficit 2012	1.500.000	-
Total +déficit 2012	23.220.882	21.899.712

Fuentes: Normativas por las que se reconoce el déficit de ingresos en las actividades reguladas y CNE. Se consideran las 29 emisiones FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012.

A título informativo, en el siguiente cuadro se recoge la información comparativa de las 29 emisiones FADE realizadas en 2011 y hasta el 17 de diciembre de 2012.

Cuadro 2. Comparativa de emisiones FADE

Emisión	Fecha desembolso	Tipo	Nominal (M€)	Importe efectivo (M€)	Plazo (años)	Diferencial con bono español (p.b.)	TIR emisión (1)	TIR emisión con comisiones (2)	TIR consumidor 2011 (3)	TIR consumidor 2012 (3)
1ª	25/01/2011	Sindicada	2.000	1.995,54	3,14	93	4,883%	4,918%	5,22%	5,617%
2ª	24/02/2011	Sindicada	2.000	1.994,02	4,31	90	5,086%	5,119%	5,42%	5,617%
3ª	31/03/2011	Sindicada	2.000	1.987,20	9,96	83	5,988%	6,012%	6,31%	5,617%
4ª	20/05/2011	Sindicada	1.000	998,8	7,33	71	5,626%	5,652%	5,95%	5,617%
5ª	05/10/2011	Sindicada	1.500	1.497,80	1,95	98	4,483%	4,524%	4,82%	5,617%
6ª	23/11/2011	Privada	325	313,898	6,82	85	6,420%	6,420%	6,72%	5,617%
7ª	23/11/2011	Privada	125	95,481	15,06	85	7,701%	7,701%	8,00%	5,617%
8ª	05/12/2011	Privada	125	121,32	3,52	85	6,715%	6,715%	7,02%	5,617%
9ª	15/12/2011	Privada	125	95,234	14,51	85	7,805%	7,805%	8,11%	5,617%
10ª	23/12/2011	Privada	566	566,429	1,73	85	4,930%	4,930%	5,23%	5,617%
11ª	23/12/2011	Privada	140	145,37	2,23	85	4,717%	4,717%	5,02%	5,617%
Total 2011			9.906	9.811						
12ª	03/02/2012	Privada	235,0	248,82	3,37	70	4,110%	4,110%		4,410%
13ª	03/02/2012	Privada	212,0	225,41	2,12	70	3,750%	3,750%		4,050%
14ª	08/02/2012	Privada	340,0	364,93	3,36	72	3,670%	3,670%		3,970%
15ª	10/02/2012	Privada	153,0	164,00	2,10	70	3,360%	3,360%		3,660%
16ª	10/02/2012	Privada	150,0	160,72	3,35	70	3,734%	3,734%		4,034%
17ª	10/02/2012	Privada	200,0	199,68	2,85	70	3,463%	3,463%		3,763%
18ª	15/02/2012	Privada	236,1	233,67	13,08	90	6,370%	6,370%		6,670%
19ª	20/02/2012	Privada	580,0	575,01	15,07	85	6,553%	6,553%		6,853%
20ª	20/02/2012	Privada	133,7	131,08	13,07	83	6,488%	6,488%		6,788%
21ª	27/02/2012	Privada	125,0	123,78	14,05	80	6,610%	6,610%		6,910%
22ª	06/03/2012	Privada	844,0	842,41	5,78	80	4,917%	4,942%		5,242%
23ª	05/11/2012	Privada	122,5	122,00	12,37	75	6,781%	6,781%		
24ª	09/11/2012	Privada	75,0	76,01	5,86	72	5,486%	5,486%		
25ª	12/11/2012	Privada	76,0	77,26	8,34	75	6,244%	6,244%		6,544%
26ª	20/11/2012	Privada	110,0	111,91	5,82	72	5,441%	5,441%		5,741%
27ª	11/12/2012	Sindicada	1.750,0	1.744,14	3,02	70	4,120%	4,156%		4,456%
28ª	18/12/2012	Privada	100,0	99,22	4,99	60	5,059%	5,059%		5,359%
29ª	28/12/2012	Privada	150,0	160,30	5,72	63	5,211%	5,211%		5,511%
Total 2012			5.592	5.660						

TOTAL	15.498	15.471
--------------	---------------	---------------

Emisiones con cesión de déficit
Emisiones sin cesión de déficit

Fuente: CNE

- (1) La TIR de la emisión es la que perciben los inversores que adquieren los bonos emitidos por FADE
- (2) La TIR de la emisión con comisiones incluye en el cálculo las comisiones de las entidades colocadoras.
- (3) La TIR con la que se calcula la anualidad a satisfacer a FADE en el año de la emisión y por tanto se traslada al consumidor. Es la TIR de la emisión con comisiones más 30 puntos básicos.

En relación a la variación de los peajes de acceso establecidos en la Orden IET/843/2012, esta Comisión propuso en su Informe 6/2012 sobre la propuesta de Orden por la que se actualizaban

los peajes a partir de 1 de abril de 2012, la aplicación de una sola subida de los peajes a los consumidores de baja tensión, en lugar del incremento de los peajes del primer trimestre y la reducción de los peajes de aplicación a partir del segundo trimestre. Cabe señalar que, de haberse adoptado la propuesta de esta Comisión, el nivel de precios actual sería superior, y, por tanto, los ingresos de acceso previstos para 2013 resultarían superiores en 549,3 M€ a los que resultan de aplicar los precios de la Orden IET/843/2012, todo ello sin un incremento adicional en la factura media de 2012 de los consumidores.

4 ESCENARIO DE PREVISIÓN DE INGRESOS POR PEAJES DE ACCESO Y DE COSTES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA 2013 SEGÚN LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1 Previsiones de demanda en barras de central y en consumo

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de demanda en b.c. para el cierre del ejercicio 2012 y 2013. La demanda en b.c. para el cierre de 2012 y 2013, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, se corresponden con las previsiones del Operador del Sistema recogidas en el informe elaborado por la CNE y remitidas a Subdirección General de Energía Eléctrica, el pasado 22 de octubre, en respuesta a su solicitud información sobre diversos aspectos para la elaboración de la tarifa eléctrica correspondiente al ejercicio 2013.

En el Cuadro 4 se presenta la estructura de la demanda en consumo prevista para 2013, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. En la Memoria no se aporta información sobre la demanda en consumo prevista para 2012. La composición de la demanda en consumo por peaje de acceso prevista para el 2013, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, es similar a la previsión en consumo por grupo tarifario elaborada por la CNE, recogida en el citado informe, a partir de las previsiones suministradas por las empresas, en coherencia con la demanda en b.c. facilitada por el Operador del Sistema. En el Anexo I del informe se incluye el informe “Solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013”.

Cuadro 3. Demanda en barras de central 2011, previsiones para el cierre de 2012 y 2013 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Real 2011 GWh	Previsión cierre 2012		Previsión 2013	
		GWh	% variación 12 sobre 11	GWh	% variación 13 sobre 12
<i>Peninsular</i>	254.786	249.690	-2,0%	248.941	-0,3%
<i>Extrapeeninsular</i>	15.030	15.123	0,6%	15.423	2,0%
<i>Demanda nacional</i>	269.816	264.813	-1,9%	264.364	-0,2%

Fuente: REE y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Cuadro 4. Previsión de demanda en consumo para 2013 desagregada por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes	Consumo (GWh)
Baja Tensión	28.615.456	118.396
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	26.931.292	70.932
2.0 A	25.839.498	63.431
2.0 DHA	1.091.794	7.501
2.0 DHS	0	0
<i>10 kW < Pc ≤ 15 kW</i>	902.777	9.780
2.1 A	717.851	6.510
2.1 DHA	184.926	3.270
2.1 DHS	0	0
<i>Pc > 15 kW (3.0 A)</i>	781.387	37.684
Media tensión	106.200	74.070
3.1 A	86.824	16.862
6.1	19.376	57.208
Alta tensión	2.507	48.751
6.2	1.621	17.207
6.3	396	8.394
6.4 (1)	490	23.150
Total	28.724.163	241.217

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

4.2 Los costes de acceso de la propuesta de Orden para 2013

En el siguiente apartado se analiza, en primer lugar, el desajuste de ingresos de 2012 incluido en la propuesta de Orden, al ser una partida de coste que se incorpora en el escandallo de costes de 2013. En segundo lugar, se resumen los costes previstos para 2013. Cabe indicar que, primero, se exponen las previsiones incluidas en la propuesta de Orden y memoria justificativa, y posteriormente, se incluyen consideraciones de la CNE, en su caso, sobre las estimaciones presentadas en la propuesta de Orden.

Desajuste de ingresos de 2012

La Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 establece en 1.500 M€ el límite al déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2012. Asimismo, la citada Disposición determina que hasta el 1 de enero de 2013 las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso deberán reconocer de forma expresa los déficit que se estime puedan producirse en las liquidaciones de actividades reguladas. En caso de que el déficit de liquidaciones supere al previsto en la correspondiente disposición, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen los peajes de acceso junto con el tipo de interés que se reconozca.

La propuesta de Orden presenta 1.951,6 M€ como mejor previsión del desajustes temporal para el ejercicio 2012.

En el Cuadro 5 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2012 según la Memoria que acompañó a las propuestas de Orden, en las sucesivas revisiones de peajes.

Se observa que respecto a la previsión de abril de 2012, tras la aplicación de medidas sobre los costes y aumentos en los peajes de acceso, las partidas que más se han desviado respecto a la previsión inicial han sido las primas de régimen especial por parte de los costes y la previsión de ingresos por la caída de la demanda.

Cuadro 5. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC para 2012 en la Orden ITC/3586/2011, Orden IET/843/2012 (1) y propuesta de Orden.

Coste de acceso (Miles €)	Previsión inicial (diciembre 2011)	Previsión de cierre 2012 (abril 2012) (1)			Previsión de cierre 2012 (diciembre 2012)		
	Orden IET/3586/2011 (A)	RD Ley 13/2012 RD Ley 20/2012 Orden IET/843/2012 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)	Propuesta de Orden (C)	Diferencia (C) - (B)	% variación (C) sobre (B)
Coste Transporte	1.722.434	1.477.453	- 244.981	-14,2%	1.477.453	-	0,0%
Coste Distribución	5.466.157	4.946.812	- 519.346	-9,5%	4.946.812	-	0,0%
Coste Gestión Comercial	226.591	56.648	- 169.943	-75,0%	56.648	-	0,0%
Costes de diversificación	7.629.879	7.782.717	152.838	2,0%	8.980.968	1.198.251	15,4%
Prima RE	7.013.581	7.220.988	207.407	3,0%	8.444.621	1.223.633	16,9%
Servicio de interrumpibilidad	561.499	505.000	- 56.499	-10,1%	484.000	- 21.000	-4,2%
Cuotas	54.799	56.729	1.930	3,5%	52.347	- 4.382	-7,7%
Costes Permanentes	538.360	516.285	- 22.075	-4,1%	447.974	- 68.311	-13,2%
Compensación extrapeninsular	473.206	473.206	-	0,0%	405.500	- 67.706	-14,3%
Cuotas	65.154	43.079	- 22.075	-33,9%	42.474	- 605	-1,4%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.190.575	2.190.575	-	0,0%	2.219.575	29.000	1,3%
Exceso déficit años anteriores	-	998.687	998.687	n.a	850.331	- 148.356	-14,9%
Costes de acceso (A)	17.773.997	17.969.177	195.181	1,1%	18.979.761	1.010.583	5,6%
Costes(+)/ingresos(-) liquidables (B)	- 268.000	- 1.156.214	- 888.214	331,4%	- 642.142	514.072	-44,5%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (2)	- 268.000	- 478.214	- 210.214	78,4%	- 336.000	142.214	-29,7%
Ingresos Pagos por capacidad		1.653.009	1.653.009	n.a	1.522.000	- 131.009	-7,9%
Coste Pagos por Capacidad		1.174.795	1.174.795	n.a	1.186.000	11.205	1,0%
Incentivo a la inversión		590.853	590.853	n.a	548.000	- 42.853	-7,3%
Incentivo a la disponibilidad		171.245	171.245	n.a	188.000	16.755	9,8%
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro		412.697	412.697	n.a	450.000	37.303	9,0%
Impacto Sentencia TS de 7/03/2012	161.000	161.000	161.000	n.a	161.000	-	0,0%
Devolución de la financiación del Bono Social		-	-	n.a	-	-	n.a
Financiación Bono Social 2012		161.000	161.000	n.a	161.000	-	0,0%
Impacto del Auto 28 de febrero del TS	- 179.000	- 179.000	- 179.000	n.a	- 154.000	25.000	-14,0%
Resultados ejercicios anteriores CNE (art. 8 del RDL 13/2012)	- 60.000	- 60.000	- 60.000	n.a	- 60.000	-	0,0%
Efectivo y otros activos líquidos IDAE (art. 9 del RDL 13/2012)		- 600.000	- 600.000	n.a	- 600.000	-	0,0%
Liquidación definitiva compensación extrapeninsular 2010		-	-	n.a	90.458	90.458	n.a
Compensación extrapeninsular 2011		-	-	n.a	256.400	256.400	n.a
Total costes regulados (C) = (A) + (B)	17.505.997	16.812.964	- 693.033	-4,0%	18.337.619	1.524.655	9,1%
Límite Real Decreto-Ley 6/2010 (D)	1.500.000	1.500.000			1.500.000		
Ingresos regulados (E)	14.120.906	15.345.980	1.225.074	8,7%	14.885.980	- 460.000	-3,0%
Ingresos por tarifas de acceso (4)	13.758.906	14.983.980	1.225.074	8,9%	14.604.980	- 379.000	-2,5%
Ingreso peajes de acceso	13.357.926	14.983.980	1.626.054	12,2%	14.291.000	- 692.980	-4,6%
Ingresos reactiva y excesos capacidad	348.000	-	- 348.000	-100,0%	261.000	261.000	n.a
Ingresos por exportaciones	52.980	-	- 52.980	-100,0%	52.980	52.980	n.a
Peajes Generadores	142.000	142.000	-	0,0%	121.000	- 21.000	-14,8%
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	120.000	120.000	-	0,0%	60.000	- 60.000	-50,0%
Consumos en generación	100.000	100.000	-	0,0%	100.000	-	0,0%
Déficit(-)/supávit (+) de actividades reguladas (E) - [(C) - (D)]	- 1.885.090	33.016			- 1.951.639		

Fuentes: Orden IET/3586/2011, RD-Ley 13/2012, Orden IET/843/2012, RD-Ley 20/2012 y propuesta de Orden (1) Incluye el impacto del RD-Ley 20/2020.

Comentarios de la CNE

La Liquidación de la CNE 10/2012, el déficit de la liquidación de actividades reguladas de 2012 asciende a 4.030 M€, cifra que supera en 2.530 M€ el límite establecido en el Real Decreto-ley 6/2010 para 2012 (1.500 M€), si bien cabe indicar que las primas del régimen especial se liquidan en doce mensualidades mientras que los ingresos y el resto de costes de actividades reguladas se liquidan en 14 liquidaciones.

Adicionalmente, se señalan los siguientes aspectos:

– *Compensación extrapeninsular*

El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, establece, en su disposición adicional segunda que las compensaciones por los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares serán financiadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. En particular, durante el año 2009 se compensará a través de los Presupuestos Generales del Estado el 17% del total; en el año 2010, el 34%; en el año 2011, el 51%; en el año 2012, el 75%; y el 100% a partir de los ejercicios siguientes (2013 inclusive).

El Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público estableció, en el apartado dos de la disposición adicional quinta, que la cuantía máxima que se asumiría con cargo a los presupuestos generales del estado del ejercicio 2012 para atender el extracoste de generación del año 2011 (al que se refiere la disposición adicional 1ª del Real Decreto-ley 6/2009) sería de 256.400 miles de euros.

Sin embargo, la Ley 2/2012, de 29 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2012, en la disposición derogatoria segunda, deroga la disposición adicional quinta relativa a las “Compensaciones por los extracostes de generación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares” establecida en el Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, y, asimismo, señala, en la Disposición adicional trigésima octava relativa al extracoste de generación eléctrica insular y extrapeninsular que durante el ejercicio 2012 queda en suspenso los extracostes de generación correspondientes al año 2011 y la aplicación del mecanismo de compensación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Según la Memoria que acompaña la propuesta de Orden, en el cálculo del desajuste del ejercicio 2012 se ha tenido en cuenta los 256,4 M€ finalmente no financiados por los PGE correspondientes a compensación extrapeninsular del ejercicio 2011. Asimismo, se ha tenido en cuenta el resultado de la liquidación definitiva de la compensación extrapeninsular correspondiente a 2010, que supone un incremento de los costes de acceso de 90,6 M€.

Cabe señalar que, con la última información disponible la previsión de la compensación extrapeninsular del ejercicio 2011 podría estar infravalorada en 167 M€ (véase epígrafe 6.6).

Por otra parte, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la compensación extrapeninsular prevista para el cierre del ejercicio 2012 se corresponde con la previsión de la CNE (1.722 M€), minorada en 100 M€, como consecuencia del impacto del Real Decreto-ley 13/2012. De este importe (1.622 M€, esto es, 1.722 M€ menos 100 M€) será financiado con

cargo a los peajes del 2012 el 25% (405,5 M€) y el 75% por los Presupuestos Generales del Estado, conforme establece el Real Decreto-ley 6/2009. Sin embargo, la propuesta de Orden no modifica el importe establecido en la Orden IET/3586/2011, que ascendía a 473,2 M€. De no modificarse el importe que debe ser financiado por los peajes de acceso en 2012, el desajuste del ejercicio 2012 se estaría infraestimando en 67,7 M€.

El Proyecto de Ley de los Presupuestos Generales del Estado para el 2013 señala, en su disposición adicional cuarta que, con efectos uno de enero de 2013 y por vigencia indefinida, queda en suspenso la aplicación del mecanismo de compensación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, establecido en la disposición adicional primera del Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril de los extracostes de generación eléctrica insular y extrapeninsular.

En caso de que finalmente, la totalidad de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2012 fuera financiado con cargo a los peajes de acceso, el desajuste del sistema eléctrico en 2012 aumentará en 1.216,5 M€ (esto es, 1.622 M€ menos 405,5 M€) más respecto a lo previsto en la Memoria (1.951,6 M€).

– *Anualidades para la financiación del déficit de actividades reguladas*

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, las anualidades para la financiación del déficit de actividades reguladas del ejercicio 2012 ascienden a 2.220 M€. Al respecto se indica que, conforme al Real Decreto 437/2010 la diferencia entre las anualidades previstas y las que resulten de las sucesivas emisiones tendrán la consideración de ingresos o costes liquidables del sistema.

La liquidación provisional 5/2012 del sector eléctrico, que ha liquidado la CNE, incluye la liquidación de los derechos de cobro pendientes tras la 22ª emisión de FADE, de las categorías “Peninsular 2006”, “Déficit 2009” y “Déficit 2010”, con cargo a las anualidades del desajuste de ingresos para 2012 establecidas en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012, una vez recabadas por parte del Comité de Seguimiento del Proceso de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico y emitidas las oportunas aceptaciones por las empresas cedentes y por la entidad cesionaria.

Asimismo, en la liquidación provisional 7/2012 del sector eléctrico, se ha procedido a aplicar lo establecido en el artículo 42 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, en lo relativo al tipo de interés definitivo a aplicar a efectos de cálculo del precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico de los “Derechos de Cobro peninsular 2006”, que ha supuesto un importe de 73,463 M€.

Como consecuencia de la actualización del tipo de interés, la anualidad definitiva a correspondiente al déficit ex ante es 1.203,42 miles € inferior a la anualidad provisional prevista en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012. Esta diferencia disminuiría el déficit del ejercicio 2012.

En la anualidad liquidada a FADE en 2012 se ha incluido el ajuste generado por la emisión 23ª y 24ª de FADE. Dado que las emisiones no conllevan cesión de derechos por parte de las empresas eléctricas, no se incrementa la deuda del sistema con FADE, sino que únicamente se introduce un ajuste en la anualidad a satisfacer a FADE en 2012, para reconocer la variación en el coste promedio de financiación del fondo. Estos ajustes han ascendido a 292.737 € para la emisión 23ª y a 13.591€ para la emisión 24ª.

Teniendo en cuenta las citadas liquidaciones, así como las emisiones de FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012 (29 emisiones), las anualidades para la financiación del déficit de actividades reguladas en el ejercicio 2012 ascienden 2.255,9 M€, cifra superior en 36,3 M€ a la prevista por el Ministerio.

– *Coste de los pagos por capacidad*

Según el Informe mensual de octubre que elabora REE, conforme a lo establecido en la Disposición adicional decimotercera del Real Decreto 1634/2006, el coste correspondiente al incentivo a la inversión liquidado entre enero y noviembre de 2012 asciende a 564,1 M€, cifra superior en 16,1 M€ a la prevista en la Memoria para el cierre de 2012.

Teniendo en cuenta la última información disponible en la Comisión, se estima que el incentivo a la inversión alcance los 615 M€, lo que supone un aumento de 67,4 M€ respecto de la cuantía prevista para el cierre del ejercicio en la Memoria.

– *Impacto del artículo 8 del Real Decreto-ley 13/2012*

Según la Memoria el saldo a 31 de diciembre de 2011 de los resultados de ejercicios anteriores de la partida de fondos propios del balance de la Comisión Nacional de Energía, estimada en 60 M€. Al respecto se indica que el importe de dicho saldo a 31 de diciembre de 2011 asciende a 80 M€ y que en el ejercicio 2012 únicamente se podrán incorporar como ingresos liquidables del sistema de gas y electricidad 35,5 M€, correspondiendo al sector eléctrico 29,3 M€ (82,7%⁷), cifra inferior en 30,7 M€ a la considerada en el cálculo del desajuste.

– *Impacto del artículo 9 del Real Decreto-ley 13/2012*

La Memoria estima en 600 M€ el impacto del artículo 9 del Real Decreto-ley 13/2012 relativo a la consideración de ingresos liquidables del sistema del saldo a 31 de diciembre de 2011 de la partida de «Efectivo y otros activos líquidos equivalentes» de las cuentas anuales del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Cabe señalar que, se ha incorporado en la Liquidación 8/2012 un importe de 509 M€ por este concepto, lo que supone que el desajuste previsto en la memoria justificativa está sobrevalorado en 91 M€.

– *Liquidación del transporte*

El pasado 5 de diciembre de 2012 el Consejo de la CNE aprobó el “Informe para la fijación del importe a reconocer a la actividad de transporte en los años 2008, 2009, 2010 y 2011, con su desglose por empresa”. De acuerdo con el citado informe, la retribución definitiva de la actividad del transporte para los ejercicios 2008, 2009, 2010 y 2011 resulta inferior en 97,2 M€

⁷ Según la “Propuesta reparto ingreso IDAE entre liquidaciones de electricidad y gas” aprobado por el Consejo de 10 de octubre de 2012.

a la retribución provisional reconocida en las correspondientes Órdenes de peajes, si bien cabe señalar que queda pendiente de cálculo el incentivo/penalización hasta la publicación de la Orden prevista en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008.

El impacto de las consideraciones anteriores podría suponer un aumento del desajuste del ejercicio 2012 de, aproximadamente, 1.511,5 M€ más respecto a la cifra incluida en la Memoria justificativa (Véase Cuadro 7).

Costes de acceso de 2013

En el Cuadro 6 se comparan los costes de acceso previstos para el cierre de 2012 y 2013, según la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Los costes previstos en la propuesta de Orden para 2013 ascienden a 20.696 M€, 1.716 M€ más que los costes previstos para el cierre del ejercicio 2012. En particular, los costes de acceso registran un aumento del 9% en términos anuales. En dicha previsión se supone que según el RDL 6/2009 la compensación extrapeninsular será financiada en su totalidad por los PGE. Cabe indicar que si no fuera así, los costes de acceso aumentarían un 18,3%.

Las partidas de costes de acceso que experimentan mayores aumentos en 2013 respecto al cierre de 2012, según la propuesta de Orden, son el exceso de déficit de años anteriores (con un aumento anual del 129,5%), la retribución al transporte (10,8%) y las primas del régimen especial (7,3%). En términos absolutos, de los 1.716 M€ más de costes de acceso respecto a 2012, 1.101 M€ corresponden al aumento del desajuste de ejercicios anteriores, 615 M€ a las primas del régimen especial, 215 M€ a la retribución de la distribución y 160 M€ a la retribución del transporte. Las únicas partidas de coste que se reducen son las correspondientes a la compensación extrapeninsular (-405,5 M€), siempre que pasen a ser financiadas en su totalidad por los PGE en 2013 según el RDL 6/2009, y las cuotas de los costes permanentes, ya que la retribución del Operador del Sistema durante todo el año 2013 (en 2012 sucedió desde junio), pasa a ser financiada por los sujetos del sistema (-21,5 M€).

Cuadro 6. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC para el cierre de 2012 y 2013, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Coste de acceso (Miles €)	Previsión de cierre 2012 Propuesta de Orden (A)	Previsión inicial 2013 Propuesta de Orden (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Coste Transporte	1.477.453	1.637.167	159.714	10,8%
Coste Distribución	4.946.812	5.161.400	214.588	4,3%
Coste Gestión Comercial	56.648	57.044	396	0,7%
Costes de diversificación	8.980.968	9.596.417	615.449	6,9%
Prima RE	8.444.621	9.060.070	615.449	7,3%
Servicio de interrumpibilidad	484.000	484.000	-	0,0%
Cuotas	52.347	52.347	-	0,0%
Costes Permanentes	447.974	20.997	- 426.977	-95,3%
Compensación extrapeninsular	405.500	-	- 405.500	-100,0%
Cuotas	42.474	20.997	- 21.477	-50,6%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.219.575	2.270.957	51.382	2,3%
Exceso déficit años anteriores	850.331	1.951.638	1.101.307	129,5%
Costes de acceso	18.979.761	20.695.620	1.715.859	9,0%

Fuentes: Orden IET/3586/2011, RD-Ley 13/2012, Orden IET/843/2012, RD-Ley 20/2012 y propuesta de Orden

Según la última información disponible por esta Comisión, se formulan las siguientes consideraciones sobre los costes de acceso previstos para 2013 en la propuesta de Orden. En el epígrafe 6 del presente informe se justifica con mayor grado de detalle las diferencias.

- *Retribución del transporte*
La retribución provisional del transporte para 2013 asciende a 1.704 M€, cifra que supera en 67 M€ a la considerada en la propuesta de Orden, como consecuencia de la actualización de los valores del IPRI y del IPC a octubre de 2012, y la corrección de la amortización de las instalaciones puestas en servicio entre el periodo comprendido entre 1 de enero de 1998 y 31 de diciembre de 2007.
- *Retribución de la distribución*
La retribución a la distribución prevista de forma provisional para 2013 se incrementa en 122 M€ respecto a la considerada en la propuesta de Orden, como consecuencia de la actualización de la información sobre las inversiones en instalaciones de distribución efectuadas durante el año 2011 remitida por las empresas distribuidoras y contenida en las Auditorias presentadas relativas al ejercicio 2011, en cumplimiento de la Resolución de 13 de junio de 2012 dictada por la DGPEM.
- *Servicio de interrumpibilidad*
En caso de que se publicara la modificación de la Orden ITC/2370/2007 en los mismos términos que la propuesta informada por esta Comisión (Informe 27/2012 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se modifica la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, aprobado por el Consejo de la CNE

el 29 de noviembre de 2012), se estima que el coste del servicio de interrumpibilidad podría aumentar, respecto a la previsión incluida en la propuesta de Orden, en torno a 242 M€.

– *Moratoria nuclear*

Según los cálculos de esta Comisión, se estima el coste de la moratoria nuclear previsto para 2013 ascendería a 75,6 M€, cuantía que supera en 24,2 M€ a la que resulta de aplicar la cuota de 0,374% de la propuesta de Orden a la previsión de ingresos por peajes de acceso del año 2013, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden (51,4 M€). En este sentido se propone la modificación de la cuota correspondiente sobre la previsión de ingresos por peajes de acceso que permita recuperar dicha cuantía.

– *Compensación extrapeninsular*

Análogamente al ejercicio 2012, en caso de se aprobaran los PGE en los términos recogidos en el borrador los PGE para el 2013, la totalidad de la compensación extrapeninsular prevista para el ejercicio 2013 debiera ser financiado con cargo a los peajes de acceso, lo que supondría un incremento en los costes de 1.755 M€.

– *Anualidades del déficit de actividades reguladas de 2013*

El importe de la anualidades, teniendo en cuenta las 29 emisiones por parte de FADE realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012, asciende a 2.302,2 M€, cifra que supera en 31,3 M€ a las establecidas en la propuesta de Orden.

– *Desajuste del ejercicio 2012*

Según el Real Decreto-ley 14/2010, todos los déficits en liquidaciones de actividades reguladas, generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a recibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos hasta su facturación. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que se fijará en la Orden por la que se aprueben los peajes. A este respecto, la propuesta de Orden ha establecido de forma provisional un tipo de interés del 2%. Sin embargo, en los costes previstos para el ejercicio 2013 el importe del desajuste del ejercicio 2012 se corresponde con el de la previsión de cierre (1.951,6 M€). El importe de desajuste del ejercicio del ejercicio 2012 debe incrementarse en 39 M€ como consecuencia de la incorporación de los intereses reconocidos.

Adicionalmente, como se ha comentado anteriormente, el desajuste del ejercicio 2012 podría superar el considerado por el Ministerio, según estimaciones de esta Comisión, en 1.511,1 M€, debiendo añadir los correspondientes intereses (30,2 M€).

– *Saldo de los pagos por capacidad*

Según los cálculos de esta Comisión el saldo de los pagos por capacidad previsto para el 2013 podría ser inferior en 51,2 M€ al previsto en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, justificado por la diferente previsión del incentivo a la inversión y el coste de restricciones por garantía de suministro. En los epígrafes 6.11 y 6.12 se justifican dichas diferencias.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, los costes previstos para el ejercicio 2013 podrían aumentar entre 2.331,6€ y 3.843,2 M€, dependiendo del impacto en 2013 del desajuste

del ejercicio 2012. Dicha diferencia en los costes previstos (excluyendo la parte de desajuste, ascendería a 2.331,6 M€. En el Cuadro 7 se muestran las diferencias de los costes regulados para 2012 y 2013, entre la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y los estimados a la fecha de elaborar el presente informe por la CNE

Cuadro 7. Impacto de las diferencias de previsión de la CNE respecto de la propuesta de Orden en los costes previstos para el ejercicio 2013

	2012	2013
Diferencias de previsión (A)	295,0	334,6
Transporte	- 97,2	67,0
Distribución		122,0
Moratoria		24,2
Anualidades	36,3	31,3
Intereses sobre desajuste MITC		39,0
Saldo pagos capacidad	67,4	51,2
Art. 8 del RDL 13/2012 (CNE)	30,7	
Art. 9 del RDL 13/2012 (IDAE)	90,9	
Compensación extrapeninsular 2011	167,0	
Propuesta de Orden de interrumpibilidad (B)	-	242,0
Compensación extrapeninsular (C)	1.216,5	1.755,0
Diferencias de previsión + Interrumpibilidad propuesta OM + Compensación extrapeninsular (A) + (B) + (C)	1.511,5	2.331,6
Desajuste CNE (1.511,5 M€) + intereses (30,2 M€)		1.511,5
Diferencias de previsión + Interrumpibilidad + Compensación extrapeninsular + Desajuste 2012 CNE (A) + (B) + (C) + (D)	1.511,5	3.843,2

Fuentes: Orden IET/3586/2011, RD-Ley 13/2012, Orden IET/843/2012, RD-Ley 20/2012, CNE y propuesta de Orden

4.3 Los ingresos por peajes de acceso de la propuesta de Orden

Los ingresos previstos por la aplicación de los peajes de acceso de la propuesta de Orden ascienden a 13.736 M€, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva y excesos de potencia (262 M€), los peajes a generadores (127 M€), la liquidación del recargo del 20% sobre la TUR de los clientes en régimen transitorio (60 M€), los ingresos por exportaciones y rentas de congestión (79,2 M€), los ingresos de autoconsumos (100 M€), los ingresos derivados de la introducción de la progresividad en los peajes (280 M€) y los ingresos derivados de la aplicación del artículo 17.4 de la Ley 54/1997 (200 M€). Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2013, resultado de considerar los conceptos anteriores ascienden a 14.844 M€ (véase Cuadro 8).

Adicionalmente, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estiman los siguientes ingresos:

- Ingresos por la subasta de emisiones de CO₂, estimados en 450 M€.
- Ingresos por aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que se estiman en, aproximadamente, 3.000 M€.
- Ingresos extraordinarios, previstos en 2.270 M€.

Cuadro 8. Previsión de ingresos 2013 según la propuesta de Orden

Peaje	Nº de clientes	Consumo (GWh)	Facturación acceso (miles €)
Baja Tensión	28.615.456	118.396	10.206.926
Pc ≤ 10 kW	26.931.292	70.932	6.703.032
2.0 A	25.839.498	63.431	6.292.911
2.0 DHA	1.091.794	7.501	410.121
2.0 DHS	0	0	0
10 kW < Pc ≤ 15 kW	902.777	9.780	970.491
2.1 A	717.851	6.510	764.851
2.1 DHA	184.926	3.270	205.640
2.1 DHS	0	0	0
Pc > 15 kW (3.0 A)	781.387	37.684	2.533.403
3.0 A	781.387	37.684	2.533.403
Media tensión	106.200	74.070	2.968.670
3.1 A	86.824	16.862	937.903
6.1	19.376	57.208	2.030.767
Alta tensión	2.507	48.751	560.289
6.2	1.621	17.207	265.439
6.3	396	8.394	105.970
6.4 (1)	490	23.150	188.880
Total	28.724.163	241.217	13.735.885
Otros ingresos			1.108.200
Facturación excesos de potencia, reactiva y peaje G			389.000
Ingresos por exportaciones y rentas de congestión			79.200
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009			60.000
Ingresos consumos propios			100.000
Ingresos derivados de la progresividad			280.000
Aplicación artículo 17.4 de Ley 54/1997			200.000
Total ingresos			14.844.085

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Respecto al escenario de ingresos previstos en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la CNE formula las siguientes observaciones:

– *Ingresos derivados de la progresividad*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se estima en 280 M€ el impacto de la introducción de la progresividad, sin que se justifique adecuadamente las hipótesis de cálculo. Esta Comisión ha estimado, a partir de la información de la Circular 1/2012 y Circular 3/2012, los ingresos que resultan de aplicar los términos de progresividad establecidos en el Anexo I de la propuesta de Orden sobre los consumidores del ejercicio 2011. En particular, se

han clasificado a los consumidores por potencia contratada y tramos de consumo anual equivalentes⁸ a los tramos de consumo mensual de la propuesta de Orden. A la segmentación de consumidores así obtenida se le han aplicado los recargos por umbrales de consumo y potencia establecidos en el citado Anexo I, distribuyendo el consumo anual en consumo mensual de acuerdo con los perfiles de los peajes 2.0 A y 2.0 A DHA, obteniéndose unos ingresos por este concepto de 86,5 M€, cifra inferior en 193,5 M€ a la prevista por el Ministerio.

No obstante lo anterior, en el Anexo I no se contempla recargo alguno para aquellos suministros cuyo consumo supera el extremo superior del tramo de consumo, lo que dejaría fuera de la aplicación de la progresividad a los consumidores más intensivos. Entendiendo que ello pudiera ser un errata y aplicando el precio del intervalo de consumo superior a este colectivo, se estiman en 346 M€, cifra que supera en 66 M€ a la prevista por el Ministerio.

– *Suplementos territoriales*

Como se ha indicado en la consideración previa 2.2, se considera que no pueden ser incorporados como ingresos liquidables del sistema los que resulten de la aplicación de artículo 17.4 de la Ley 54/1997 (200 M€ según la Memoria justificativa), debido a que no existe desarrollo normativo a la fecha de elaborar el presente informe..

– *Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se consideran como ingresos del sistema del sector eléctrico 450 M€ resultantes de la subasta de los derechos de emisión de CO₂ y la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado de los tributos y cánones establecidos en el Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, teniendo en cuenta la enmienda a la disposición adicional segunda presentada en el Senado, estimados en el entorno de 3.000 M€.

– *Otros ingresos extraordinarios*

En 2013 se prevén ingresos extraordinarios por un importe de 2.270 M€, si bien ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que la acompaña se justifican el importe de dichos ingresos extraordinarios ni la fuente de la que proceden. Al respecto cabe señalar que esta cifra se corresponde con el importe previsto en la propia Orden de las anualidades para la financiación del déficit de tarifa.

4.4 Suficiencia de los peajes de acceso para cubrir los costes previstos para 2013

En el Cuadro 9 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden. Se observa que, según el escenario de ingresos y costes de la propuesta de Orden, los peajes de acceso serían insuficientes (5.717 M€) para cubrir los costes de acceso previstos para 2012, teniendo en cuenta el saldo de los pagos por capacidad.

No obstante, según se recoge en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, en 2013 el sistema obtendría ingresos a través de los Presupuestos Generales del Estado y de otros

⁸ En las citadas Circulares únicamente se dispone de un dato de consumo anual.

mecanismos de financiación, estimados en 5.720 M€. En particular, se estima en 450 M€ los ingresos provenientes de la subastas de emisiones de CO₂, en 3.000 M€ los ingresos por la aplicación de la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y 2.270 M€ de ingresos extraordinarios, si bien ni la propuesta de Orden ni la Memoria que la acompaña justifica el importe de dichos ingresos extraordinarios ni la fuente de la que proceden. Teniendo en cuenta los ingresos anteriores con los datos de la Memoria, se estima que en 2013 no se registrará déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas.

Cuadro 9. Escenario de ingresos y costes previstos para 2013 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Propuesta de Orden
Ingresos regulados (miles €) (A)	14.844.085
Ingresos por tarifas de acceso	14.304.085
Ingreso peajes de acceso	13.735.885
Ingresos reactiva y excesos capacidad	262.000
Ingresos por exportaciones	79.200
Consumos en generación	100.000
Peajes Generadores	127.000
Ingresos art. 21 Orden ITC/1659/2009	60.000
Ingresos derivados de la progresividad	280.000
Aplicación artículo 17.4 de Ley 54/1997	200.000
Costes de acceso (miles €) (B) (1)	20.882.620
Saldo Pagos por capacidad (miles €) (C)	- 321.701
Límite RDL 6/2010 (miles €) (D)	-
Déficit/superávit 2013 actividades reguladas (E) = (A) - (B) - (C) - (D)	- 5.716.834
Otros ingresos previstos (miles €) (F)	5.720.000
Subastas de emisiones de CO ₂	450.000
Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad	3.000.000
Ingresos extraordinarios	2.270.000
Déficit/superávit total (miles €) (E) + (F)	3.166

Fuente: propuesta de Orden y Memoria que la acompaña

(1) Incluye el coste correspondiente a la financiación del Bono Social

No obstante, se han detallado previamente las incertidumbres, tanto en relación con los costes previstos para el cierre del ejercicio 2012 y 2013, como en relación con los ingresos previstos, lo que incide en el saldo final de las liquidaciones de las actividades del sector eléctrico.

5 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PEAJES DE LA PROPUESTA DE ORDEN

La propuesta de Orden mantiene los términos de potencia y energía establecidos en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. No obstante, para los consumidores conectados a niveles de tensión no superior a 1kV con potencia contratada comprendida entre 3 kW y 10 kW (7,9 clientes en 2011 según datos de la Circula 1/2012) introduce un componente denominado “término de progresividad” en función del consumo mensual, que se añade, en su caso, al término variable del peaje de acceso. En particular, la propuesta de Orden establece seis precios para el “término de progresividad” en función de distintos intervalos de consumo por cada tramo de potencia.

Cabe señalar que, el término de progresividad más elevado es un 700% superior al término de progresividad más bajo distinto de cero (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Términos de progresividad de la propuesta de Orden

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh)	Incremento respecto del tramo anterior
2.0A	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	
		Tramo 2	0,00138	
		Tramo 3	0,00276	100%
		Tramo 4	0,00483	250%
		Tramo 5	0,00759	450%
		Tramo 6	0,01104	700%

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh)	Incremento respecto del tramo anterior
2.0 DHA y 2.0 DHS	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	
		Tramo 2	0,00193	
		Tramo 3	0,00386	100%
		Tramo 4	0,00676	250%
		Tramo 5	0,01063	451%
		Tramo 6	0,01546	701%

Fuente: propuesta de Orden

En el Cuadro 11 se presenta el impacto de la introducción del “término de progresividad” sobre el componente de energía del peaje de acceso. Se observa que para los consumidores acogidos al

peaje de acceso 2.0A (sin discriminación horaria) el componente de energía de la facturación de acceso se incrementará entre un 2% y un 16% respecto del vigente (Orden IET/843/2012), según el recargo aplicado. Los consumidores acogidos a los peajes 2.0 DHA y 2.0 DHS podrían ver incrementada su facturación por el término de energía del peaje de acceso hasta un 54% y un 49,7%, respectivamente, dependiendo de tramo de consumo. Se indica que en la composición de facturación de los peajes de acceso, el término de energía de los peajes de acceso vigentes representa, aproximadamente, el 70%, el 65% y el 60% de los peajes de acceso 2.0 A, 2.0 A DHA y 2.0 A DHS, respectivamente.

Cuadro 11. Impacto en el término de energía del peaje de acceso de la introducción del término de progresividad de la propuesta de Orden

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh) (A)	Término energía del peaje de acceso (€/kWh) (B)	Precio energía consumida (€/kWh) (A) + (B)	Incremento de precio por energía consumida
2.0A	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	0,068998	0,068998	0,0%
		Tramo 2	0,00138	0,068998	0,070378	2,0%
		Tramo 3	0,00276	0,068998	0,071758	4,0%
		Tramo 4	0,00483	0,068998	0,073828	7,0%
		Tramo 5	0,00759	0,068998	0,076588	11,0%
		Tramo 6	0,01104	0,068998	0,080038	16,0%

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh) (A)	Término energía del peaje de acceso (€/kWh) (1) (B)	Precio energía consumida (€/kWh) (A) + (B)	Incremento de precio por energía consumida
2.0 DHA	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	0,028626	0,028626	0,0%
		Tramo 2	0,00193	0,028626	0,030556	6,7%
		Tramo 3	0,00386	0,028626	0,032486	13,5%
		Tramo 4	0,00676	0,028626	0,035386	23,6%
		Tramo 5	0,01063	0,028626	0,039256	37,1%
		Tramo 6	0,01546	0,028626	0,044086	54,0%

Peaje	Tramo de potencia	Tramo de consumo	Precio término progresividad (€/kWh) (A)	Término energía del peaje de acceso (€/kWh) (2) (B)	Precio energía consumida (€/kWh) (A) + (B)	Incremento de precio por energía consumida
2.0 DHS	Para cada tramo de potencia	Tramo 1	0,00000	0,031114	0,031114	0,0%
		Tramo 2	0,00193	0,031114	0,033044	6,2%
		Tramo 3	0,00386	0,031114	0,034974	12,4%
		Tramo 4	0,00676	0,031114	0,037874	21,7%
		Tramo 5	0,01063	0,031114	0,041744	34,2%
		Tramo 6	0,01546	0,031114	0,046574	49,7%

Fuente: Orden IET/843/2012 y propuesta de Orden

(1) Término de energía medio del peaje de acceso considerando el perfil inicial del peaje 2.0 A DHA

(2) Término de energía medio del peaje de acceso considerando el perfil inicial del peaje 2.0 A DHS

Se considera que dicha propuesta de recargos no debería contemplarse en la Orden de peajes por las siguientes razones:

– *Sobre la justificación de la introducción de la progresividad*

El Real Decreto-Ley 20/2012 habilita en su disposición adicional decimocuarta al Ministro de Industria, Energía y Turismo a aplicar criterios de progresividad a los peajes de acceso que debe aprobar de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En la determinación de estos criterios se tendrá en cuenta el consumo medio de los puntos de suministro, sin que se vean afectados los consumidores vulnerables.

Según se recoge en la Exposición de motivos del citado Real Decreto-Ley 20/2012, *“la medida pretende dar una señal de precio energético a los consumidores, con el fin de que se traduzca en una mejora en el ahorro energético y en la eficiencia en el consumo, y está en línea, con las iniciativas que actualmente se desarrollan en esta materia por la Comisión Europea, que se concretan en un propuesta de Directiva relativa a la eficiencia energética que se encuentra en fase final de tramitación”*.

El pasado 14 de noviembre se publicó en el Boletín Oficial de la Unión Europea la Directiva 2012/27/UE del Parlamento europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE.

Se indica que ni la Directiva 2012/27/UE ni el borrador contemplan elementos de progresividad en los peajes de redes.

En particular, en relación con los peajes de acceso a la red, en el considerando 45 de la Directiva 2012/27/UE se indica que *“los Estados miembros deben velar, por lo tanto, porque las autoridades nacionales de regulación de la energía puedan garantizar que las tarifas de red y la reglamentación incentiven una mejora de la eficiencia energética y promuevan una fijación de precios dinámica para medidas de respuesta de la demanda por parte de los consumidores finales”*. (Subrayado añadido)

Por otra parte, el artículo 15 de la mencionada Directiva establece que *“los Estados miembros se asegurarán de que las autoridades nacionales de regulación, por medio del desarrollo de las tarifas de red y la reglamentación, en el marco de la Directiva 2009/72/CE y teniendo en cuenta los costes y los beneficios de cada medida, aporten incentivos para que los operadores de redes pongan a disposición de los usuarios de la red servicios de sistema que les permitan aplicar medidas de mejora de la eficiencia energética en el contexto del despliegue continuo de redes inteligentes”*.

“En lo tocante a la electricidad, los Estados miembros se asegurarán de que la reglamentación de la red y las tarifas de red cumplen los criterios del Anexo XI, teniendo en cuenta las orientaciones y códigos desarrollados en virtud del Reglamento (CE) n o 714/2009”.

En el Anexo XI de la Directiva 2012/27/UE se establecen los criterios de eficiencia energética para la regulación de la red de energía y para las tarifas de la red eléctrica. Respecto a las tarifas de red, dicho Anexo señala:

“ 1. Las tarifas de red reflejarán el ahorro de costes en las redes obtenidos a partir de las medidas de demanda, de respuesta a la demanda y de la generación distribuida, incluidos los ahorros que suponga rebajar el coste de entrega o la inversión en la red y una mejor explotación de esta”.

“3. Las tarifas de red o de venta al por menor podrán respaldar medidas de fijación dinámica de precios para medidas de respuesta a la demanda de clientes finales, como por ejemplo:

- tarifas según horas de consumo;*
- tarifas para picos críticos;*
- tarifas según el precio de mercado en cada momento, y*
- rebajas por disminución del consumo durante los picos”*

– Sobre la definición de la progresividad

La propuesta de Orden establece unos términos de progresividad sin que en la Memoria que le acompaña se defina el concepto de progresividad ni se justifiquen adecuadamente los criterios que se han seguido para diseñar los términos correspondientes en función de los tramos de consumo.

Esta Comisión considera que la progresividad se entiende como la aplicación de un precio más elevado a los consumidores domésticos que excedan de un consumo eficiente, a efectos de garantizar que todos los consumidores accedan a un nivel mínimo de consumo en las mismas condiciones. Sin embargo, los términos de progresividad establecidos en la propuesta de Orden no se aplican sobre los excesos de consumo a partir de un determinado nivel, sino que, por el contrario, se incrementa todo el coste de la energía en función de tramos de consumo.

En este sentido se hace necesario identificar aquellos factores que inciden en el nivel de consumo, tales como la zona climática en que se localiza el suministro, el grado de penetración del gas natural, el número de ocupantes de la vivienda (un hogar con alta ocupación necesariamente llevará a consumos más elevados), así como la actividad de los mismos.

Adicionalmente, se podrían ver más perjudicados aquellos consumidores con una menor eficiencia energética de la construcción asociado a un menor nivel de renta de los hogares (que condicionará la eficiencia energética de sus electrodomésticos).

En consecuencia, se considera que la definición de la progresividad de la propuesta de Orden podría resultar discriminatoria, en la medida en que penaliza a suministros con altas utilidades de la potencia contratada (hogares con un número de ocupantes elevado, tales como familias numerosas), a suministros de hogares en zonas climáticas frías y a los hogares de menores recursos en la medida en que exista una correlación entre dicha variable y la disponibilidad de equipos eléctricos de baja eficiencia energética.

– Sobre el diseño de los términos de progresividad

La propuesta de Orden establece un término variable por energía a añadir al término variable del peaje de acceso, diferente en función de determinados tramos de consumo, y para cada tramo de potencia, sin que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifiquen los tramos de consumo establecidos para cada nivel de potencia considerado.

Si bien se entiende que para cada intervalo de potencia deba existir un tramo de consumo inferior a un determinado umbral exento de progresividad, no parece razonable que en la definición de la progresividad no se contemple el extremo superior. Según la información de la Circular 1/2012 y 3/2012 correspondiente al ejercicio 2011, quedarían exentos del término de progresividad 1.525.438 consumidores acogidos al peaje 2.0 A cuyo consumo representa el 24% del consumo registrado en el peaje 2.0 A por consumidores con potencia contratada superior a 3 kW y 666.817 consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA, cuyo consumo representa el 95% del consumo registrado en dicho peaje por consumidores con potencia contratada superior a 3 kW.

Asimismo, no se entiende que para los consumidores acogidos a peajes con discriminación horaria (2.0 A DHA y 2.0 A DHS), por una parte, no se tenga en cuenta que una parte relevante de su consumo se produce en periodo de valle, lo que podría ir en contra de los criterios para el establecimiento de precios recogidos en el Anexo XI de la Directiva 2012/27/UE, y, por otra, que el término de progresividad por intervalo de consumo sea más elevado que el de los consumidores que no discriminan su consumo horariamente (véase Cuadro 11). Cabe indicar que la progresividad de la propuesta de Orden podría suponer un incentivo a no diferenciar su consumo horariamente, teniendo en cuenta que la mayoría del mismo se concentra en los tramos de consumo más elevados, con el término de energía más alto.

Finalmente, se considera que el diseño de la progresividad puede inducir a los consumidores a contratar potencias superiores a las que realmente necesitan, lo que les daría acceso a intervalos de consumo más elevados, a efectos de minimizar la facturación del recargo por progresividad. Es esto es, dado que el rango de máximo de consumo dentro de un rango de potencia tiene una tarifa superior al rango inferior de consumo del rango de potencia siguiente, podría dar lugar a que los consumidores modificaran la potencia contratada a fin de no verse afectados por el recargo de progresividad, contratando una potencia superior a la que resultaría acorde a sus necesidades de consumo, lo que pudiera dejar sin efecto el objetivo de eficiencia energética previsto con la medida.

En consecuencia, se considera que el término de progresividad debería establecerse como un recargo a partir de un determinado nivel de consumo, de forma que se asegure a todos los consumidores un consumo mínimo en iguales condiciones, teniendo en cuenta en su diseño factores tales la zona climática en que se localiza el suministro, el grado de penetración del gas natural, el número de ocupantes de la vivienda, la actividad de los mismos, la eficiencia energética de la construcción, etc.

– *Sobre el impacto de la progresividad sobre los consumidores*

Según la información de las Circulares 1/2012 y 3/2012, en 2011 estaban conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW 25 millones de suministros, con un consumo de 69.099 GWh. De este colectivo, aproximadamente el 81% de los suministros, cuyo consumo representó el 91 % del consumo total, tenían contratada una potencia superior a 3 kW.

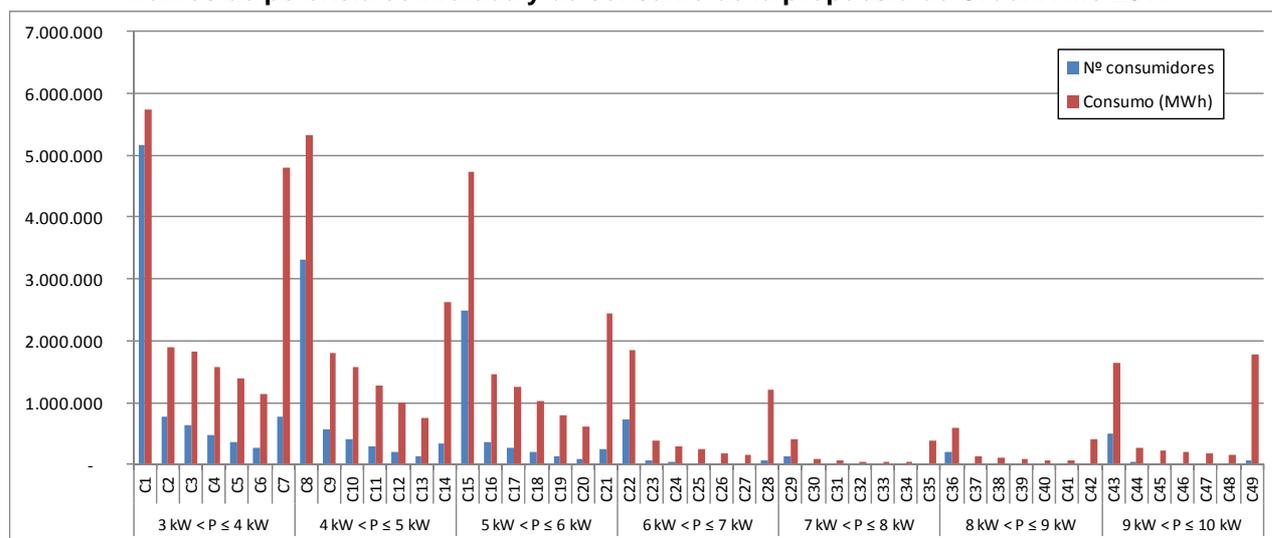
En las citadas Circulares únicamente se dispone de un dato de consumo anual, por lo que se ha clasificado a los consumidores por potencia contratada y tramos de consumo anual equivalentes a los tramos de consumo mensual de la propuesta de Orden. Según esta clasificación, en 2011 de

los 20,5 Millones de consumidores con potencia superior a 3 kW, estarían exentos del recargo⁹ por progresividad el 64% (12,5 Millones) de consumidores acogidos al peaje 2.0 A, cuyo consumo representa el 36% del consumo registrado por los consumidores con potencia contratada superior a 3 kW en el peaje 2.0 A. Asimismo, estarían exentos del recargo de progresividad, 116.805 suministros acogidos al peaje 2.0 A DHA, cuyo consumo representa el 2% del consumo registrado por los suministro con potencia contratada superior a 3 kW en el peaje 2.0 A DHA.

Por tanto, en 2011, estarían sujetos al término de progresividad 7,9 Millones de consumidores, el 31,5% de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, cuyo consumo representa el 61,5% del consumo registrado por este colectivo.

En los gráficos 1 y 2 se muestra la distribución de consumidores por tramo de potencia y tramos de consumo según la información de las Circulares 1/2012 y 3/2012.

Gráfico 3. Distribución del número de consumidores acogidos al peaje 2.0 A y su consumo, por los tramos de potencia contratada y de consumo de la propuesta de Orden. Año 2011

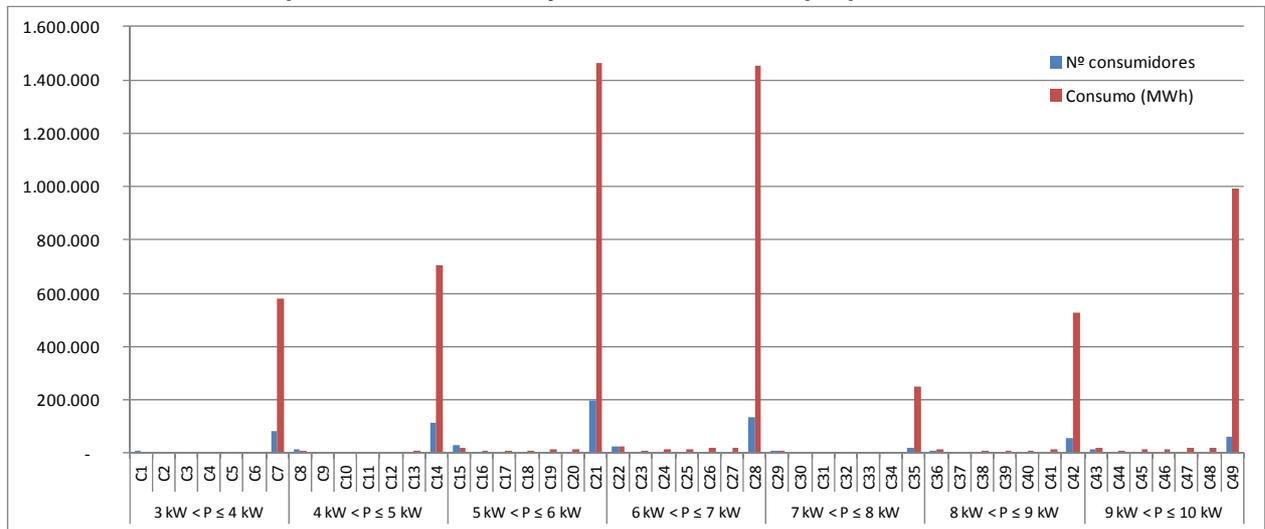


Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota: Los tramos de consumo (C1, C2,...) se corresponden con los considerados en la propuesta de Orden, con la excepción del último tramo de consumo para cada uno de los tramos de potencia (C7, C14, C21, C28, C35, C42 y C49), que contempla el número de consumidores y su consumo que estaría por encima del último intervalo de consumo para cada tramo de potencia considerado en la propuesta de Orden.

⁹ Se considera que el extremo superior de cada intervalo de potencia estaría sujeto a recargo.

Gráfico 4. Distribución del número de consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA y su consumo, por los tramos de potencia contratada y de consumo de la propuesta de Orden. Año 2011



Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota: Los tramos de consumo (C1, C2,...) se corresponden con los considerados en la propuesta de Orden, con la excepción del último tramo de consumo para cada uno de los tramos de potencia (C7, C14, C21, C28, C35, C42 y C49), que contempla el número de consumidores y su consumo que estaría por encima del último intervalo de consumo para cada tramo de potencia considerado en la propuesta de Orden.

En el Cuadro 12 y en el Cuadro 13 se presenta el impacto que la introducción del término de progresividad hubiera tenido sobre la facturación de acceso de los consumidores en el ejercicio 2011, considerando los precios de la Orden IET/843/2012. Cabe señalar que, se ha aplicado el recargo del intervalo superior de consumo a aquellos suministros cuyo consumo mensual supera el límite superior de dicho intervalo. Se observa que en términos medios la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A con potencia contratada superior a 3 kW aumenta un 4,6% respecto de la facturación de acceso sin considerar la facturación por progresividad. Asimismo, la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA con potencia contratada superior a 3 kW aumenta un 31,5% respecto de la facturación de acceso sin considerar la facturación por progresividad. No obstante, si se elimina el colectivo de consumidores que no verían incrementada su facturación de acceso, la facturación media del resto de consumidores acogidos al peaje 2.0 A se vería incrementada en un 8,2% y la de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA aumentaría un 33,3%, si bien el impacto sobre los consumidores dependerá de la utilización de su potencia contratada.

Cuadro 12. Impacto de la introducción del término de progresividad de la propuesta de Orden en la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A. Año 2011

Potencia contratada	Tramo de consumo mensual (kWh)	Nº consumidores	Potencia contratada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €) (A)	Facturación progresividad (miles €) (B)	Facturación total (miles €) (C) = (A) + (B)	Incremento sobre la facturación de acceso (C) sobre (A)
3 kW < P ≤ 4 kW	< 190	5.168.603	17.251	5.748.075	705.285	-	705.285	0,0%
	190 - 224	769.307	2.562	1.905.659	177.323	2.567	179.890	1,4%
	225 - 259	634.078	2.112	1.832.289	164.208	5.054	169.262	3,1%
	260 - 293	479.677	1.597	1.584.348	137.892	7.835	145.727	5,7%
	294 - 328	374.090	1.246	1.389.827	118.184	10.052	128.236	8,5%
	329 - 363	274.918	916	1.136.731	94.816	11.064	105.880	11,7%
> 363	777.272	2.594	4.799.447	377.567	52.986	430.553	14,0%	
4 kW < P ≤ 5 kW	< 247	3.315.912	14.893	5.325.151	633.903	-	633.903	0,0%
	247 - 292	562.092	2.515	1.811.360	169.974	2.440	172.415	1,4%
	293 - 337	419.217	1.876	1.576.169	142.327	4.347	146.674	3,1%
	338 - 382	298.631	1.337	1.283.519	112.485	6.347	118.832	5,6%
	383 - 427	205.975	923	996.221	85.254	7.205	92.459	8,5%
	428 - 472	140.515	630	755.540	63.410	7.354	70.764	11,6%
	> 472	331.352	1.496	2.628.003	208.102	29.013	237.115	13,9%
5 kW < P ≤ 6 kW	303 - 358	2.484.348	13.915	4.726.371	575.088	-	575.088	0,0%
	359 - 413	370.528	2.070	1.464.267	138.078	1.973	140.051	1,4%
	414 - 468	272.997	1.526	1.257.860	114.090	3.470	117.560	3,0%
	469 - 523	194.760	1.089	1.025.752	90.253	5.073	95.325	5,6%
	524 - 578	134.801	753	798.830	68.599	5.778	74.377	8,4%
		91.888	514	605.107	50.942	5.890	56.832	11,6%
	242.710	1.354	2.438.304	192.473	26.919	219.392	14,0%	
6 kW < P ≤ 7 kW	< 448	729.109	4.891	1.860.264	215.864	-	215.864	0,0%
	448 - 529	64.568	433	376.541	33.724	507	34.232	1,5%
	530 - 610	44.276	297	301.204	26.094	831	26.925	3,2%
	611 - 692	30.986	208	241.168	20.359	1.232	21.590	6,1%
	693 - 773	21.704	146	190.206	15.729	1.376	17.104	8,7%
	774 - 854	15.638	105	152.245	12.381	1.482	13.863	12,0%
	> 854	67.662	453	1.211.328	91.693	13.373	105.066	14,6%
7 kW < P ≤ 8 kW	< 516	141.526	1.105	403.472	47.615	-	47.615	0,0%
	516 - 609	11.945	93	80.309	7.208	108	7.316	1,5%
	610 - 703	8.495	66	66.609	5.782	184	5.965	3,2%
	704 - 797	6.076	47	54.543	4.612	279	4.890	6,0%
	798 - 891	4.510	35	45.593	3.776	330	4.106	8,7%
	892 - 984	3.355	26	37.672	3.068	367	3.435	12,0%
	> 984	17.674	138	374.991	28.344	4.140	32.484	14,6%
8 kW < P ≤ 9 kW	< 520	193.431	1.670	603.135	71.488	-	71.488	0,0%
	520 - 615	20.625	178	139.648	12.817	188	13.006	1,5%
	616 - 710	14.419	124	114.181	10.100	315	10.415	3,1%
	711 - 804	10.145	87	91.849	7.901	454	8.356	5,7%
	805 - 899	7.466	64	76.047	6.399	550	6.949	8,6%
	900 - 994	5.411	47	61.380	5.071	597	5.668	11,8%
	> 994	22.160	192	415.438	32.091	4.586	36.678	14,3%
9 kW < P ≤ 10 kW	< 653	490.535	4.728	1.652.490	198.620	-	198.620	0,0%
	653 - 772	32.485	315	276.327	24.710	372	25.082	1,5%
	773 - 891	23.882	232	237.407	20.540	655	21.195	3,2%
	892 - 1009	17.907	175	203.506	17.168	1.006	18.174	5,9%
	1010 - 1128	14.068	137	179.944	14.876	1.301	16.177	8,7%
	1129 - 1247	11.310	111	160.885	13.082	1.566	14.648	12,0%
	> 1247	66.608	655	1.782.118	134.686	19.675	154.361	14,6%
Total		19.641.647	89.927	56.479.326	5.506.048	250.843	5.756.891	4,6%

Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota:

Se ha facturado el extremo superior de cada intervalo al precio del último intervalo por tramo de potencia de la propuesta de Orden.

Cuadro 13. Impacto de la introducción del término de progresividad de la propuesta de Orden en la facturación de acceso de los consumidores acogidos al peaje 2.0 A DHA. Año 2011

Potencia contratada	Tramos de consumo mensual (kWh)	Nº consumidores	Potencia contratada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €) (A)	Facturación progresividad (miles €) (B)	Facturación total (miles €) (C) = (A) + (B)	Incremento sobre la facturación de acceso (C) sobre (A)
3 kW < P ≤ 4 kW	< 73	11.499	39.378	4.297	840	-	840	0,0%
	73 - 86	1.746	5.984	1.669	159	3	163	2,1%
	87 - 99	1.768	6.063	1.960	170	8	178	4,9%
	100 - 112	1.844	6.316	2.335	186	17	203	9,0%
	113 - 126	2.016	6.913	2.877	214	29	243	13,6%
	127 - 139	1.961	6.721	3.119	218	43	261	19,5%
	> 139	81.638	280.181	580.114	23.226	8.969	32.194	38,6%
4 kW < P ≤ 5 kW	< 95	17.373	80.776	9.258	1.736	-	1.736	0,0%
	95 - 112	3.060	14.180	3.801	373	8	381	2,1%
	113 - 129	3.038	14.059	4.395	390	19	408	4,8%
	130 - 146	3.398	15.734	5.608	458	40	498	8,8%
	147 - 163	3.500	16.192	6.495	494	66	559	13,3%
	164 - 181	3.863	17.854	7.972	570	109	678	19,1%
	> 181	112.020	517.444	706.635	31.443	10.925	42.368	34,7%
5 kW < P ≤ 6 kW	< 116	29.308	164.219	18.644	3.524	-	3.524	0,0%
	116 - 137	5.202	29.191	7.902	770	16	786	2,1%
	138 - 158	5.509	30.929	9.750	860	41	901	4,8%
	159 - 179	5.853	32.865	11.845	960	85	1.045	8,8%
	180 - 200	6.155	34.585	14.007	1.059	142	1.200	13,4%
	201 - 222	6.860	38.549	17.387	1.236	237	1.473	19,2%
	> 222	197.938	1.111.799	1.463.653	65.844	22.628	88.472	34,4%
6 kW < P ≤ 7 kW	< 171	23.530	161.265	23.807	3.633	-	3.633	0,0%
	171 - 203	4.990	34.218	11.190	964	23	986	2,4%
	204 - 234	5.029	34.478	13.201	1.031	56	1.087	5,4%
	235 - 265	5.550	38.057	16.621	1.203	119	1.322	9,9%
	266 - 296	5.726	39.274	19.277	1.308	195	1.503	14,9%
	297 - 327	6.138	42.090	22.952	1.474	313	1.787	21,2%
	> 327	134.900	923.791	1.450.664	62.072	22.427	84.500	36,1%
7 kW < P ≤ 8 kW	< 197	7.727	61.124	8.661	1.366	-	1.366	0,0%
	197 - 233	1.414	11.180	3.652	315	7	322	2,4%
	234 - 269	1.533	12.121	4.623	362	20	382	5,4%
	270 - 305	1.601	12.667	5.511	400	39	439	9,9%
	306 - 341	1.610	12.745	6.233	424	63	487	14,9%
	342 - 377	1.677	13.274	7.225	464	98	563	21,2%
	> 377	20.977	165.411	250.682	10.830	3.876	14.705	35,8%
8 kW < P ≤ 9 kW	< 199	12.034	101.699	13.839	2.254	-	2.254	0,0%
	199 - 236	2.528	21.337	6.606	589	13	603	2,3%
	237 - 272	2.661	22.478	8.115	657	34	691	5,2%
	273 - 308	2.842	23.976	9.896	740	71	810	9,6%
	309 - 344	3.030	25.459	11.862	828	120	948	14,5%
	345 - 381	3.434	28.846	14.945	985	204	1.189	20,7%
	> 381	57.016	474.758	526.805	25.034	8.144	33.178	32,5%
9 kW < P ≤ 10 kW	< 250	15.334	144.553	22.582	3.295	-	3.295	0,0%
	250 - 296	3.172	29.840	10.398	860	21	881	2,5%
	297 - 341	3.388	31.809	12.959	976	50	1.026	5,1%
	342 - 387	3.710	34.845	16.212	1.132	116	1.248	10,2%
	388 - 432	3.644	34.205	17.927	1.175	182	1.356	15,5%
	433 - 478	4.044	37.945	22.089	1.372	301	1.674	21,9%
	> 478	62.328	591.864	993.818	41.791	15.364	57.155	36,8%
Total		907.116	5.635.246	6.416.078	302.261	95.241	397.502	31,5%

Fuentes: Circular 1/2012, Circular 3/2012 y propuesta de Orden

Nota:

Se ha facturado el extremo superior de cada intervalo al precio del último intervalo por tramo de potencia de la propuesta de Orden.

– *Sobre la facturación del término de progresividad*

La propuesta de Orden establece que la progresividad se facturará con base en lecturas reales. Al respecto se indica que dado que con carácter general los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW son leídos con periodicidad bimestral y que la obligación mínima de lectura es semestral, el impacto sobre las facturas en las que se incluya la facturación de la progresividad podría ser muy relevante. Adicionalmente, se señala que habría que determinar un mecanismo alternativo al vigente para distribuir el consumo real entre dos fechas de lectura, a efectos de recoger la estacionalidad de los consumos.

– *Sobre la metodología para el establecimiento de las TUR*

En caso de mantener los términos de progresividad de la propuesta de Orden, se indica la necesidad de modificar la fórmula de cálculo establecida en la Orden ITC/1660/2009, a efectos de la incorporar en el cálculo del término de energía de la TUR, además del término de peaje de acceso el término de progresividad que corresponda.

Por último, en caso de mantener la progresividad incluida en la propuesta de Orden debería regularse explícitamente que para el precio establecido en el Artículo 21 de la Orden ITC 1659/2009 (precio disuasorio para clientes sin contrato de suministro en mercado), se considerará el precio de la TUR sin discriminación horaria y sin término de progresividad.

– *Sobre la función de la CNE en la determinación de los peajes de acceso*

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, incluye, entre las funciones de la CNE, la realización de la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución, de acuerdo con el marco tarifario y retributivo establecido en la Ley 54/1997 y en su normativa de desarrollo. A estos efectos se entenderá como metodología de cálculo de los peajes la asignación eficiente de dichos costes a los consumidores y a los generadores (artículo 1.treinta y dos), y se establecerá dicha metodología mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación.

Cabe señalar que, si bien, de acuerdo con la función decimonovena.i de la Ley 34/1998, la CNE es responsable únicamente de la asignación de una parte de los costes de acceso (transporte y distribución), no se considera adecuada la introducción de un término de progresividad, en la medida en que puede distorsionar la señal de precio que resulte de la metodología indicada y de la imputación de costes entre los términos fijos/variables de los peajes de acceso. Al respecto se indica que, según la metodología de asignación de los costes de transporte y distribución sometida a consulta pública a efectos de la elaboración de la Circular, una parte relevante del coste de transporte y distribución debería ser recuperada a través del término fijo de los peajes.

En este sentido, se considera que el diseño y el establecimiento de los términos de progresividad debieran formar parte de la metodología por la que se establecen los peajes de red, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo IX de la Directiva 2012/27/UE.

Adicionalmente, se indica que en la Consulta pública que ha realizado la CNE a efectos del establecimiento de la metodología de asignación de costes, se plantearon a los agentes diversas cuestiones relacionadas con la estructura de peajes vigentes. En respuesta a dicha consulta, de los 29 participantes, únicamente 3 se mostraron favorables a la introducción de un elemento de progresividad en los peajes de acceso, entendiendo dichos agentes la progresividad como una penalización sobre un umbral de consumo determinado.

6 PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE LOS COSTES DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

6.1 *Retribución de la actividad del transporte*

El artículo 6.3. del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*, establece lo siguiente:

*“El Ministerio de Industria, Energía y Turismo elevará al Gobierno para su aprobación **una propuesta de real decreto** que vincule la retribución por inversión de las instalaciones de transporte a los activos en servicio no amortizados”.*

Por otra parte, en el punto 1 de ese mismo artículo establece que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

Adicionalmente, en el artículo 39.1 del *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad* se establece como criterio para la actividad de transporte que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

Por lo tanto, durante el año 2012 se han modificado por Ley los criterios básicos para la determinación de la retribución del transporte de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en el *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica* y en el *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el mencionado artículo 6.3 del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo*, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de transporte recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma memoria se señala, a **importes provisionales**.

La CNE como ente regulador del sector energético, y una vez que ha recibido los costes auditados de la actividad, y que ha incluido en su *“Informe para la fijación del importe a reconocer a la*

actividad de transporte en los años 2008, 2009, 2010 y 2011, con su desglose por empresas”, de fecha 5 de diciembre de 2012, estaría en disposición de realizar a lo largo de 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, **una propuesta de real decreto** junto a **una propuesta de retribución** de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en los mencionados Reales Decretos-Ley.

Adicionalmente, cabe destacar que esta Comisión, está desarrollando un Sistema de Información Regulatoria de Costes, a efectos de dar cumplimiento al mandato específicos que le han sido establecidos en las siguientes disposiciones:

- Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, y más concretamente el mandato explícito a la Comisión Nacional de Energía, establecido en la disposición adicional segunda para el desarrollo de la información regulatoria de costes y la relativa a instalaciones de transporte inventariadas;
- Así como también en base a las funciones y competencias asignadas a la Comisión Nacional de Energía en la Disposición Adicional Undécima, Tercero punto 1, función 2ª, y Disposición Adicional Undécima, Tercero punto 4, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos,

El Sistema de Información Regulatoria de Costes tendrá la finalidad de permitir a la CNE disponer de una herramienta profesional de captación y tratamiento de la información técnica y económica de las actividades reguladas de transporte de electricidad, operación del sistema eléctrico, transporte de gas natural, regasificación, almacenamiento subterráneo de gas natural y gestión técnica del sistema gasista, fundamentalmente en relación a sus costes de inversión y de operación y mantenimiento.

El estudio y la determinación de los costes de estas actividades hacen necesario que la CNE disponga de información técnica y económica fiable y verificable, y que por otra parte se corresponda con los estados financieros auditados de las sociedades que desarrollan dichas actividades.

No obstante lo anterior, respecto de los importes establecidos en la propuesta de Orden, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, en el Real Decreto 2819/1998, en el Real Decreto-ley 13/2012 y en el Real Decreto-ley 20/2012, se señala que las mismas han sido actualizadas por respecto de las cantidades que figuran en dicha propuesta de Orden se corresponden con las contenidas en el *“Informe de solicitud de datos de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013”* aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 18 de octubre de 2012.

En primer lugar, posteriormente al envío al Ministerio de dicho informe, el Consejo de la CNE ha aprobado con fecha 5 de diciembre de 2012 el *“Informe para la fijación del importe a reconocer a la actividad de transporte en los años 2008, 2009, 2010 y 2011, con su desglose por empresas”*, habiéndose detectado que en el informe de 18 de octubre de 2012 no se habían considerado una serie de instalaciones de ejercicios anteriores al 2011, en tanto que para otras instalaciones los datos técnicos no se correspondían exactamente con lo declarado en las Auditorias, todo lo cual ha sido ahora subsanado con motivo de este informe.

En segundo lugar, en el presente informe se han utilizado los valores macroeconómicos a fecha octubre de 2012, que no estaban disponibles al calcular la retribución avanzada en octubre de 2012. Los valores macroeconómicos considerados en este cálculo de la retribución provisional para la actividad de transporte en 2013 son el IPC interanual de octubre 2012 y el IPRI interanual de octubre 2012, los cuales se muestran en la siguiente Tabla.

Año 2012	
IPC	3,5%
IPRI	0,6%

Fuente: INE

En tercer lugar, al realizar el informe previo de octubre de 2012 se consideró doblemente la amortización de las instalaciones puestas en servicio entre el periodo comprendido entre 1 de enero de 1998 y 31 de diciembre de 2007, medida que venía establecida en el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, por cuyo artículo 39 se modifica la retribución de la actividad de transporte para el ejercicio 2012 bajo el criterio de que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

Conviene señalar que en las cifras recogidas en el presente Informe no se ha incluido la retribución en concepto de costes de operación y mantenimiento desde su fecha de puesta en servicio correspondiente a las instalaciones puestas en servicio durante el año 2011, dado que su retribución comienza a devengarse, como se establece en el Real Decreto-ley 13/2012 en el año n+2, es decir, en 2013.

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

Asimismo es preciso señalar que actualmente se está informando en esta Comisión la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de cálculo del incentivo a la disponibilidad de la red de transporte de energía eléctrica al que se hace referencia en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008. Por lo tanto, no se va a considerar cantidad alguna por este concepto.

Sobre la base de todo lo anterior, la retribución provisional de la actividad del transporte debería ser la que se refleja en la siguiente Tabla:

Cuadro 14. Retribución provisional de la actividad del transporte

Retribución Transporte	TOTAL (miles de €)
PENINSULAR	1.557.195
Red Eléctrica de España, S.A.	1.519.108
Gas Natural Fenosa, S.A.	38.087
EXTRAPENINSULAR	146.990
Red Eléctrica de España, S.A.	146.990
Total	1.704.185

Al respecto, es preciso señalar que dado que a la fecha de emisión del presente Informe no se han aprobado aún los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento a considerar para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 en los territorios insulares y extrapeninsulares, se ha utilizado, ante esta carencia, para el cálculo de la retribución al transporte en 2013, los valores unitarios que esta Comisión propuso en el *“Informe solicitado por SEE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones de transporte puestas en servicio en los sistemas extrapeninsulares e insulares a partir del 1 de enero de 2008”*.

6.2 Retribución de la actividad de distribución

El artículo 5.5. del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*, establece lo siguiente:

*“El Ministerio de Industria, Energía y Turismo elevará al Gobierno para su aprobación **una propuesta de real decreto** que vincule la retribución por inversión percibida por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a los activos en servicio no amortizados”*.

Por otra parte, en el punto 1 de ese mismo artículo establece que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

Por lo tanto, durante el año 2012 se han modificado por Ley los criterios básicos para la determinación de la retribución de la distribución de electricidad, por lo que no resulta de aplicación en su totalidad lo dispuesto en 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*.

En tanto no sean desarrollados estos criterios básicos mediante el real decreto previsto en el mencionado artículo 5.5 del *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo*, los importes correspondientes a la retribución de la actividad de distribución recogidos en la propuesta de Orden que se informa, solo podrán corresponder, como en la misma memoria se señala, a **importes provisionales**.

La CNE como ente regulador del sector energético, y una vez que ha recibido los costes auditados de la actividad a través de sus Circulares 1/2012 y 3/2012, aprobadas el 8 de marzo y el 12 de julio de 2012, respectivamente, y que como consecuencia de la fecha de publicación en el BOE, la información auditada no se recibió hasta el 26 de noviembre de 2012, estaría en disposición de realizar, durante el primer trimestre del año 2013, incluido el correspondiente trámite de audiencia a las empresas implicadas, **una propuesta de real decreto** junto a **una propuesta de retribución** de la actividad para dicho año, que contemple todos los criterios establecidos en el mencionado Real Decreto-Ley.

Adicionalmente se señala que, la propuesta de Orden que se informa incluye como inversiones llevadas a cabo por las empresas distribuidoras en el ejercicio 2011, las cifras que está Comisión incluyo en su informe sobre la *“Propuesta de retribución definitiva para el año 2011 y de retribución provisional para el año 2012”*, aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 21 de diciembre de 2011.

Cabe destacar que en el momento de aprobación del citado informe, no se disponía de las Auditorias de inversiones en instalaciones de distribución del ejercicio 2011.

Con motivo de la elaboración del presente informe, se ha analizado pormenorizadamente toda la información remitida por las empresas distribuidoras y la contenida en las Auditorias presentadas relativas al ejercicio 2011 en cumplimiento de la Resolución de 13 de junio de 2012 dictada por la DGPEM por la que se establece una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución y transporte efectuadas durante el año 2011, habiéndose obtenido la inversión real que las citadas empresas han llevado a cabo en instalaciones de distribución en dicho ejercicio.

La retribución tanto por inversión como por operación y mantenimiento para dichas inversiones llevadas a cabo en el año 2011 es la que se muestra en la siguiente Tabla:

<i>Empresa o grupo empresarial</i>	<i>Y₂₀₁₁ (Miles de euros)</i>
<i>Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.</i>	<i>112.846</i>
<i>Unión Fenosa Distribución, S.A.</i>	<i>41.137</i>
<i>Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.</i>	<i>11.015</i>
<i>E.ON Distribución, S.L.</i>	<i>13.577</i>
<i>Endesa (peninsular)</i>	<i>114.516</i>
Total	293.091

6.3 Costes del Régimen Especial

La previsión del coste de las primas del régimen especial para 2013 del informe *“Solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013”* asciende a 9.185,2 M€, cifra que supera en 125,2 M€ a prevista en la propuesta de Orden. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la diferencia entre ambas previsiones se debe a la distinta previsión del precio de mercado. Cabe indicar que el precio de mercado incluido en las estimaciones de esta Comisión para el Régimen especial y para la compensación extrapeninsular

de 2013 asciende a 54,3 €/MWh, mientras que el Ministerio ha considerado una previsión más actualizada (55,45 €/MWh).

6.4 Coste del servicio de interrumpibilidad

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, el coste del servicio de interrumpibilidad de la demanda se estima en 484 M€, cifra que coincide con la prevista por el Operador del Sistema para 2013.

El coste del servicio de interrumpibilidad previsto para 2013 estimado según información aportada por el Operador del Sistema, asciende a 523 M€, cifra superior en 45 M€ a la considerada en la propuesta de Orden. El coste del servicio se ha estimado a partir de la información individualizada de las variables de facturación proporcionada por el Operador del Sistema, supuesto un precio de mercado para 2013 de 54,30 €/MWh, acorde con el precio medio del mercado diario previsto por la CNE para el escenario medio en el informe remitido a la Subdirección General de Energía el pasado 23 de octubre.

En caso de que se publicara la modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, en los mismos términos informados por esta Comisión, el coste del servicio de interrumpibilidad podría aumentar en torno a 242 M€ más de lo previsto.

6.5 Moratoria nuclear

La previsión del coste de la moratoria nuclear previsto para 2013, según los cálculos de esta Comisión, asciende a 75.600 miles de euros, cuantía que supera en 24.228 miles de euros a la resultante de aplicar la cuota de 0,374% de la propuesta de Orden a la previsión de ingresos por peajes de acceso del año 2013, que ascendería a 51.372 miles de euros.

En consecuencia, se propone aumentar la cuota correspondiente al 0,550%, para alcanzar el coste previsto de la moratoria nuclear para 2013, con objeto de evitar la ejecución de los avales del Estado como resultado de activar las condiciones de ingresos mínimos.

6.6 Compensación extrapeninsular

Ejercicio 2011

Teniendo en cuenta la información recibida en la CNE por parte de REE hasta 10 diciembre de 2012, la producción de energía eléctrica en régimen ordinario en 2011 asciende a 14 TWh en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (en adelante SEIE). El coste reconocido, según los parámetros definidos en las Órdenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, de esta producción es de 2.575 M€ de los cuales 929 M€ han sido liquidados por REE como OS a precio del mercado diario peninsular, resultando provisionalmente una compensación calculada por el OS de 1.646 millones de €.

Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2011							
Año / SEIE	Producción (GWh)	Costes			Liquidaciones		
		Coste var. (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total (M€)	Liquidación de REE (M€)	Comp. (M€)	Liquidaciones totales (M€)
Baleares	5.399	504	244	748	361	387	748
Canarias	8.283	1.417	288	1.705	542	1.163	1.705
Ceuta	203	36	25	61	13	48	61
Melilla	207	39	21	60	13	47	60
Total	14.092	1.997	578	2.575	928	1.646	2.575

Nota: (1) Los datos corresponden a liquidaciones C5 (m+10) en el período enero - octubre, y a C3 (m+3) en los meses de noviembre y diciembre.

Además, para prever la cantidad total de la compensación definitiva para el año 2011, hace falta suponer unos costes adicionales que no entran en los cálculos del OS, que vienen presentados en la tabla siguiente, aplicando los mismos supuestos que en el informe elaborado por la CNE para el MINETUR en octubre 2012 con el título "Avance de costes regulados del sistema eléctrico para la previsión de peajes de 2013". Por tanto, la compensación total prevista para el cierre de 2011 sigue siendo la cantidad de 1.725 M€.

Por otro lado, en cuanto a los ingresos de los generadores RO en los SEIE hay que tener en cuenta los siguientes:

- hasta el 16 de noviembre de 2012 la CNE ha ingresado por concepto de liquidación SEIE por la producción en 2011 un total de 884 M€, 3 M€ más que según el informe referido en octubre de 2012
- conforme a la normativa vigente, la liquidación nº 14/2011 de actividades y costes regulados contempla 417 M€ por este concepto
- la presente propuesta de Orden contempla en su Disposición adicional segunda un pago de 256,4 M€ a cargo de las liquidaciones de las actividades y costes regulados del año 2012 como liquidación de los costes del ejercicio 2011 en los SEIE.

Teniendo en cuenta la mencionadas fuentes de ingresos, el déficit previsto de generación en RO en los SEIE para 2011 alcanza los 167 M€.

Balance de costes e ingresos en los SEIE en 2011 (M€)		
Producción en RO (GWh)		14.094
Coste total de compensación SEIE	Comp. SEIE s/liq. C5	1.646
	Costes previstos adicionales	79
	Coste de grupos generación en alquiler	3
	Desviaciones de derechos emisión	50
	Costes recurrentes	15
	Coste adicional de combustible de apoyo	12
	TOTAL COMPENSACIÓN	1.725
Ingresos	Comp. pagado a cargo de cuenta "extrapeninsulares" hasta 15/11/2012	884
	Liq. Nº14/2011	417
	Compensación a pagar a cargo de actividades reguladas s/ Propuesta de Orden del 12/12/2012	256
	TOTAL INGRESOS	1.557
SALDO		-167

Adicionalmente señalar que la CNE no ha recibido hasta el momento la solicitud de análisis e inspección de los costes correspondientes al año 2011, tal y como se establece en el artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por lo que se ha de considerar la compensación correspondiente a este año como provisional.

Ejercicio 2012

A partir de los resultados reales habidos hasta la fecha, se ha elaborado una previsión para el cierre del año 2012, en la que se prevé un coste de compensación extrapeninsular de 1.722 M€.

Teniendo en cuenta los costes estimados a raíz de las medidas aplicables según Real Decreto-Ley 20/2012, dicha previsión de costes debe ser minorada en 100 M€, tal y como lo contempla la Propuesta de Orden y se presenta en el cuadro siguiente.

Balance de costes e ingresos en los SEIE en 2012 (M€)		
Producción en RO (GWh)		13.879
Coste total de compensación SEIE	Comp. SEIE prevista	1.681
	Costes previstos adicionales	42
	Coste de grupos generación en alquiler	3
	Desviaciones de derechos emisión	27
	Coste adicional de combustible de apoyo	12
	Total compensación prevista	1.722
	Minoración según RD-L 20/2012	-100
	TOTAL COMPENSACIÓN	1.622
Ingresos	Comp. pagado a cargo de tarifa de acceso	406
	Comp. pagado a cargo de PGE	1.217
	TOTAL INGRESOS	1.622
SALDO		0

Por tanto, y de acuerdo con el Real Decreto-ley 6/2009, el 25% (405,5 M€) de la compensación extrapeninsular debería correr a cargo de la tarifa de acceso quedando el 75% de los mismos (1.217 M€) para ser cubiertos por los Presupuestos Generales del Estado de 2013.

Ejercicio 2013

La previsión de la compensación extrapeninsular elaborada por la CNE en octubre de 2012 señalaba una cantidad total de 1.755 M€, que ha sido íntegramente adoptada en la Propuesta de Orden. Esta Comisión no tiene observación adicional.

6.7 Operador del Mercado

La propuesta de Orden establece, en su artículo 6, la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. correspondiente al año 2013 en 14.790 miles de euros, lo que supone un incremento del 2% respecto a la retribución establecida para el año 2012, y que esta cantidad se financiará de los precios que cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores del régimen ordinario y del régimen especial como a los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.

En concreto, los generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada en el caso del régimen especial superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 8,779038 €/MW de potencia disponible, cantidad un 2% superior a la establecida para el año 2012 en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.

Por otra parte, los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, pagarán al Operador del Mercado 0,024888 euros por cada MWh que figure en el último programa horario final de cada

hora. Dicha cuantía es un 2% superior a la establecida para el año 2012 en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 8,779038 €/MW a las instalaciones de régimen ordinario y especial que actúan en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, con potencia neta o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW, previstas para 2013, y la cantidad fijada en la propuesta de 0,024888 €/MW al Programa Horario Final del MIBEL previsto para 2013, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Mercado de 15.050 miles de euros, cifra superior a la cuantía establecida en la Propuesta de Orden (14.790 miles de euros).

Cuadro 15. Pagos estimados para la financiación del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2013

AGENTE DE MERCADO	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	Programa Horario Final (GWh)	RETRIBUCIÓN OMEL Miles €
ESPAÑA R.Ord	61.259	50.422		5.312
ESPAÑA R.Esp peninsular	41.505	9.926		1.046
ESPAÑA (comercializadores, cc, gestor de cargas) - peninsular.			266.847	6.641
PORTUGAL R.Ord	10.707	8.143		858
PORTUGAL R.Esp	7.466	2.036		215
PORTUGAL (comercializadores, cc, gestor de cargas)			39.341	979
TOTAL	120.938	70.527	306.188	15.050

Notas:

- Para los datos de potencia de régimen ordinario en España se han considerado los incrementos previstos en 2013 en la tecnología de bombeo turbinación y las bajas de las centrales de carbón previstas y de una nuclear.
- Se ha considerado la estimación de potencia de régimen especial incluida en este informe para la zona española.
- Se ha considerado que no hay variación de potencia disponible en Portugal, ni de régimen ordinario ni de régimen especial con respecto a 2012.
- Se ha tomado la demanda del Programa Horario Final del MIBEL desde el 1/12/2011 hasta el 30/11/2012, aplicando la variación prevista de demanda para el 2013: un -0,3% en España y un 0% en Portugal.

En el Anexo II del presente informe se presenta un análisis detallado sobre la retribución del Operador del Mercado para 2013.

Adicionalmente, tal y como esta Comisión indicó en sus informe 39/2011 y 6/2012 respecto al diferente diseño de los precios a pagar por la generación y por la demanda para la financiación del Operador del Mercado y el Operador del Sistema, respectivamente, coincide con el diseño diferenciado de los precios de la propuesta de Orden para la financiación del Operador del Mercado, teniendo en cuenta que un precio para la generación similar al de la comercialización, en términos de €/kWh en lugar de €/kW, permitiría su traslación directa al precio del mercado

diario, y por tanto, se repercutiría toda la financiación del Operador del Mercado a la demanda, en lugar de afectar a los agentes del mercado (generación y demanda) en función de los servicios que efectivamente se les preste, tal y como indica el RDL 13/2012.

Finalmente, se indica que en la tabla de disponibilidades que se incluye en el artículo 6 de la Propuesta a fin de calcular la potencia disponible de cada tecnología, se debería eliminar el valor para el lignito pardo, dado que ya no se consume este tipo de carbón en España.

6.8 Operador del Sistema

La propuesta de Orden asigna una retribución al Operador del Sistema correspondiente al año 2012 de 40.410 miles de euros, lo que supone un incremento del 2% respecto de la retribución en 2012.

De acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, dicha retribución será asumida a partes iguales, por un lado, por el conjunto de los generadores del régimen ordinario y especial situados en el territorio nacional y, por otro lado, por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de carga que actúen en el ámbito geográfico nacional por otro.

Los generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, situados en el territorio nacional, pagarán al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta, o instalada por CIL en el caso del régimen especial, superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 23,99 euros/MW de potencia disponible, superior en un 2% a la cuantía establecida en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Por otra parte, los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito geográfico nacional pagarán al operador del sistema 0,06783 euros por cada MWh que figure en el último programa horario operativo de cada hora, cuantía superior en un 2% a la establecida en la mencionada Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Aplicando la cantidad fijada en la propuesta de 23,99 €/MW a las instalaciones de régimen ordinario y especial situados en el territorio nacional, con potencia neta o instalada en el caso del régimen especial, superior a 1 MW, previstas para 2013, y la cantidad fijada en la propuesta de 0,06783 €/MW al Programa Horario Final del MIBEL previsto para 2013, se obtendría una recaudación para la retribución del Operador del Sistema de 37.770 miles de euros, cifra inferior a la prevista en la Propuesta de la Orden (40.410 miles de euros).

A pesar de que en la propuesta de Orden se establezca que se incluirá en la liquidación 14/2013 las diferencias entre la retribución prevista y los ingresos resultantes de aplicar las cuotas consideradas, se propone su revisión con objeto de adecuar los pagos a la retribución prevista.

Cuadro 16. Pagos estimados para la financiación del Operador del Sistema para 2013

AGENTE DE MERCADO	POTENCIA NETA/INSTAL (MW)	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	Programa Horario final (GWh)	RETRIBUCIÓN OS Miles €
<i>PENÍNSULA R.Ord</i>	61.259	50.422		14.515
<i>PENÍNSULA R.Esp</i>	41.505	9.926		2.857
<i>PENÍNSULA (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			266.847	18.100
<i>EXTRAPENINSULARES R.Ord</i>	5.099	4.240		1.221
<i>EXTRAPENINSULARES R.Esp peninsular</i>	465	106		31
<i>EXTRAPENINSULARES (comercializadores, cc, gestor de cargas)</i>			15.423	1.046
TOTAL	108.328	64.694	282.270	37.770

Notas:

- Para los datos de potencia de régimen ordinario en España se han considerado los incrementos previstos en 2013 en la tecnología de bombeo turbinación y las bajas de las centrales de carbón previstas y de una nuclear.
- Se ha considerado la estimación de potencia de régimen especial incluida en este informe.
- Se ha tomado la demanda del Programa Horario Final de la península zona española desde el 1/12/2011 hasta el 30/11/2012, aplicando la variación prevista de demanda para el 2013: un -0,3% en España. Se ha considerado la demanda prevista para 2013 para los sistemas extrapeninsulares.

En el Anexo III del presente informe se presenta un análisis detallado sobre la retribución del Operador del Sistema para 2013.

6.9 Anualidades para la financiación del déficit de ejercicios anteriores

Déficit de actividades reguladas ejercicio 2005

El importe estimado de la anualidad de 2013 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, a efectos de su consideración en la determinación de la tarifa, asciende a 296.184,60 miles de euros. En el Cuadro 17 se detallan las hipótesis de cálculo de la anualidad correspondiente al déficit de ingresos en las liquidaciones correspondiente a 2005 que debería imputarse en el ejercicio tarifario 2013.

Cuadro 17. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente al déficit 2005 en 2013

TITULIZACION DEL DEFICIT DE TARIFA DE 2005		
IMPORTE PROVISIONAL PENDIENTE DE COBRO A 31-12-12 (miles de euros)		
IdPC a 31-12-11	2.622.699,92	:importe definitivo pendiente de cobro a 31-12-11 (Resolución de 27 de abril de 2012 de la DGPEYM)
Anualidad provisional 2012	313.352,49	:anualidad prevista 2012 (Orden IET/3586/2011)
i(N)2011	0,01505	:euribor medio 3M noviembre 2011, Act 365
IPPC a 31-12-12	2.348.819,06	:importe provisional pendiente de pago a 31-12-12
ANUALIDAD 2013 (miles de euros)		
i(N)2012	0,00195	:euribor medio 3M noviembre 2012, Act 365
p	8	:número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2013	296.184,60	:anualidad año 2013

Fuente: CNE y Resolución de 27 de abril de 2012 de la DGPEYM

Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2013 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, y se precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, asciende a 96.409,44 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses de noviembre de 2012 (0,195%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,845% (Véase Cuadro 18).

Cuadro 18. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2013

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-12 (miles de euros)		
(+) IdPC a 31-12-11	1.042.446,93	:importe definitivo pendiente de cobro 31-12-11 según consta en la Resolución de 31 de mayo de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(N)2011 + difer.	0,02155	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2011, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2012	22.464,73	:intereses devengados en el año 2012 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2012	103.629,96	:anualidad año 2012 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo
(=) IdPC a 31-12-12	961.281,70	:Importe pendiente de cobro a 31-12-2012
ANUALIDAD 2013 (miles de euros)		
i(N)2012 + difer.	0,00845	:media del euribor a 3 meses de noviembre 2012, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	10,46	: número de pagos anuales pendientes
Anualidad 2013	96.409,44	

Fuente: CNE y Resolución de 31 de mayo de 2012 de la DGPEYM

Derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010 susceptibles de ser cedidos al Fondo de Titulización

Según el Real Decreto 437/2010 la diferencia entre las anualidades previstas y las que resulten de las sucesivas emisiones tendrán la consideración de ingresos o costes liquidables del sistema, por lo que se hace necesario actualizar las anualidades correspondientes al ejercicio 2012, a efectos del cálculo de las anualidades provisionales del ejercicio 2013.

La liquidación provisional 5/2012 del sector eléctrico, que ha liquidado la CNE, incluye la liquidación de los derechos de cobro pendientes tras la 22ª emisión de FADE, de las categorías “Peninsular 2006”, “Déficit 2009” y “Déficit 2010” (sin desajuste), con cargo a las anualidades del desajuste de ingresos para 2012 establecidas en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012, una vez recabadas por parte del Comité de Seguimiento del Proceso de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico y emitidas las oportunas aceptaciones por las empresas cedentes y por la entidad cesionaria. A la fecha de desembolso de la 22ª emisión de FADE, el importe de dichas categorías ascendía a 28.018,02 €.

Teniendo en cuenta la citada liquidación, así como las emisiones de FADE realizadas hasta la fecha, únicamente quedan pendientes de cesión, tras la 29ª emisión de FADE, derechos de cobro de las empresas eléctricas de las categorías Extrapeninsulares 2003-2005, Déficit 2010 (desajuste) y Déficit 2011. El resto de categorías de derechos de cobro, establecidas en el R.D. 437/2010, han sido satisfechas a las empresas eléctricas en su totalidad.

Asimismo, en la liquidación provisional 7/2012 del sector eléctrico, se ha procedido a aplicar lo establecido en el artículo 42 del Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, en lo relativo al tipo de interés definitivo a aplicar a efectos de cálculo del precio de cesión al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico de los “Derechos de Cobro peninsular 2006”, que ha supuesto un importe de 73,463 M €.

Para el derecho de cobro Extrapeninsulares 2003-2005, se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012, según el artículo 3 del R.D. 437/2010, como se indica a continuación:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 publicado en la Resolución de 24 de enero de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos al fondo de titulización.
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses anuales reconocidos, resultantes de la aplicación del tipo de interés Euribor a tres meses de noviembre de 2011 (1,5057%).

- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad reconocida en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre.
- El importe resultante se multiplica por el porcentaje del derecho de cobro que aún no ha sido cedido a FADE.

Cabe destacar que el importe pendiente de cobro del Déficit 2010 (desajuste) y del Déficit 2011, para las empresas eléctricas, es distinto que el valor del derecho susceptible de cesión a FADE (que no se actualiza con un tipo de interés, ni tampoco se reduce con las anualidades que perciben las empresas eléctricas).

Así, para el derecho de cobro Déficit 2010 (desajuste), se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 para las empresas eléctricas, según el siguiente procedimiento:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 de 2.313,16 M €
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses, considerando el tipo de interés provisional del 2% fijado en la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo.
- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad que será satisfecha a los titulares en 2012, en concepto de desajuste, y que asciende a 203,83 millones €

Para el derecho de cobro Déficit 2011, se ha estimado el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 para las empresas eléctricas, según el siguiente procedimiento:

- Se parte del importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011 de 2.888,92 M €, calculado como el importe reconocido de 3.000 M€ menos la anualidad percibida de 111,017 M€
- Dicha cantidad se incrementa con los intereses, considerando un tipo de interés provisional del 2%. Para los importes cedidos a FADE en cada una de las emisiones realizadas en 2012, únicamente se reconocen intereses por los días transcurridos desde el 1 de enero hasta la fecha de cesión (excluida), considerando un año base de 365 días. Para el importe no cedido a FADE, se consideran intereses por todo el año.
- De la cantidad resultante de la operación anterior, se deduce el importe de la anualidad que será satisfecha a los titulares en 2012. La anualidad prevista inicialmente en la Orden IET/3586/2011 se ha ido ajustando con cada emisión de FADE realizada en 2012, en base al porcentaje de titularidad del derecho resultante después de cada emisión.
- Al importe resultante se le restan las cantidades cedidas a FADE en las emisiones realizadas en 2012.

Para el derecho de cobro Déficit 2012, el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 es de 0 €, dado que se han cedido a FADE, en 2012, la totalidad de los derechos de cobro reconocidos por valor de 1.500 millones €.

Una vez estimado el importe pendiente de cobro para las distintas categorías de derechos, se ha calculado la anualidad para 2013 teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 7 y 13 años), y el tipo de interés de actualización. Éste es el Euribor a 3 meses del mes de noviembre de 2012 en base ACT 365, que asciende al 0,195% para la categoría de derechos Déficit Extrapeninsulares 2003-2005, y el 2%, fijado de forma provisional, para el Déficit 2010 (desajuste) y el Déficit 2011¹⁰.

Cuadro 19. Anualidades provisionales para 2013 por los derechos de cobro reconocidos en el Real Decreto 437/2010

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Anualidad 2012 (€)	% Derecho no cedido	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	365.702.994,52	1,505%	48.862.719,62	0,0085%	27.532,73
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2006	679.827.653,05	1,505%	57.968.141,61	0,00%	0,00
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2007	0,00	1,505%	0,00	0,00%	0,00
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2008	0,00	1,505%	0,00	0,00%	0,00
Derechos de Cobro peninsular 2006	1.575.982.469,59	1,505%	170.935.633,30	0,00%	0,00
Derechos de Cobro peninsular 2008	676.371.675,12	1,505%	67.178.902,98	0,00%	0,00
Derechos de Cobro Déficit 2009	7.758.856,74	1,705%	670.474,00	0,00%	0,00

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Anualidad 2012 (€)	Importe cedido a FADE en 2012	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
Derechos de Cobro Déficit 2010 - desajuste (eléctricas)	2.313.156.342,91	2,000%	203.831.526,41	0	2.155.587.943,35
Derechos de Cobro Déficit 2011 (eléctricas)	2.888.982.254,67	2,000%	236.565.141,53	692.822.433,36	2.016.802.443,71
Derechos de Cobro Déficit 2012	1.500.000.000,00	0,000%	0,00	1.500.000.000,00	0,00

Categoría Derechos de Cobro	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2013 (€)
Derechos de Cobro Extrapeninsulares 2003-2005	27.532,73	0,195%	7	3.963,99
Derechos de Cobro Déficit 2010 - desajuste (eléctricas)	2.155.587.943,35	2,000%	12	203.831.526,41
Derechos de Cobro Déficit 2011 (eléctricas)	2.016.802.443,71	2,000%	13	177.717.309,00
Total eléctricas	4.172.417.919,79			381.552.799,40

Fuente: CNE

En coherencia con la disposición adicional primera del Real Decreto 437/2010, que establece que los cálculos previstos en el citado Real Decreto se han de realizar en euros con dos decimales, se señala que sería deseable que las anualidades que se han de publicar en la Orden fueran publicadas en € con dos decimales.

Anualidad correspondiente a FADE

A fecha 17 de diciembre de 2012 se habían realizado, en total, 29 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª) y 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones, excepto por el importe recaudado en las emisiones 23ª y 24ª, que servirá para refinanciar vencimientos de bonos

¹⁰ La Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, reconoce un tipo de interés provisional del 2% para el Déficit 2010. Se ha considerado este mismo tipo de interés para el Déficit 2011.

emitidos por FADE. En este sentido, el importe de las emisiones 23ª y 24ª no incrementa la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no genera ninguna anualidad.

El importe total cedido por las empresas eléctricas en las 16 emisiones de 2012 ha ascendido a 5.462 millones €.

Para estimar el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012 de los derechos cedidos a FADE en cada una de las 27 emisiones con cesión de derechos realizadas hasta la fecha, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 9.2.i del R.D. 437/2010 para las emisiones realizadas en 2012, y el procedimiento establecido en el artículo 9.2.ii para las emisiones que fueron realizadas en 2011. En el primer caso, los intereses se calculan con la TIR de la emisión, con comisiones, más 30 puntos básicos. En el segundo caso, los intereses se calculan con el tipo de interés con el que se fijó la anualidad de 2012, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2011, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro 20. Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2012 de las emisiones realizadas en 2011. Euros

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2011 (€)	Tipo de interés (i)	Intereses	Anualidad 2012 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
1ª	1.910.550.717,26	5,617%	107.315.633,79	200.035.232,67	1.817.831.118,38
2ª	1.917.734.224,33	5,617%	107.719.131,38	200.033.410,19	1.825.419.945,52
3ª	1.924.160.832,29	5,617%	108.080.113,95	199.863.386,95	1.832.377.559,29
4ª	972.133.026,36	5,617%	54.604.712,09	100.326.503,65	926.411.234,80
5ª	1.480.837.328,93	5,617%	83.178.632,77	150.240.524,06	1.413.775.437,63
6ª	312.534.686,41	5,617%	17.555.073,34	31.528.713,76	298.561.045,98
7ª	95.105.540,31	5,617%	5.342.078,20	9.594.312,21	90.853.306,30
8ª	120.963.363,01	5,617%	6.794.512,10	12.181.694,07	115.576.181,04
9ª	95.071.721,15	5,617%	5.340.178,58	9.565.974,14	90.845.925,58
10ª	565.792.487,98	5,617%	31.780.564,05	56.855.491,36	540.717.560,67
11ª	145.206.241,73	5,617%	8.156.234,60	14.591.519,68	138.770.956,65
Total FADE	9.540.090.169,77		535.866.864,84	984.816.762,74	9.091.140.271,86

Cálculo del importe pendiente de cobro a 31/12/2012 de las emisiones realizadas en 2012. Euros.

Emisión	Importe cedido	Fecha	Días	Tipo de interés	Intereses	Liquidaciones devengadas	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)
12ª	248.817.383,61	03/02/2012	333	4,410%	10.010.843,63	21.006.558,59	237.821.668,65
13ª	225.411.259,92	03/02/2012	333	4,050%	8.328.791,66	18.561.038,24	215.179.013,34
14ª	364.925.549,60	08/02/2012	328	3,970%	13.018.943,94	29.432.825,55	348.511.667,98
15ª	164.003.559,57	10/02/2012	326	3,660%	5.361.164,03	12.863.275,13	156.501.448,48
16ª	160.722.549,00	10/02/2012	326	4,034%	5.790.785,00	12.941.709,49	153.571.624,51
17ª	199.678.000,00	10/02/2012	326	3,763%	6.711.029,87	15.775.643,12	190.613.386,76
18ª	233.670.531,00	15/02/2012	321	6,670%	13.706.985,31	22.095.012,36	225.282.503,95
19ª	575.006.200,00	20/02/2012	316	6,853%	34.115.165,11	54.150.871,00	554.970.494,11
20ª	131.082.665,51	20/02/2012	316	6,788%	7.703.379,90	12.293.748,02	126.492.297,39
21ª	123.778.750,00	27/02/2012	309	6,910%	7.240.853,40	11.439.847,92	119.579.755,48
22ª	842.413.280,00	06/03/2012	301	5,242%	36.416.302,86	68.028.475,84	810.801.107,02
25ª	77.256.623,56	12/11/2012	50	6,544%	692.558,01	1.128.725,63	76.820.455,94
26ª	111.910.609,80	20/11/2012	42	5,741%	739.290,69	1.303.544,87	111.346.355,62
27ª	1.744.137.500,00	11/12/2012	21	4,456%	4.471.490,70	9.315.507,80	1.739.293.482,90
28ª	99.218.356,16	18/12/2012	14	5,359%	203.944,01	375.594,19	99.046.705,98
29ª	160.299.343,84	28/12/2012	4	5,511%	96.812,02	175.140,76	160.221.015,10
Total FADE	5.462.332.161,57				154.608.340,14	290.887.518,50	5.326.052.983,19

Una vez estimado el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2013 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 13,07 años para la emisión 1ª y 14,99 años para la emisión 29ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 5,568%.

El tipo de interés de actualización, según lo establecido en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010, ha sido comunicado a la CNE la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización, mediante escrito de fecha 30 de noviembre de 2012, de fecha de entrada en la CNE 3 de diciembre, el tipo de interés de devengo en 2013 para los derechos de cobro cedidos a FADE. Éste se ha calculado siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2012, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos.

Dentro de las emisiones vivas a 30 de noviembre, fecha establecida por el R.D. 437/2010, no se han considerado las emisiones 27ª, 28ª y 29ª de FADE, cuyas fechas de desembolso¹¹ son el 11, 18 y 28 de diciembre de 2012, respectivamente, y por lo tanto son posteriores al 30 de noviembre.

Cabe destacar que la anualidad de 2013 se ha calculado a partir de las emisiones realizadas hasta el 17 de diciembre de 2012. Las emisiones que se realicen en 2013 en las que las empresas eléctricas cedan derechos de cobro generarán, asimismo, una anualidad para FADE, que será considerada como coste liquidable del sistema. Adicionalmente, la amortización de emisiones de FADE, o la realización de emisiones que no conlleven la cesión de derechos de cobro por parte de las empresas eléctricas, generarán un ajuste por la variación en el tipo medio de interés del Fondo que será considerado coste o ingreso liquidable del sistema, según lo establecido en el artículo 8.2 del R.D. 437/2010.

¹¹ La fecha de desembolso es la fecha de cesión efectiva.

Cuadro 21. Anualidades provisionales para 2013 por los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2012 (€)	Tipo de interés (i)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2013 (€)
1ª	1.817.831.118,38	5,568%	13,07	199.453.935,89
2ª	1.825.419.945,52	5,568%	13,15	199.449.282,23
3ª	1.832.377.559,29	5,568%	13,24	199.276.573,33
4ª	926.411.234,80	5,568%	13,38	100.029.459,34
5ª	1.413.775.437,63	5,568%	13,76	149.785.681,46
6ª	298.561.045,98	5,568%	13,89	31.432.548,05
7ª	90.853.306,30	5,568%	13,89	9.565.048,60
8ª	115.576.181,04	5,568%	13,93	12.144.453,88
9ª	90.845.925,58	5,568%	13,95	9.536.697,10
10ª	540.717.560,67	5,568%	13,98	56.681.186,39
11ª	138.770.956,65	5,568%	13,98	14.546.785,66
12ª	237.821.668,65	5,568%	14,09	24.799.781,07
13ª	215.179.013,34	5,568%	14,09	22.438.629,97
14ª	348.511.667,98	5,568%	14,10	36.325.236,96
15ª	156.501.448,48	5,568%	14,11	16.304.384,61
16ª	153.571.624,51	5,568%	14,11	15.999.154,35
17ª	190.613.386,76	5,568%	14,11	19.858.180,22
18ª	225.282.503,95	5,568%	14,12	23.458.953,74
19ª	554.970.494,11	5,568%	14,13	57.762.555,65
20ª	126.492.297,39	5,568%	14,13	13.165.597,89
21ª	119.579.755,48	5,568%	14,15	12.434.417,70
22ª	810.801.107,03	5,568%	14,18	84.191.956,18
25ª	76.820.455,94	5,568%	14,86	7.734.870,90
26ª	111.346.355,62	5,568%	14,88	11.201.395,53
27ª	1.739.293.482,90	5,568%	14,94	174.515.199,20
28ª	99.046.705,98	5,568%	14,96	9.929.407,22
29ª	160.221.015,10	5,568%	14,99	16.041.260,39
Total FADE	14.417.193.255,07			1.528.062.633,51

Fuente: CNE

6.10 Desajuste del ejercicio 2012

Según el R.D.-Ley 14/2010, todos los déficits en liquidaciones de actividades reguladas, generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a recibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso en los años sucesivos hasta su facturación.

Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que se fijará en la Orden por la que se aprueben los peajes. A este respecto, la propuesta de orden ministerial ha establecido de forma provisional un tipo de interés del 2%.

Se considera, por una parte, que la Orden debiera establecer, además del tipo de interés reconocido, el valor del desajuste previsto para el ejercicio 2012, conforme a la normativa vigente.

Por otra parte, se considera que debería adoptarse una metodología para la determinación del tipo de interés. Puede verse al respecto el Informe 38/2011 de la CNE de 21 de diciembre de 2011 sobre el Proyecto de Orden por la que se determina el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de los déficit de ingresos y desajustes temporales a tenor de lo contemplado en el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

En consonancia con el citado informe, el tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado podría fijarse como la suma del Interest Rate Swap (IRS) a un año, y un diferencial, calculado como el promedio de los CDS a un año de una cesta de utilities europeas, del índice Dow Jones STOXX Total Market Utilities, cuya calificación crediticia se encuentre dentro del rango que se establezca, excluyendo de este grupo a las empresas de sectores diferentes del gas y de la electricidad, las empresas que operen fuera del marco de regulación de las directivas europeas y las empresas que representen valores atípicos en la muestra final.

6.11 Pagos por capacidad

De acuerdo con la aplicación de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, y la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad durante los años 2012 y 2013.

Para ello se ha considerado que, tal como establece el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, la reducción del incentivo a la inversión del 10% resulta de aplicación con carácter excepcional únicamente durante el año 2012. Por tanto, para el año 2013, se han considerado los valores establecidos en la Orden ITC/3127/2011, previos a la reducción del 10%. Se ha considerado la aplicación del servicio de disponibilidad para todo el año 2012, y para todo el año 2013, establecidos en la mencionada Orden.

Adicionalmente, durante los periodos cubiertos por la estimación, se han tenido en cuenta las altas de unidades de bombeo con derecho a cobro de pagos por capacidad que tendrán lugar durante el año 2013, así como la finalización de los derechos de cobro en concepto de incentivo a la inversión para aquellas unidades cuyo plazo de cobro expire en dicho periodo.

Además, se ha supuesto que en 2013 todas las centrales acreditarán una potencia media disponible anual equivalente al 90 % de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2, a efectos del cobro del servicio de disponibilidad, salvo aquellas que hayan dejado de cobrarlo a lo largo de 2012, para las que se ha realizado el ajuste correspondiente.

A continuación se muestra la estimación de los costes derivados de los derechos de cobro por incentivo a la inversión y servicio de disponibilidad partiendo de dichos supuestos, para los años 2012 y 2013. De acuerdo con las hipótesis anteriores, el coste del pago por capacidad ascendería a 800 M€ en 2012 y 812 M€ en 2013, que resultan superiores a las estimaciones incluidas en la

Memoria Económica de la Orden (736 M€ en 2012 y 2013), tal y como puede observarse en el cuadro siguiente.

Cuadro 22. Pagos por capacidad estimados para 2012 y 2013 de acuerdo con la aplicación de la Propuesta de Orden. Península

Tecnología Miles de €	Año 2012			Año 2013		
	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad
Memoria económica de la Orden	548.000	188.000	736.000	548.000	188.000	736.000
Estimación CNE	613.419	187.059	800.477	619.816	192.512	812.328

Fuente: CNE, Orden ITC/3127/2011, Real Decreto-ley 13/2012 y propuesta de Orden

Por otra parte, es necesario modificar el plazo de aplicación de la prórroga de la Orden ITC/3127/2011, referente al cobro de pagos por capacidad en concepto de servicio de disponibilidad. La Disposición adicional sexta de la Propuesta de Orden indica que el servicio de disponibilidad a medio plazo definido en la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, sea de aplicación para el periodo de un año, a contar desde el día 1 de enero de 2013.

Se hace notar que el pago del servicio de disponibilidad previsto actualmente en la Orden ITC/3127/2011, resulta de aplicación durante un año desde su entrada en vigor, esto es hasta el 15 de diciembre de 2012. Por tanto, si el objetivo de la mencionada disposición es prorrogar la aplicación actual de la Orden ITC/3127/2001, el plazo de un año debería comenzar a contar desde el 16 de diciembre de 2012, y no desde el 1 de enero de 2013, como se establece en la Propuesta de Orden.

Finalmente, cabe indicar que si se aplicara en 2013 la propuesta de la CNE del servicio de garantía de suministro, aprobada por su Consejo en su sesión del 5 de diciembre de 2012, el coste de este mecanismo alcanzaría los 721 M€, cifra inferior a los 812 M€ que resultarían de la aplicación de la Propuesta de Orden.

Cuadro 23. Pagos por capacidad estimados para 2013 de acuerdo con la aplicación de la propuesta de Orden y de la Propuesta de mecanismo de garantía de suministro de la CNE. Península

Mecanismo Miles de €	2013 Propuesta CNE mecanismo garantía de suministro		
	Incentivo inversión	Pago disponibilidad	Total pago por capacidad
Propuesta de Orden -Estimación CNE	619.816	192.512	812.328
Propuesta de servicio de garantía de suministro de la CNE	489.540	231.877	721.417

Fuente: CNE, Orden ITC/3127/2011, Real Decreto-ley 13/2012 y propuesta de Orden

6.12 Sobrecoste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro

Se estima que los sobrecostos resultantes en 2012 y 2013 de la aplicación del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010 ascienden a 493.540 y 419.563 miles de €, respectivamente.

Cuadro 24. Coste del mecanismo de Restricciones por garantía de suministro en 2012 y 2013

Año	Coste del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (Miles €)
2012	493.540
2013	419.563

Fuente: CNE, Orden ITC/3127/2011, Real Decreto-ley 13/2012 y propuesta de Orden

Nota: Precios medios ponderados previstos en el mes de diciembre y en el año 2013: 51,32 €/MWh y 55,77 €/MWh, respectivamente (precio base futuros: 49,83 €/MWh, 54,30 €/MWh, respectivamente).

Los costes unitarios de generación para el tercer y cuarto trimestres son los establecidos en la Resolución de 4 de octubre de 2012 y la Resolución de 28 de noviembre de 2012, respectivamente. Para 2013, se han considerado los costes unitarios establecidos en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, incrementados los costes variables con un IPC del 2%.

Para 2013, se han considerado los volúmenes de producción previstos en la Resolución de 8 de febrero de 2011 más la energía prevista para 2012 que no será producida en este año, según el plan anual mensualizado de REE correspondiente al mes de diciembre.

No se han tenido en cuenta las posibles revisiones que puedan derivarse de las liquidaciones definitivas de 2011 del mecanismo de RGS, excepto la que corresponde por el pago de los peajes de generación del año 2011 (0,5 €/MWh por el volumen quemado, 184,69 TWh, según datos de REE).

7 OTRAS CONSIDERACIONES

7.1 Artículo 8. Revisión de tarifas y precios regulados

Según la información que se acompaña a la propuesta de Orden, en virtud de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a la actualización anual o trimestral, según corresponda, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

En el caso de la cogeneración, las actualizaciones se refieren al primer trimestre de 2013.

Respecto a las actualizaciones anuales:

Las actualizaciones anuales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007 o a la aplicación directa de la variación del índice de referencia, según se recoja en el propio real decreto citado, según corresponda, para las siguientes instalaciones:

1. Para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2, en función de la evolución del precio del carbón y del IPC, respectivamente, según el Anexo VII del citado real decreto.
2. Para las instalaciones de la categoría b), del subgrupo a.1.3, y de la disposición transitoria décima, tomando como referencia el incremento del IPC menos 50 puntos básicos.
3. Para las instalaciones de los grupos c.1 y c.3, tomando como referencia el incremento del IPC. Respecto de la actualización del grupo c.4, el RD 661/2007 establece que se realizará atendiendo al incremento del IPC, así como la evolución del mercado de electricidad y del mercado del carbón en los mercados internacionales, ponderado al 50%.
4. Para las instalaciones acogidas al apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, tomando como referencia el incremento del IPC.
5. Para las instalaciones acogidas al apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, *“con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.1.”*
6. Igualmente se procede a la revisión del valor del complemento por energía reactiva regulado en el artículo 29.1 del Real Decreto 661/2007, y del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión, tomando en ambos casos como referencia el incremento del IPC menos 50 puntos básicos.
7. Para el valor de la prima de referencia de las instalaciones del subgrupo b.2.1, se ha tenido en cuenta lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 1614/2010

Finalmente, de acuerdo con el artículo 12 del RD 1578/2008, se actualizan los valores de las instalaciones fotovoltaicas inscritas en el registro de pre asignación de retribución en las convocatorias correspondientes al año 2009, 2010 y 2011.

Los valores resultantes en las tarifas, primas y complementos sujetos a esta variación, incluidos en el anexo IV de la propuesta de Orden, son coherentes con la variación de los parámetros que afectan a dichas actualizaciones indicadas en la propuesta de Orden¹².

Únicamente, esta Comisión destaca que se ha detectado un error en el apartado cuarto del anexo IV de la propuesta de Orden, en los valores de la tarifa y prima de referencia correspondientes a las instalaciones de los subgrupos c.1 y c.3, puesto que se han actualizado con un valor de IPC-0,5%, cuando el valor de actualización debe ser únicamente el IPC.

Respecto a las actualizaciones trimestrales:

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo con el procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.
2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

¹² Incremento del IPC de 347,5 puntos básicos, correspondiente a una variación interanual de octubre 2011 a octubre 2012, e incremento de los precios del carbón del 2,87%

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo con el procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.
2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

Se ha de señalar en primer lugar, que las tarifas y primas vigentes para estos subgrupos se corresponden con las establecidas en la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, dado que las revisiones correspondientes al tercer y cuarto trimestre de 2012, informadas por la CNE en el pasado mes de octubre, no han sido aún publicadas.

En este sentido, se ha detectado un error de redacción en el apartado primero del artículo 8, en el que se hace referencia a una revisión de dos trimestres, cuando corresponde únicamente al primer trimestre de 2013, y en el apartado segundo del mismo artículo 8 en el que las variaciones anuales se remiten al anexo III cuando se refieren realmente al anexo IV de la propuesta de Orden.

Finalmente, en lo que se refiere a la revisión trimestral de los grupos a.1.1., a.1.2 y c.2., así como los aplicables a la disposición transitoria segunda, teniendo en cuenta lo anterior, y considerando el resto de parámetros (variaciones de IPC, precios CIF, etc.) la CNE entiende que las tarifas y primas resultantes, incluidas en el anexo III de la propuesta de Orden para la revisión del primer trimestre de 2013 son coherentes con la variación de los mencionados índices¹³.

7.2 Disposición adicional cuarta. Prima de riesgo utilizada en el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso de energía eléctrica

La Disposición adicional cuarta de la propuesta de Orden relativa a la “Prima de riesgo utilizada en el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso de energía eléctrica” establece que la prima de riesgo (PR_p) utilizada para la determinación del coste estimado de la energía en base a lo dispuesto en los artículos 9 y 13 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, tomará un valor nulo al aplicar el procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso que estén vigentes en cada momento a partir de 1 de enero de 2013.

Esta Comisión valora positivamente esta medida, coincidente con la propuesta de la CNE contenida en el “Informe de la CNE sobre propuesta de modificación de la prima de riesgo incluida en el término del coste estimado de la energía (CE) de la tarifa de último recurso de energía

¹³ Incremento de 131,5 puntos del IPC a partir del 1 de enero, decremento del 0,669% en el precio del GN, y un incremento del 1,944% del GLP

eléctrica”, aprobado por el Consejo de esta Comisión en su sesión del día 13 de diciembre de 2011 (“Informe de 13 de diciembre 2011”¹⁴).

La propuesta de Orden, en línea con la OM de peajes vigente, establece la eliminación temporal de la prima a partir de 1 de enero de 2013, y no permanente, en tanto en cuanto no ha sido suprimido el artículo 13 de la Orden ITC/1659/2009, de forma análoga a lo establecido en 2012 por la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, en la que también se anuló el valor de la prima de riesgo para dicho año 2012.

El “Informe de 13 de diciembre 2011” desarrolla la propuesta de modificación del término “prima de riesgo” en base a la experiencia e información acumulada en la supervisión del proceso de desarrollo de la subasta CESUR, teniendo en cuenta especialmente el periodo comprendido desde la entrada en vigor del Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo.

Cabe señalar, que las conclusiones emitidas en dicho informe continúan siendo válidas con datos del año 2012.

En particular, en dicho informe se señala que entre los riesgos a los que se enfrenta el CUR y que podrían justificar la existencia de una prima estaría, en primer lugar, el asociado a la diferencia entre el volumen solicitado por los CUR para adquirir en las subastas CESUR y el volumen que finalmente han podido cubrir al precio CESUR. En este sentido desde la entrada en vigor del RD 302/2011, los CUR han obtenido una cobertura al precio CESUR de prácticamente el 100% de su solicitud de compra, por el efecto combinado de participación en subastas CESUR y la propia aplicación del RD 302/2011, por lo que no soportan ningún riesgo por este concepto. Se señala que únicamente en 3 horas del 1 de enero de 2012 (horas 6, 7 y 8) el volumen casado por el régimen especial a tarifa en el mercado fue inferior, entre 0,3 MW y 45,8 MW¹⁵, a la diferencia entre el volumen solicitado por los CUR y el adquirido en la subasta CESUR correspondiente y que debe por tanto, ser cubierto con dicho RE a tarifa. Asimismo, en dichas horas el precio del mercado diario se situó en un promedio de 23,28 €/MWh, frente a un precio de CESUR de 52,99 €/MWh, precio al que se habría proporcionado la cobertura por el RE a tarifa

En segundo lugar, en el “informe de 13 de diciembre de 2011” se consideró como fuente de riesgo los errores de previsión a los que se enfrentan los CUR por la diferencia entre la solicitud de los CUR en CESUR que se realiza en base a previsiones de demanda y su adquisición de energía (en términos de productos base y punta) durante el periodo de liquidación. El análisis realizado muestra que estos riesgos han sido prácticamente nulos, ya que si se toma en consideración el periodo desde la entrada en vigor del SUR, la valoración económica ex-post de los desvíos (errores de previsión), para la coyuntura de precios plazo-spot registrada en el periodo analizado, ha sido en términos agregados favorable para todos los CUR.

¹⁴ En concreto, en dicho Informe CNE se planteaba la eliminación de la prima de riesgo incluida en el término CE de la TUR, bien a través de la modificación del artículo 9.1 y la supresión del artículo 13 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, o bien a través de la modificación del artículo 13.1 de la Orden ITC/1659/2009, de forma que se estableciera que la prima tomará valor nulo.

¹⁵ La solicitud de los CUR para el primer trimestre de 2012 ascendió a 7.251 MW en carga base y 363 MW en carga punta. En la subasta CESUR se adjudicaron 4.000 MW en carga base y 363 MW en carga punta.

Por tanto, las conclusiones incluidas en el “informe CNE de 13 de diciembre de 2011” y en las que se consideraba que no se justificaba la existencia de la prima de riesgo en el término del coste estimado de la energía (CE) de la TUR, por lo que proponía su eliminación o en su defecto que la prima tomará un valor nulo, continúan siendo válidas en el año 2012.

7.3 Disposición adicional octava. Mandato a la Comisión Nacional de la Energía

La disposición adicional octava de la propuesta de Orden establece un mandato a la Comisión Nacional de Energía para que, en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la orden, elabore y envíe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema y del operador del mercado teniendo en cuenta lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Esta Comisión valora positivamente la propuesta de metodología solicitada a la CNE, dado que se enmarca dentro de lo trasladado por la CNE en el “Informe sobre el sector energético español. Parte I: Medidas para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico” donde se indicaba: “La CNE debería ser la responsable de determinar la metodología por la que se establezca tanto la retribución del operador del sistema como los precios que éste cobre a los sujetos del mercado, teniendo en cuenta los costes incurridos en el ejercicio de su actividad, en la medida en que correspondan a los de un gestor eficiente, y tengan en consideración una rentabilidad adecuada.

Se considera que las acciones relativas a fijar la retribución del operador del sistema de acuerdo con una metodología establecida, la determinación de los precios que éste cobre a los agentes, y la desagregación de la función del operador del sistema a una sociedad de nueva creación, debe realizarse revisando, en consonancia, la retribución del transporte, al objeto de no trasladar un incremento de costes que finalmente acabe repercutiendo al consumidor.

Asimismo, la CNE debería ser la responsable de elaborar la metodología por la que se establecen los precios que el operador del mercado cobra a los sujetos del mercado por los servicios que presta”.

En este sentido, cabe destacar que la CNE está llevando a cabo el desarrollo de un sistema de contabilidad regulatoria de costes (SICORE) para las actividades reguladas de transporte de electricidad, operación del sistema eléctrico nacional, transporte de gas natural, regasificación, almacenamiento subterráneo de gas natural y gestión técnica del sistema gasista. El establecimiento de dicho sistema permitirá por un lado conocer los costes imputados en distintas actividades reguladas (entre las que se encuentran el transporte y la operación del sistema) por las empresas con un nivel de detalle predeterminado y a su vez, en función de la comparativa con costes homogéneos de distintas empresas, valorar la razonabilidad de los mismos. Es por ello que se entiende que hasta que no se tenga disponible el sistema que permita validar los costes en los que incurre REE en el desarrollo de la actividad de Operación del Sistema, no deberían de fijarse las retribuciones correspondientes a los mismos.

Se considera, por tanto, que el desarrollo de este modelo y los resultados obtenidos del mismo son elementos imprescindibles para el correcto diseño de una metodología retributiva acorde a las

actividades realizadas por el Operador del Sistema, basada en unos costes realmente incurridos y verificados, sobre los que se tengan en cuenta los incentivos adecuados.

Como se ha indicado anteriormente, esta Comisión considera necesario introducir incentivos en la propuesta de retribución del operador del sistema, para una gestión eficiente de los procesos y mercados de operación que gestiona, entendiendo que la gestión eficiente debe contemplar la seguridad del sistema y la continuidad del suministro, objetivos principales, pero también procurar la minimización del coste sobre los consumidores finales. La introducción de dichos incentivos requiere realizar un análisis en profundidad de la actividad de operación del sistema, y ha de realizarse con cautela.

Adicionalmente, cabe señalar que en paralelo esta Comisión habrá de desarrollar la propuesta de retribución del Operador del Mercado y que, de forma simétrica, se ha propuesto incluir una disposición adicional similar en la Orden por la que se establecen los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas para la metodología de cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema.

Por ello, el plazo de 3 meses establecido para que la CNE proponga una propuesta de metodología, se considera demasiado corto, y se propone, en su lugar, un plazo de un año.

7.4 Disposición transitoria segunda. Consumidores que sin tener derecho a tarifa de último recurso, transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

La disposición transitoria segunda de la Propuesta de Orden establece que los consumidores conectados en alta tensión y baja tensión que a 31 de diciembre de 2012 estén siendo suministrados por un comercializador de último recurso y el 1 de enero de 2013 carezcan de un contrato de suministro en el mercado libre, (siempre que no estén incluidos en la excepción establecida en el artículo 3.3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril), podrán seguir siendo suministrados por dicho comercializador de último recurso hasta el 31 de diciembre del 2013.

El precio que deberán pagar estos clientes por la electricidad consumida al comercializador de último recurso durante este periodo será el correspondiente a la aplicación de la facturación de la tarifa de último recurso, TUR, sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria, incrementado sus términos un 20 por ciento.

A noviembre de 2012, unos 46.500 clientes sin derecho a TUR están siendo suministrados por un CUR, tal y como muestra la tabla siguiente. De éstos, parte corresponde a clientes que se han quedado transitoriamente sin contrato, y parte a algunos que no han conseguido todavía contratar el suministro en mercado libre desde julio de 2009. De estos 46.500 clientes, alrededor de un 16% corresponden a suministros esenciales, por lo que no podría aplicárseles la suspensión de suministro.

Cuadro 25. Evolución de los consumidores sin derecho a la TUR que son suministrados por el CUR a precio disuasorio

Tipo de consumidor\ CUR	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12
Grandes Clientes (AT)	189	178	193	184	178	225	188	188	219	222	176
Grandes Clientes (BT)*	596	522	504	444	389	332	304	299	281	304	256
AAPP (Alta tensión)	806	787	754	707	688	666	621	613	589	570	533
AAPP (Baja Tensión)	17.359	16.153	15.020	14.327	13.330	12.530	10.076	10.522	10.335	9.968	9.737
Pymes (AT)	1.223	1.178	1.126	1.098	1.050	1.061	1.022	1.021	1.005	990	967
Pymes (BT)	16.368	15.541	15.517	14.787	13.459	13.048	12.616	12.484	12.160	11.953	11.765
Domésticos (AT)	125	125	133	132	127	130	134	134	131	135	138
Domésticos (BT)	28.630	27.570	26.777	26.420	25.913	25.154	24.503	24.033	22.647	21.792	22.709
Otros (AT)	29	29	32	34	35	25	22	22	23	25	33
Otros (BT)	188	227	246	245	283	219	208	222	232	247	239
Total	65.513	62.310	60.302	58.378	55.452	53.390	49.694	49.538	47.622	46.206	46.553

(*) Puntos de suministro clasificados en BT correspondientes a Grandes clientes que agrupan varios puntos de suministro en AT y BT (suelen corresponder a grandes clientes que se quedan transitoriamente sin contrato en espera de resultado de un nuevo concurso)

De acuerdo con el informe de la CNE sobre el Real Decreto que modifica el Real Decreto 1955/2000¹⁶, con el fin de evitar la ampliación sistemática de los plazos máximos previstos tras los cuales se propone la suspensión del suministro y teniendo en cuenta que el número de consumidores en esta situación ha ido reduciéndose paulatinamente (cabe señalar que, en febrero de 2010, primer mes del que se dispone de información con este desglose, se encontraban en régimen transitorio 354.636 suministros) y no es significativo en la actualidad¹⁷, se considera más operativo la eliminación de plazos máximos y el establecimiento permanente de un precio disuasorio que puedan satisfacer los consumidores que transitoriamente se queden sin contrato. En particular, dicho precio disuasorio se correspondería con la TUR sin discriminación horaria, sin considerar el término de progresividad, más un 20%, en tanto exista dicha referencia de precio.

Por lo tanto, se propone la eliminación del punto 2 de la Disposición Transitoria Segunda y la eliminación, en el punto 1 de la misma disposición, de la referencia al 31 de diciembre de 2013, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013.

Adicionalmente, para que de forma permanente los comercializadores de último recurso puedan seguir suministrando a los consumidores que no tienen derecho a la tarifa de último recurso, se

¹⁶ www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne164_11.pdf

¹⁷ A 30 de junio de 2012, había 9,8 Millones de consumidores en mercado libre y 18,8 Millones suministrados por un CUR (datos referidos a los clientes en las redes de las 5 principales distribuidoras y a 270 empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes)

propone incorporar una disposición adicional en la Orden a efectos de eliminar el segundo párrafo del punto 2 del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. Asimismo, se hace necesario definir el precio que deberán pagar los consumidores en régimen transitorio: la TUR sin discriminación horaria y sin término de progresividad. En particular, se propone incluir la siguiente disposición final:

“Disposición final xxxx. Modificación de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica

El artículo 21.2 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica queda redactado de la siguiente manera:

“2. El precio que deberán pagar estos clientes por la electricidad consumida al comercializador de último recurso será el correspondiente a la aplicación de la facturación de la tarifa de último recurso, TUR sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria y sin término de progresividad.”

Finalmente, cabe señalar que la propuesta anterior de establecimiento permanente de un precio disuasorio que puedan satisfacer los consumidores que transitoriamente se queden sin contrato debería ir acompañada de una serie de medidas encaminadas a asegurar la protección de los derechos de los consumidores y fomentar la transparencia y participación activa de los consumidores en el mercado.

Dichas medidas forman parte de una serie de propuestas regulatorias ya remitidas al MIET¹⁸. En resumen, en dichos informes se proponen un conjunto de medidas relativas a:

- *Protección de los derechos de los consumidores*
 1. Introducir en la Ley del Sector Eléctrico un nuevo artículo de derechos de los consumidores en relación con el suministro, de manera que se introduzcan en la Ley de forma unificada, todos los derechos de los consumidores contemplados en el Anexo I de la

¹⁸ Véase : “Informe 34/2011 de la CNE sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”, aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión del 27 de octubre de 2011; “Informe 32/2011 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural”, aprobado por el Consejo de la CNE el 18 de octubre de 2011. “Informe de la CNE sobre la propuesta de un modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de suministro de último recurso” aprobado por el Consejo de la CNE el 7 de junio de 2012.

Directiva de forma similar a cómo se ha realizado en el artículo 57.bis de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

2. Regular expresamente para electricidad el derecho del consumidor “a tener a su disposición sus datos de consumo y mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro registrada. La parte encargada de la gestión de datos estará obligada a facilitar estos datos a la empresa utilizando los formatos y procedimientos desarrollados reglamentariamente. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.”
 3. Separar el servicio de atención al cliente de los comercializadores libres y de último recurso del mismo grupo empresarial (distinto número de teléfono gratuito y fax y dirección de correo electrónico) en aras a una mayor transparencia para evitar generar confusión en los consumidores en lo que concierne a quién puede suministrarles en determinadas circunstancias y bajo qué condiciones económicas.
 4. Regular los procesos de alta de nuevos puntos de suministro de forma que se establezca claramente la información necesaria para solicitar la acometida, la contratación y la puesta en servicio y el plazo en que deben realizarse dichos trámites por parte del comercializador y el distribuidor.
- *Mejora del tratamiento de las reclamaciones.*
- Para la tramitación eficiente de un sistema de reclamaciones se requiere:
1. Unicidad de la instancia ante la que se plantea, tramita y resuelve la reclamación.
 2. Clasificación homogénea y estandarizada a nivel nacional de conflictos o reclamaciones que se puedan plantear sobre las distintas fases o conceptos del suministro.
 3. Procedimiento reglado (y planes de compensación a nivel nacional) que deberá contemplar, en todo caso, las vías de acceso a reclamar más amplias por parte de los consumidores, y que detalle formularios, plazos y criterios sobre los que las reclamaciones serán resueltas, siempre sobre criterios de proporcionalidad, equidad y compensación al consumidor.
 4. Difusión pública de la información derivada de la gestión de las reclamaciones.
 5. Incluir en las facturas de suministro la información sobre el procedimiento de tramitación de reclamaciones.
 6. Estándares sobre gestión de reclamaciones comunes a los sectores del gas y la electricidad determinados a nivel nacional.

Se propone un mecanismo independiente para la tramitación eficaz de reclamaciones y solución extrajudicial de conflictos con las siguientes características:

1. Con carácter general, todos los consumidores domésticos (tanto los sujetos tarifas reguladas como los consumidores domésticos en el mercado libre), dispondrán de pleno acceso a mecanismos administrativos de resolución de reclamaciones relativas al suministro, que sean vinculantes para las empresas y que incluyan la posibilidad de reembolso y compensación.
2. Se propone que los órganos de consumo de las Comunidades Autónomas sean competentes para resolver, en vía administrativa, tanto las reclamaciones sobre la

modalidad de suministro regulado de último recurso y, en general, cuando se refieran a conceptos regulados, como las que se refieren a los contratos en mercado libre.

3. Fomento del sistema arbitral de consumo como mecanismo de resolución de las reclamaciones de los consumidores, si bien teniendo en cuenta su carácter voluntario para las empresas.
4. Desarrollar un sistema de información de quejas y reclamaciones global, en coordinación con las CCAA, con el objetivo último de realizar una supervisión efectiva de la evolución del mercado minorista, lo que es relevante para proponer medidas de liberalización en el mercado doméstico.
5. Precisar normativamente las exigencias de calidad en la atención al consumidor exigibles a los comercializadores, incluyéndose entre dichas exigencias, la concreción de plazos y consecuencias jurídicas del incumplimiento de la misma.

– *Medidas relacionadas con la facturación.*

1. Regular el contenido mínimo de las facturas¹⁹ para todos los consumidores, con el objeto de facilitar al consumidor la comprensión de la factura y, en su caso, capacitarle para realizar las gestiones que tengan que ver con la misma.
2. Establecer que la facturación sea de periodicidad mensual²⁰ con base en lecturas reales, salvo que no se disponga de contadores de teled medida, en cuyo caso la lectura y facturación será como máximo bimestral.

– *Medidas específicas para fomentar la transparencia y la participación activa de los consumidores en el mercado.*

1. Obligar a los comercializadores, a aportar una información transparente y clara en su página web sobre sus ofertas comerciales para los consumidores doméstico-comerciales. (una obligación en este sentido, aunque no tan detallada como la que se indica ya existe en el sector del gas).
2. Obligar a los comercializadores a ofrecer un servicio básico (sólo de gas o electricidad), sin incluir servicios adicionales, en el caso de que se apreciase una dificultad creciente para el consumidor de llevar a cabo una comparación entre las ofertas disponibles.
3. El proceso de sustitución de los equipos de medida debería ser paralelo a la integración de los equipos sustituidos en los correspondientes sistemas de teled medida y telegestión. Se considera necesario fomentar la utilización de la información de la telegestión para facilitar a los consumidores domésticos los datos de teled medida de sus contadores, así como las herramientas necesarias que les permitan analizar y optimizar sus consumos.
4. Para mejorar la gestión de la demanda, se deberá establecer desde la regulación la información que los distribuidores deben poner a disposición de los comercializadores que comercialicen a consumidores en baja tensión, en los casos en que exista equipo con teled medida, o cuando éste no exista.

¹⁹ En este sentido, el 8 de junio de 2012 el Consejo de la CNE ha remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la “Propuesta de un modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de suministro de último recurso” en la que se establece un contenido mínimo para los consumidores acogidos al suministro de último recurso.

²⁰ Véanse Informe 34/2011 e Informe 1/2012 de la CNE.

5. Mantener y difundir el Comparador de ofertas de gas y electricidad de la CNE a organizaciones de consumidores y Comunidades Autónomas, introduciendo, en su caso, mejoras para aumentar su utilización por parte de los consumidores.
 6. Promover la realización de procesos de switching colectivo.
- *Mejora de la regulación y supervisión de los procesos de cambio de suministrador.*
1. Introducción de los principios generales que deben gobernar el cambio de suministrador en los Reales Decretos 1955/2000 y 1434/2002 de acuerdo con la propuesta de OCSUM aprobada por la CNE.
 2. Establecer, en los reglamentos de desarrollo, que las comunicaciones entre distribuidores y comercializadores relacionadas con los cambios de suministrador y otras modificaciones contractuales se realicen en formato electrónico, mediante procedimientos operativos y formatos homogéneos y públicos, aprobados por circular de la CNE a propuesta de OCSUM.
 3. Especificar el alcance exacto del plazo máximo de tres semanas previsto por el Real Decreto Ley 13/2012 para las actuaciones que corresponden a los comercializadores y a los distribuidores en relación con los cambios de suministrador.
 4. Evitar que el distribuidor pueda obstaculizar de manera discrecional los cambios de suministrador requiriendo documentación adicional sobre la conformidad del cliente o la verificación de la titularidad del contrato o alegando deficiencias técnicas en las instalaciones del consumidor.
 5. Incorporar la obligación en electricidad (que sí que está prevista para gas) de enviar la liquidación de cierre en el plazo de seis semanas y desarrollar, para electricidad, un procedimiento de contratación telefónica que está previsto en gas.
 6. Establecer tipos específicos de infracciones por incumplimiento de distribuidores y comercializadores asociadas a los procesos de cambio de suministrador y acceso a las bases de datos de puntos de suministro en gas.
 7. Establecer un procedimiento ágil y sencillo de reposición del cliente en los casos en que se haya producido un cambio de suministrador sin su consentimiento y que sea iniciado por el comercializador existente del cliente si éste así lo requiere.
 8. Regular las consecuencias de este cambio de suministrador no consentido, de forma que los comercializadores tengan un incentivo para evitar que sucedan este tipo de situaciones.
 9. Establecer claramente en la normativa que los sistemas de verificación del efectivo consentimiento del consumidor que ponga en marcha OCSUM ofrezcan resultados suficientemente representativos y desglosados por empresa, de forma que pudieran tener también eficacia disuasoria.
 10. Reducir las penalizaciones previstas en la normativa para el caso de resolución del contrato de suministro antes del periodo establecido.

7.5 Ejecución de las Sentencias de la Audiencia Nacional relativas al IDAE

En relación a las cantidades a devolver por el **IDAE** se ha de señalar que, hasta el ejercicio 2009, si bien existen diversas sentencias que anulan los preceptos por los que se establecía una dotación al IDAE con cargo a tarifas, no existía pronunciamiento alguno en relación a la Orden de transferencia de fondos al IDAE desde la cuenta específica de la CNE.

A partir del ejercicio 2009, existe una Sentencia de la Audiencia Nacional de 24 de febrero de 2011, en la que, además de la nulidad del precepto de la Orden de peajes de 2009 en que establecía la dotación al IDAE con cargo a la tarifa eléctrica, determina, por primera vez, la nulidad de la Orden que regula la transferencia de fondos al IDAE desde la cuenta específica de la CNE. Según esto, las cantidades cedidas al IDAE en los ejercicios sujetos a liquidaciones de las actividades reguladas, cuya transferencia de fondos ha sido declarada nulas, son:

Año	Importe (miles)
2009	308.900
2010	308.900
TOTAL	617.800

El Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 marzo, establece, en su artículo 9, el ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas de la partida de Efectivo y otros activos líquidos equivalentes del IDAE, en proporción a la facturación total derivada de la aplicación de los peajes de acceso eléctricos y de gas.

Según esto, de los 616.385 miles de € ingresados por el IDAE, 509.127 miles de euros, han sido destinados a las liquidaciones del sector eléctrico. Dado que las cantidades incluidas en la tarifa eléctrica han ascendido a 617.800 miles de euros, faltarían aún por ejecutar 180.672 miles de €

**ANEXO I. SOLICITUD DE DATOS POR PARTE DE
LA SUBDIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA
ELÉCTRICA PARA LA ELABORACIÓN DE LA
ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES
DE ACCESO A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2013**



Comisión
Nacional
de Energía

**SOLICITUD DE DATOS POR PARTE
DE LA SUBDIRECCIÓN GENERAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA
ELABORACIÓN DE LA ORDEN POR
LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES
DE ACCESO A PARTIR DEL 1 DE
ENERO DE 2013**

18 de octubre de 2012

1 OBJETO

El objeto del presente informe es dar respuesta a la solicitud de información de la Subdirección General de Energía Eléctrica, de fecha 4 de septiembre de 2012.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe podrán ser susceptibles de actualización con la última información disponible, con objeto del informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes de acceso para 2013. Al respecto, se señala que, a la fecha de elaboración de este informe, no se dispone de la totalidad de la información solicitada, por lo que algunas previsiones serán objeto de actualización, aspecto indicado en los epígrafes correspondientes.

2 CONSIDERACIONES PREVIAS

Como en años anteriores el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) ha solicitado a esta Comisión una serie de datos necesarios para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 4 de septiembre con entrega el 15 de octubre de 2012.

Para responder a la citada solicitud, esta Comisión dispone de la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas y de la información que solicita a los agentes para la elaboración del preceptivo informe sobre la propuesta de tarifas.

En particular, la CNE solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) previsión de la demanda en barras de central (b.c) para el cierre de 2012 y 2013 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2012 y 2013. Asimismo, solicitó información sobre las instalaciones de transporte y distribución, el coste de generación en los sistemas extrapeninsulares, las primas del régimen especial, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad. El plazo del que disponían los agentes para remitir la información correspondiente finalizó el pasado 30 de septiembre de 2012, si bien a la fecha de elaboración del presente informe no se ha recibido la totalidad de la información.

En relación con lo anterior, cabe señalar que no se dispone de la totalidad de la información con la desagregación requerida¹. Se señala que, algunas previsiones aportadas serán actualizadas con objeto de informar la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes de acceso en diciembre de 2012.

¹ Particularmente, la relativa a la desagregación del bono social por tarifas de referencia, así como información sobre los consumidores acogidos a TUR conectados a distribuidoras con menos de 100.000 clientes.

3 ESCENARIO DE DEMANDA E INGRESOS PREVISTO PARA EL CIERRE DE 2012 Y 2013

3.1 *Demanda en barras de central y en consumidor final previstas para el cierre de 2012 y 2013*

En este epígrafe se describe la previsión de demanda en barras de central y en consumo para el cierre de 2012 y 2013, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregadas por tarifa de acceso para el cierre de 2012 y 2013, para el total nacional y el sistema peninsular y para cada uno de los sistemas extrapeninsulares e insulares, según solicitud de la Subdirección General de Energía Eléctrica.

En el Anexo VI, para mayor información, se aporta el Boletín Mensual de Indicadores Eléctricos y Económicos, actualizado a septiembre de 2012.

Previsión del Operador del Sistema de demanda en b.c. para el cierre de 2012 y 2013

Respecto a esta partida, se trasladan las previsiones remitidas por el OS el pasado 1 de octubre. A fecha más cercana al informe de la propuesta de Orden de peajes para 2013 se pedirá al OS actualización si así se considera oportuno.

En el Cuadro 1 se presenta el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2012 y 2013. De acuerdo con la información aportada², el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 264.813 GWh, inferior en un 1,9% a la demanda en b.c. registrada en 2011. La contracción de demanda para 2012 se explica por la reducción en un 2% y en un 0,3% de la demanda en b.c. peninsular y balear, respectivamente, parcialmente compensada por un aumento de la demanda en b.c. en el resto de los subsistemas extrapeninsulares.

El OS estima en 264.364 GWh la demanda en b.c. nacional para 2013, lo que supone una reducción del 0,2% respecto de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2012. Según indica el OS, la demanda en b.c. correspondiente al ejercicio 2013 se mantiene con respecto a la previsión de cierre del ejercicio 2012, en caso de descontar en la demanda de 2012 el efecto del año bisiesto. Por subsistema, la demanda en b.c. peninsular se reduce un 0,3% y la demanda en b.c. en todos los subsistemas extrapeninsulares aumenta respecto al cierre previsto para 2012. En particular, la demanda en b.c. en Baleares aumenta un 2,4% en Canarias un 1,2%, en Ceuta un 14,7% (explicada por un incremento vegetativo de la demanda del 0,9% y un incremento del 6,9% por la puesta en servicio de nuevas instalaciones) y en Melilla un 7,8% (explicada por un incremento vegetativo de la demanda del 0,9% y un incremento del 6,9% por la puesta en servicio

² En la información facilitada por el OS se proporciona una única previsión para el cierre del ejercicio 2012 y 2013 (es decir, no se aportan escenarios alternativos) y no se descompone para la demanda peninsular la variación consecuencia de la variación de la actividad económica, de la variación de la temperatura y del efecto laboralidad.

de nuevas instalaciones). La demanda en b.c. extrapeninsular aumenta, en términos medios, un 2,0% respecto al cierre previsto para el ejercicio 2012.

Cuadro 1. Previsiones del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2012 y 2013

	2011 (1)	Previsión cierre 2012		Previsión 2013	
	GWh	GWh	% variación 12 sobre 11	GWh	% variación 13 sobre 12
Peninsular	254.786	249.690	-2,0%	248.941	-0,3%
Extrapeninsular	15.030	15.123	0,6%	15.423	2,0%
Baleares	5.743	5.726	-0,3%	5.866	2,4%
Canarias	8.869	8.951	0,9%	9.061	1,2%
Ceuta	203	223	10,1%	256	14,7%
Melilla	215	222	3,4%	240	7,8%
Demanda nacional	269.816	264.813	-1,9%	264.364	-0,2%

Fuente: OS

(1) De acuerdo con la información contenida en El Sistema Eléctrico Español 2011, REE.

Previsión de las empresas distribuidoras de demanda en consumo para el cierre de 2012 y 2013

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNE a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2012 y 2013.

Según dichas previsiones, se estima que en 2012 el consumo en el sistema peninsular alcanzará los 230.393 GWh, un 0,8% inferior a la demanda en consumo registrada en 2011. Por lo que respecta a la demanda en consumo para los sistemas extrapeninsulares e insulares se caracteriza por el mantenimiento de la demanda en los subsistemas de Baleares y Canarias y un aumento del consumo en los subsistemas de Ceuta y Melilla.

Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2012 (244.358 GWh) supone una reducción respecto de la demanda registrada en 2011 del 0,7%.

En cuanto al ejercicio 2013, según las previsiones de las empresas, la demanda en consumo peninsular (228.792 GWh) experimentará una caída 0,7% respecto de la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2012, superior a la contracción de la demanda en b.c. prevista por el OS para el mismo ejercicio (-0,3%).

Según estas mismas previsiones, la demanda en consumo extrapeninsular se mantendrá en 2013 (13.966 GWh) cercana a la previsión de cierre de 2012 (13.965 GWh), si bien su composición por grupo tarifario es diferente. En particular, las empresas prevén que la contracción de la demanda de los consumidores conectados a baja tensión con potencias contratadas inferiores a 15 kW (-3,4%) será compensada por un aumento de la demanda del resto de consumidores (2,5%).

Por último, la demanda en consumo nacional prevista por las empresas para el ejercicio 2013 (242.759 GWh) experimentará una reducción de 0,7% respecto de la previsión de cierre de 2012 (244.358 GWh).

Cuadro 2. Previsión de demanda en consumo para el cierre de 2012 y 2013 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2012						% variación 2012 sobre 2011					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	111.381	3.955	5.059	133	142	120.670	-1,0%	-1,4%	-1,9%	-0,3%	5,6%	-1,0%
Pc (1) > 10 kW	67.460	2.120	2.934	68	78	72.661	-1,2%	-2,8%	-3,1%	-0,1%	6,0%	-1,3%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	9.451	303	436	5	11	10.206	-3,0%	-3,1%	-3,6%	-0,6%	4,8%	-3,0%
Pc > 15 kW	34.469	1.532	1.689	60	53	37.803	-0,1%	0,9%	0,7%	-0,5%	5,2%	0,0%
Media tensión	70.060	1.215	2.978	61	74	74.388	-0,4%	2,0%	1,8%	13,9%	8,7%	-0,3%
3.1 A	15.608	402	745	10	21	16.786	0,5%	1,4%	1,4%	-3,3%	8,4%	0,6%
6.1	54.452	812	2.232	51	53	57.601	-0,7%	2,4%	1,9%	18,1%	8,8%	-0,5%
Alta tensión	48.952	133	216	0	0	49.301	-0,9%	36,9%	38,0%			-0,7%
6.2	16.482	133	216	0	0	16.830	3,0%	36,9%	38,0%			3,5%
6.3	8.495	0	0	0	0	8.495	1,6%					1,6%
6.4 (2)	23.975	0	0	0	0	23.975	-4,3%					-4,3%
Total Consumo	230.393	5.303	8.252	194	216	244.358	-0,8%	0,0%	0,1%	3,7%	6,6%	-0,7%

	Previsión de 2013 (GWh)						% variación 2013 sobre 2012					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	110.038	3.870	4.950	133	146	119.138	-1,2%	-2,2%	-2,2%	0,0%	3,0%	-1,3%
Pc (1) > 10 kW	66.313	2.043	2.834	68	81	71.339	-1,7%	-3,6%	-3,4%	0,0%	3,4%	-1,8%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	9.193	291	420	5	11	9.920	-2,7%	-4,0%	-3,8%	0,0%	2,3%	-2,8%
Pc > 15 kW	34.533	1.536	1.697	60	55	37.879	0,2%	0,2%	0,5%	0,0%	2,7%	0,2%
Media tensión	70.176	1.229	3.021	60	79	74.564	0,2%	1,2%	1,5%	-2,4%	6,2%	0,2%
3.1 A	15.789	405	753	10	22	16.980	1,2%	0,8%	1,0%	0,0%	5,8%	1,2%
6.1	54.387	823	2.268	50	57	57.585	-0,1%	1,3%	1,6%	-2,9%	6,4%	0,0%
Alta tensión	48.578	181	297	0	0	49.056	-0,8%	36,6%	37,6%			-0,5%
6.2	16.855	181	297	0	0	17.333	2,3%	36,6%	37,6%			3,0%
6.3	8.411	0	0	0	0	8.411	-1,0%					-1,0%
6.4 (2)	23.312	0	0	0	0	23.312	-2,8%					-2,8%
Total Consumo	228.792	5.280	8.268	193	225	242.759	-0,7%	-0,4%	0,2%	-0,8%	4,1%	-0,7%

Fuente: Empresas

Notas:

(1) Pc: Potencia contratada

(2) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cabe señalar que la previsión de la demanda en consumo para el cierre de 2012 y 2013 que resulta de considerar las variables de facturación previstas por las empresas es incoherente con el escenario de previsión de demanda en b.c. del OS, resultando unas pérdidas implícitas para el sistema nacional, peninsular y extrapeninsulares, anómalas en algunos subsistemas respecto de las pérdidas registradas históricamente. A efectos ilustrativos, en el Cuadro 3 se muestran las pérdidas implícitas por subsistema que resultan de comparar las previsiones del OS y de las empresas para los ejercicios 2012 y 2013.

Cuadro 3. Previsión de demanda b.c. y en consumo para el cierre de 2012 y 2013 y pérdidas implícitas, desagregada por subsistema

	Previsión del OS de la demanda b.c. (GWh)			Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo			Pérdidas implícitas (%)		
	Real 2011	Previsión cierre 2012	Previsión 2013	Real 2011	Previsión cierre 2012	Previsión 2013	Real 2011	Previsión cierre 2012	Previsión 2013
Peninsular	254.786	249.690	248.941	232.251	230.393	228.792	9,7%	8,4%	8,8%
Extrapeeninsular	15.030	15.123	15.423	13.931	13.965	13.966	7,9%	8,3%	10,4%
Baleares	5.743	5.726	5.866	5.300	5.303	5.280	8,3%	8,0%	11,1%
Canarias	8.869	8.951	9.061	8.240	8.252	8.268	7,6%	8,5%	9,6%
Ceuta	203	223	256	187	194	193	8,3%	14,9%	32,7%
Melilla	215	222	240	203	216	225	5,9%	2,8%	6,4%
Demanda nacional	269.816	264.813	264.364	246.181	244.358	242.759	9,6%	8,4%	8,9%

Fuente: OS y Empresas

Si se consideraran las mismas pérdidas implícitas registradas en el ejercicio 2011(9,6%) para los ejercicios 2012 y 2013, la demanda en b.c. que resultaría de las previsiones de cierre de las empresas para el cierre de 2012 y 2013 ascendería a 267.818 GWh y 266.065 GWh, respectivamente, cifras que superan en 3.005 GWh y 1.701 GWh a la demanda en b.c. prevista por el OS para los mismos ejercicios.

Previsión de la CNE de demanda en consumo para el cierre de 2012 y 2013

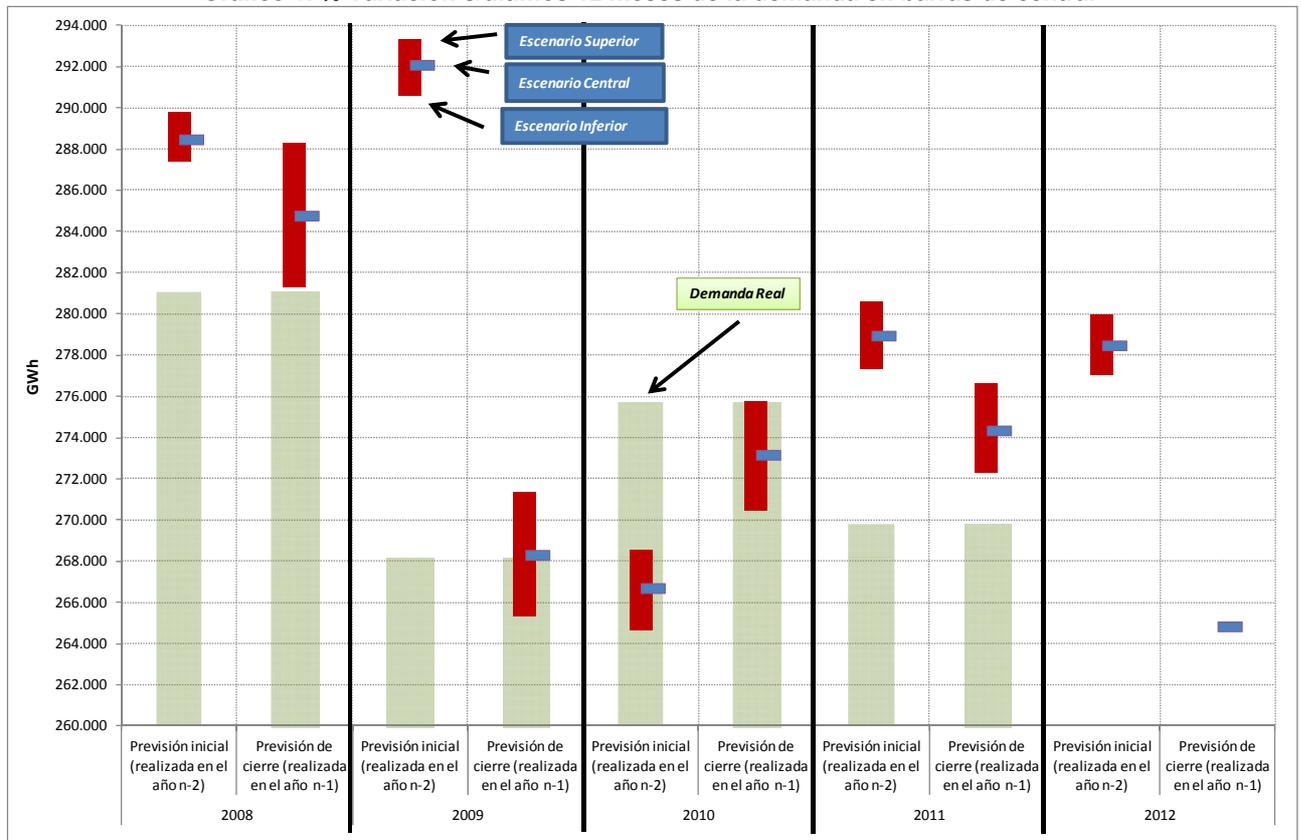
De acuerdo con la información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB del segundo trimestre de 2012 es del -0,4%, contracción superior a la registrada en el trimestre anterior (-0,3%), situándose la tasa de variación interanual del PIB del segundo trimestre de 2012 es de -1,3%.

Para el año 2012, se espera que el PIB se reduzca entre un 1,5% y un 1,8% (CE -1,8%, FMI -1,5% y OCDE -1,6%), en línea con las previsiones consideradas por el Gobierno en los Presupuestos Generales del Estado (-1,5%).

Para el año 2013, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el -0,3% y el -1,3% (CE -0,3%, FMI -1,3% y OCDE -0,8%), mientras que de acuerdo con las previsiones del Gobierno, se espera que en 2013 el PIB se reduzca un 0,5% respecto del 2012.

Por lo tanto, se mantiene la incertidumbre sobre la evolución de la economía española, que incide en las previsiones de demanda eléctrica. A efectos ilustrativos, en el gráfico inferior se comparan los escenarios de previsión del OS y la demanda en b.c. finalmente registrada entre los años 2008 y 2012, caracterizados por la evolución adversa de la situación económica.

Gráfico 1. % Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central



Fuente: REE

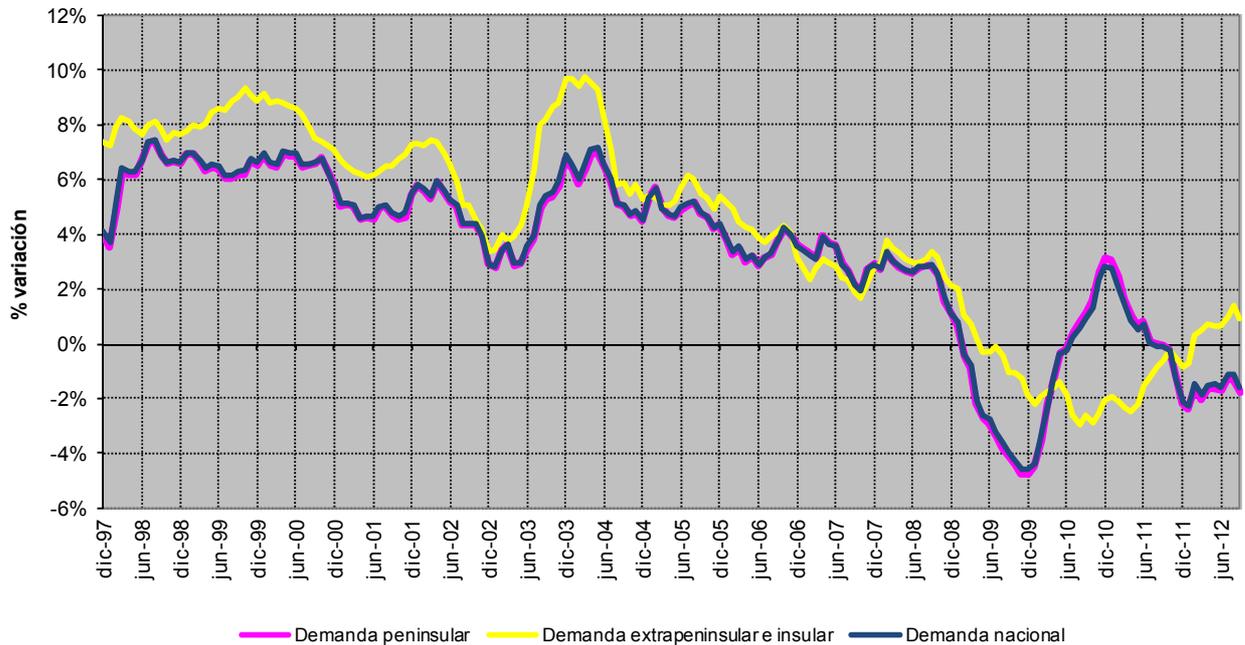
Teniendo en cuenta lo anterior, las discrepancias observadas entre las previsiones de la demanda en b.c. previstas por el OS y las previsiones de la demanda en consumo previstas por las empresas distribuidoras para el cierre del ejercicio de 2012 y 2013, así como su evolución reciente (véanse Cuadro 4, Gráfico 2, Cuadro 5 y Gráfico 3), se ha optado por elaborar un escenario de demanda en consumo alternativo al de las empresas, más conservador, coherente con las previsiones de demanda en b.c. facilitadas por el Operador del Sistema.

Cuadro 4. Evolución de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh		% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2011	2012	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11
	Enero	24.872	24.314	-0,64	-2,24	-0,64	-2,24	2,78
Febrero	22.484	24.092	-2,54	7,15	-1,55	2,22	2,17	-1,48
Marzo	23.880	22.551	-0,80	-5,57	-1,30	-0,39	1,38	-1,90
Abril	20.313	20.560	-3,69	1,21	-1,84	-0,04	0,84	-1,53
Mayo	21.506	21.495	-0,50	-0,05	-1,59	-0,04	0,52	-1,49
Junio	21.988	22.081	1,47	0,42	-1,10	0,04	0,70	-1,57
Julio	23.312	23.118	-5,11	-0,83	-1,71	-0,09	0,01	-1,19
Agosto	22.953	23.065	0,22	0,49	-1,47	-0,02	-0,07	-1,17
Septiembre	22.296	21.235	1,23	-4,76	-1,19	-0,54	-0,08	-1,66
Octubre	21.540	-	-0,95	-	-1,16	-	-0,20	-
Noviembre	21.679	-	-6,51	-	-1,66	-	-1,25	-
Diciembre	22.993	-	-6,93	-	-2,13	-	-2,13	-
Anual	269.817	202.510						

Fuente: REE

Gráfico 2. % Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central



Fuente: REE

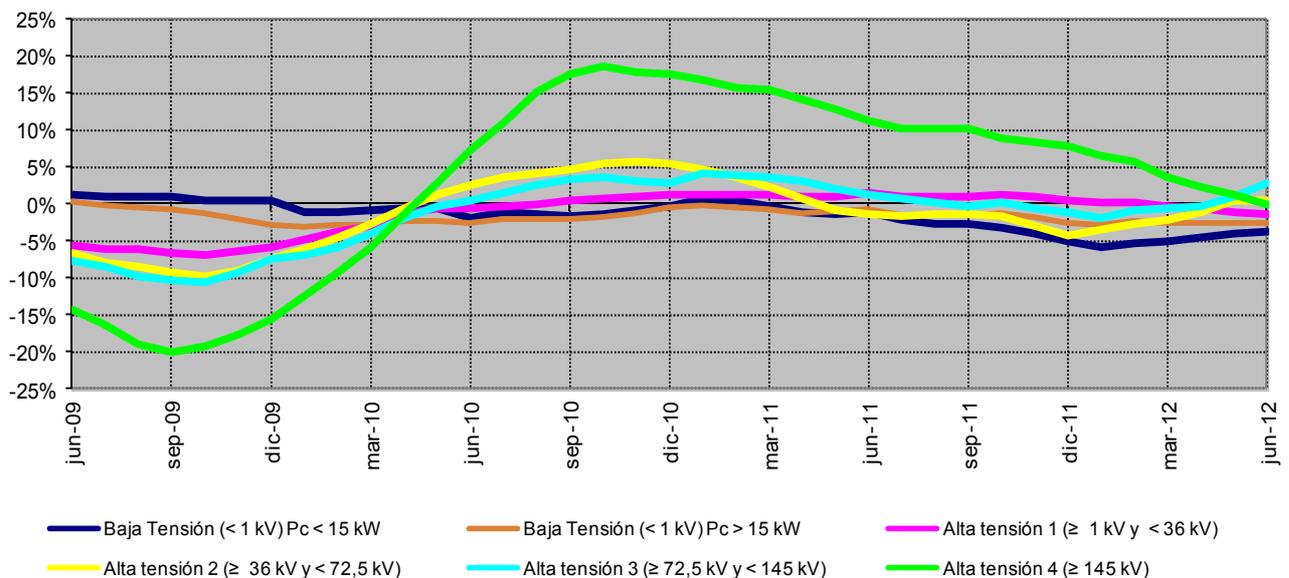
Cuadro 5. Evolución de la demanda en consumo por nivel de tensión

% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW						
2012	enero	-5,8%	-5,5%	-2,8%	0,1%	-3,6%	-1,8%	6,5%	-2,1%
	febrero	-5,5%	-5,2%	-2,3%	0,2%	-2,7%	-0,8%	5,7%	-1,9%
	marzo	-5,0%	-5,3%	-2,6%	-0,4%	-2,1%	-0,6%	3,7%	-2,1%
	abril	-4,4%	-4,9%	-2,4%	-0,7%	-1,0%	-0,4%	2,4%	-2,0%
	mayo	-3,9%	-4,7%	-2,5%	-1,0%	0,5%	1,1%	1,3%	-1,9%
	junio	-3,7%	-4,9%	-2,5%	-1,2%	0,6%	2,9%	0,1%	-1,9%

Fuente: CNE

Gráfico 3. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



Fuente: CNE

A efectos de elaborar este escenario de previsión, se ha contrastado para cada una de las empresas las previsiones sobre las variables de facturación remitidas con la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas.

Como resultado de esta comprobación se han observado algunas incoherencias entre las variables de facturación previstas por las empresas distribuidoras y la evolución de dichas variables de acuerdo con la información de liquidaciones, por lo que se ha procedido a realizar modificaciones puntuales de algunas variables previstas por las empresas distribuidoras³.

³ En particular, se han ajustado las previsiones de las potencias contratadas de los clientes conectados a baja tensión y la previsión de consumo de los clientes conectados en alta tensión del subsistema de Baleares.

La demanda en consumidor final prevista por la CNE para el cierre de 2012 y 2013 es el resultado de imponer la estructura de las variables de facturación previstas por las empresas, una vez corregidas, a la demanda en consumo que resulta de imponer las pérdidas por subsistema de 2011 a la previsión de la demanda en b.c. del OS para el cierre de 2012 y 2013.

En el Cuadro 6 se resume las previsiones de demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2012 y 2013. En el Anexo I se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregadas por tarifa de acceso para el cierre de 2012 y 2013, para el total nacional y el sistema peninsular y para cada uno de los sistemas extrapeninsulares e insulares, según solicitud de la Subdirección General de Energía Eléctrica.

Cuadro 6. Previsión de demanda en consumo para el cierre de 2012 y 2013 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Previsión de cierre 2012						% variación 2012 sobre 2011					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Demanda en b.c. (OS)	249.690	5.726	8.951	223	222	264.813	-2,0%	-0,3%	0,9%	10,1%	3,4%	-1,9%
Baja tensión	110.033	3.963	5.098	141	138	119.373	-2,2%	-1,3%	-1,2%	5,8%	2,4%	-2,1%
Pc (1) > 10 kW	66.644	2.124	2.957	72	76	71.873	-2,4%	-2,6%	-2,4%	6,0%	2,8%	-2,4%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	9.336	304	439	6	10	10.096	-4,2%	-3,0%	-2,9%	5,5%	1,7%	-4,1%
Pc > 15 kW	34.052	1.535	1.702	63	52	37.404	-1,3%	1,1%	1,4%	5,5%	2,0%	-1,1%
Media tensión	69.213	1.217	3.001	65	72	73.567	-1,6%	2,2%	2,6%	20,8%	5,4%	-1,4%
3.1 A	15.419	403	751	11	20	16.604	-0,7%	1,6%	2,1%	2,6%	5,1%	-0,5%
6.1	53.794	814	2.250	54	52	56.963	-1,9%	2,6%	2,7%	25,3%	5,6%	-1,6%
Alta tensión	48.360	105	218	0	0	48.683	-2,1%	8,5%	39,1%			-2,0%
6.2	16.282	105	218	0	0	16.605	1,8%	8,5%	39,1%			2,2%
6.3	8.392	0	0	0	0	8.392	0,4%					0,4%
6.4 (2)	23.685	0	0	0	0	23.685	-5,4%					-5,4%
Demanda en consumo	227.606	5.285	8.316	206	210	241.622	-2,0%	-0,3%	0,9%	10,1%	3,4%	-1,9%
Pérdidas implícitas	9,7%	8,3%	7,6%	8,3%	6,0%	9,6%						

	Previsión de 2013 (GWh)						% variación 2013 sobre 2012					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Demanda en b.c. (OS)	248.941	5.866	9.061	256	240	264.364	-0,3%	2,4%	1,2%	14,7%	7,8%	-0,2%
Baja tensión	109.139	4.020	5.040	163	147	118.509	-0,8%	1,5%	-1,1%	15,5%	6,7%	-0,7%
Pc (1) > 10 kW	65.771	2.122	2.885	84	81	70.943	-1,3%	-0,1%	-2,4%	15,5%	7,0%	-1,3%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	9.117	303	427	7	11	9.865	-2,3%	-0,4%	-2,8%	15,5%	5,9%	-2,3%
Pc > 15 kW	34.251	1.595	1.727	73	55	37.701	0,6%	3,9%	1,5%	15,5%	6,3%	0,8%
Media tensión	69.603	1.276	3.076	73	79	74.107	0,6%	4,9%	2,5%	12,8%	10,0%	0,7%
3.1 A	15.660	421	767	13	22	16.882	1,6%	4,5%	2,1%	15,5%	9,6%	1,7%
6.1	53.943	855	2.310	61	57	57.225	0,3%	5,1%	2,7%	12,2%	10,2%	0,5%
Alta tensión	48.181	117	302	0	0	48.601	-0,4%	11,6%	39,0%			-0,2%
6.2	16.717	117	302	0	0	17.137	2,7%	11,6%	39,0%			3,2%
6.3	8.343	0	0	0	0	8.343	-0,6%					-0,6%
6.4 (2)	23.121	0	0	0	0	23.121	-2,4%					-2,4%
Demanda en consumo	226.923	5.414	8.418	237	226	241.218	-0,3%	2,4%	1,2%	14,7%	7,8%	-0,2%
Pérdidas implícitas	9,7%	8,3%	7,6%	8,3%	6,0%	9,6%						

Fuente: OS y CNE

3.2 Previsión de ingresos para el cierre de 2012 y 2013

A continuación se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2012 y 2013 para el total nacional que resulta de aplicar las tarifas vigentes a las variables de facturación previstas. En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2012 y 2013 desagregados por subsistema, de acuerdo a la solicitud realizada por la Subdirección General de Energía Eléctrica.

Previsión para el cierre de 2012

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso establecidas en la Orden ITC/843/2012 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2012 ascienden a 14.233 M€, suponiendo un consumo trimestral homogéneo (véase Cuadro 7).

Cuadro 7. Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2012

	Consumo (GWh)	Ingresos Acceso 2012 (miles €)				
		1er Trimestre	2º Trimestre	3er Trimestre	4º trimestre	Total
BT	119.373	3.107.287	2.542.950	2.542.950	2.542.950	10.736.136
Pc ≤ 10 kW	71.873	2.174.187	1.678.109	1.678.109	1.678.109	7.208.515
2.0 A	64.551	2.046.980	1.579.926	1.579.926	1.579.926	6.786.758
2.0 DHA	7.322	127.204	98.181	98.181	98.181	421.747
2.0 DHS	0	3	2	2	2	10
10 kW < Pc ≤ 15 kW	10.096	257.774	238.917	238.917	238.917	974.525
2.1 A	6.791	202.841	188.003	188.003	188.003	766.849
2.1 DHA	3.305	54.932	50.913	50.913	50.913	207.671
2.1 DHS	0	1	1	1	1	4
Pc > 15 kW	37.404	675.326	625.923	625.923	625.923	2.553.096
3.0 A	37.404	675.326	625.923	625.923	625.923	2.553.096
MT	73.567	735.084	735.084	735.084	735.084	2.940.335
3.1 A	16.604	230.394	230.394	230.394	230.394	921.576
6.1	56.963	504.690	504.690	504.690	504.690	2.018.759
AT	48.683	139.078	139.078	139.078	139.078	556.313
6.2	16.605	65.165	65.165	65.165	65.165	260.662
6.3	8.392	26.391	26.391	26.391	26.391	105.566
6.4	23.685	47.521	47.521	47.521	47.521	190.086
Total	241.622	3.981.449	3.417.112	3.417.112	3.417.112	14.232.783

Fuente: CNE

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva y excesos de potencia⁴ (261 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores⁵ (121 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 (estimados en 60 M€, véase punto 4.3 del presente informe) ni los ingresos que resultan de la aplicación de los peajes de la Orden ITC/688/2011 los consumos comprendidos entre el 1 de octubre y el 22 de diciembre de 2011, en ejecución del Auto⁶ del Supremo de 28 de febrero de 2012 (154 M€)⁷.

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2012, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 14.828 M€.

Previsión de facturación para el ejercicio 2013

En el Cuadro 8 se muestra el resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2013, los peajes de acceso aplicables a partir del tercer establecidos en la Orden ITC/843/2012. Los ingresos previstos para 2013 ascienden a 13.626 M€.

No se incluye la facturación por energía reactiva, excesos de potencia ni peajes de acceso aplicables a la generación (389 M€). No se han considerado ingresos por la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 para el ejercicio 2013, debido a que el próximo 1 de enero de 2013 finaliza el periodo transitorio de acuerdo a lo establecido en la Disposición Transitoria Segunda de la Orden ITC/3586/2011. No obstante, en caso de eliminar dicha disposición cabría incluirse en 2013 una previsión similar a la de 2012 (60 M€) (véase punto 4.3 del presente informe).

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2013, resultado de considerar la facturación por peajes de acceso, energía reactiva y excesos de potencia ascienden a 14.016 M€, un 5,5% inferiores a los previstos para el cierre de 2012.

⁴ La facturación por energía reactiva y excesos de potencia se calcula mediante la extrapolación de la última información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas.

⁵ Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del ejercicio 2012, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

⁶ El Auto de 28 de febrero de 2012 tiene un impacto sobre los ingresos por peajes de acceso del ejercicio 2012, debido a que las refacturaciones que necesariamente se deberán realizar a los consumidores se producirán con posterioridad al mes de febrero de 2012 y, por tanto, no se integrarán en la liquidación 14/2011.

⁷ El impacto del Auto del Tribunal Supremo resulta de la diferencia de aplicar a las variables de facturación reales del ejercicio 2011 los precios de la Orden ITC/2585/2011 y los precios de la Orden ITC/688/2011, prorrateado por el número de días (periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 22 de diciembre de 2011).

Cuadro 8. Ingresos de acceso resultantes de facturar el escenario de demanda 2013 a los peajes aplicables a partir del segundo trimestre de 2012 establecidos en la Orden IET/843/2012.

	Consumo (GWh)	Orden IET/843/2012	
		Ingresos Acceso 2013 (miles €)	Precio medio (c€/kWh)
BT	118.509	10.109.304	8,53
Pc ≤ 10 kW	70.943	6.634.024	9,35
2.0 A	63.478	6.232.898	9,82
2.0 DHA	7.465	401.116	5,37
2.0 DHS	0	10	8,72
10 kW < Pc ≤ 15 kW	9.865	958.029	9,71
2.1 A	6.606	758.546	11,48
2.1 DHA	3.259	199.480	6,12
2.1 DHS	0	4	29,49
Pc > 15 kW	37.701	2.517.251	6,68
3.0 A	37.701	2.517.251	6,68
MT	74.107	2.958.131	3,99
3.1 A	16.882	932.933	5,53
6.1	57.225	2.025.197	3,54
AT	48.601	559.030	1,15
6.2	17.137	264.866	1,55
6.3	8.343	105.369	1,26
6.4	23.121	188.796	0,82
Total	241.218	13.626.465	5,65

Fuente: CNE

Teniendo en cuenta la elevada incertidumbre que existe sobre la evolución de la demanda, en el Cuadro 9 se muestra el impacto sobre los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2012 y 2013 ante posibles desvíos en la demanda respecto de la prevista, dada la estructura de variables de facturación prevista por la CNE para el cierre del ejercicio 2012 y 2013.

Cuadro 9. Desvíos en los ingresos por peajes de acceso inducidos por desvíos en la previsión de demanda, manteniendo la estructura de las variables de facturación previstas para el cierre de 2012 y 2013, valorados a los peajes aplicables a partir del segundo trimestre de 2012 establecidos en la Orden IET/843/2012.

Desvío porcentual en la demanda	Desvío en los ingresos (miles €)	
	2012	2013
-2,0%	- 273.369	- 272.529
-1,5%	- 205.027	- 204.397
-1,0%	- 136.684	- 136.265
-0,5%	- 68.342	- 68.132
0,0%	-	-
0,5%	68.342	68.132
1,0%	136.684	136.265
1,5%	205.027	204.397
2,0%	273.369	272.529

Fuente: CNE

4 SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO

4.1 Información relativa a la tarifa de último recurso

En el Cuadro 10 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a Tarifas de Último Recurso correspondientes a los años 2011, 2012 y 2013.

Dichas previsiones han sido confeccionadas teniendo en cuenta (i) las previsiones de demanda descritas en el epígrafe 3.1 del presente informe para el cierre 2012 y 2013 y (ii) la evolución del porcentaje de consumidores que con derecho a TUR son abastecidos por CUR de acuerdo con la información declarada por las empresas distribuidoras en la base de datos de liquidaciones eléctricas.

En concreto, para estimar el cierre de 2012 y 2013 se han tomado las variables relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo en el periodo comprendido entre enero y junio de 2012, y se ha estimado el número de clientes, potencia contratada y consumo extrapolando la tendencia registrada durante el primer semestre al periodo comprendido entre julio de 2012 y diciembre de 2012.

Adicionalmente, no se dispone de información sobre los consumidores que están conectados a distribuidores con menos de 100.000 clientes, tienen derecho a TUR y son suministrados por un CUR, por lo que se ha supuesto que ninguno de dichos clientes está sujeto a dicha tarifa regulada. Lo anterior implica suponer que el porcentaje de consumidores con derecho a TUR abastecidos por CUR en los sistemas ceutí y melillense es nulo.

En el Anexo III se recoge esta misma información desagregada por subsistema peninsular, extrapeninsular e insular, de acuerdo con la solicitud de información de la Subdirección General de Energía Eléctrica.

Cuadro 10. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores acogidos a TUR en el territorio nacional.

AÑO 2011					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	19.952.802	77.418.301	47.719.637	8.457.271	17,72
TUR con DH	889.257	4.788.624	6.085.467	689.182	11,33
TUR con DHS	1	4	2	0	9,40
TOTAL	20.842.059	82.206.929	53.805.107	9.146.452	17,00

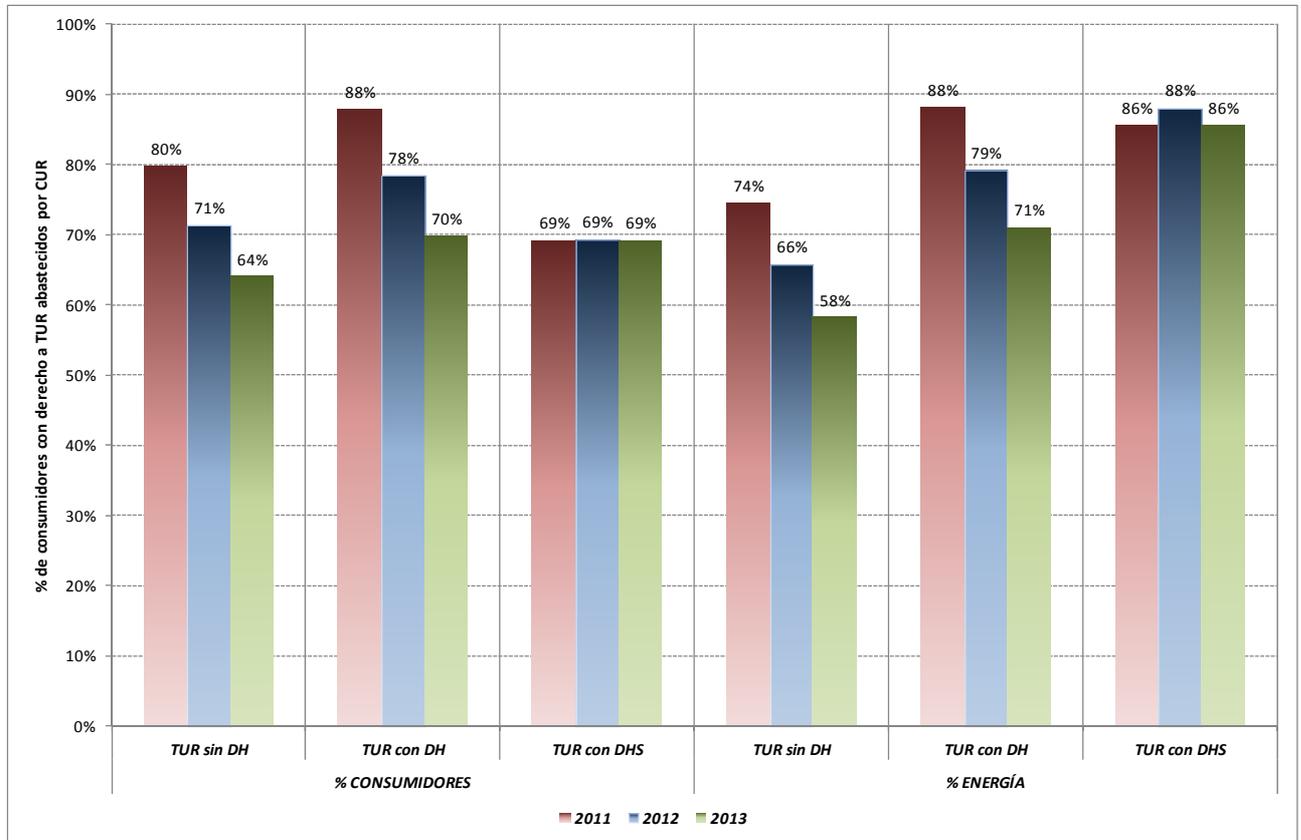
AÑO 2012					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	18.439.984	72.249.814	42.386.475	8.088.406	19,08
TUR con DH	832.097	4.523.819	5.793.933	741.968	12,81
TUR con DHS	25	244	110	14	12,89
TOTAL	19.272.107	76.773.877	48.180.518	8.830.389	18,33

AÑO 2013					
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	16.474.622	64.319.554	36.863.143	6.774.623	18,38
TUR con DH	757.449	4.237.987	5.301.751	649.378	12,25
TUR con DHS	45	252	95	14	14,83
TOTAL	17.232.116	68.557.793	42.164.989	7.424.015	17,61

Fuente: Empresas y CNE

Según dichos supuestos, se estima que en 2013, el 64% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 59% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el Gráfico 4 se muestra la evolución del número de clientes y consumo respecto del total de consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW desagregado por TUR.

Gráfico 4. Porcentaje de consumidores con derecho a TUR abastecidos por CUR.



Fuente: Empresas y CNE

Cabe señalar que, las previsiones del número de consumidores con derecho a TUR abastecidos por un CUR y del consumo asociado son variables de difícil previsión, al depender éstas de las ofertas comerciales de las distintas empresas, de la composición de la TUR, de la evolución del precio de mercado, así como de otros factores, por lo que se deben considerar como previsiones meramente indicativas.

4.2 Información relativa al bono social

La CNE solicitó, el pasado mes de julio, información a las empresas eléctricas con objeto de dar cumplimiento a las funciones que esta Comisión tiene establecidas en la normativa vigente en relación con la revisión de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013. Entre la información requerida no se solicitó la relativa al Bono Social, debido a que ésta no es necesaria para la emisión del correspondiente informe preceptivo sobre la actualización de los peajes de acceso a las redes y tarifas de último recurso en el sector eléctrico.

No obstante, con objeto de dar cumplimiento a la solicitud de información requerida por la Subdirección General de Energía Eléctrica se ha procedido a estimar el número de clientes, consumo y facturación, a partir de la información que facilitan las empresas comercializadoras en relación con las funciones de liquidación que esta Comisión tiene atribuidas.

En consecuencia, esta Comisión únicamente puede facilitar información agregada sobre el número de consumidores y energía consumida de los consumidores acogidos al Bono Social, dado que no se dispone de información relativa a la tarifa de referencia y la potencia contratada en la información facilitada por las comercializadoras a efectos de la liquidación del Bono Social.

En el Cuadro 11 se muestra información sobre el número de clientes, consumos y facturaciones de los suministros acogidos al Bono Social correspondiente a 2011 y la correspondiente al periodo comprendido entre enero y junio de 2012, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso⁸.

Cuadro 11. N° de clientes, consumo, facturación de los consumidores acogidos al Bono Social.

Periodo	Consumidores acogidos al Bono Social		Facturaciones (Miles de €)			Precio Medio (c€/kWh)		
	N° Consumidores	Energía (MWh)	Tarifas de referencia del Bono Social	TUR	Diferencia	Tarifas de referencia del Bono Social	TUR	Descuento (%)
2011	2.774.847	4.971.818	648.278	826.920	178.642	13,04	16,63	-21,6%
Enero - Junio 2012	2.662.827	2.468.033	319.957	415.726	95.769	12,96	16,84	-23,0%
Julio 2011 - Junio 2012	2.700.911	4.839.847	631.568	818.508	186.940	13,05	16,91	-22,8%

Fuente: CNE

Nota: (1) Número de consumidores promedio del periodo considerado

Se observa que, en 2011 el número de consumidores promedio acogido a las tarifas de último recurso fue de 2.774.847, con una energía asociada de 4.972 GWh y un descuento medio sobre las TUR de un 22%. Entre enero y julio de 2012 el número de consumidores acogido al bono social asciende a 2.662.827, un 4% inferior al registrado en 2011, siendo el descuento medio del 23% respecto de la facturación de las TUR.

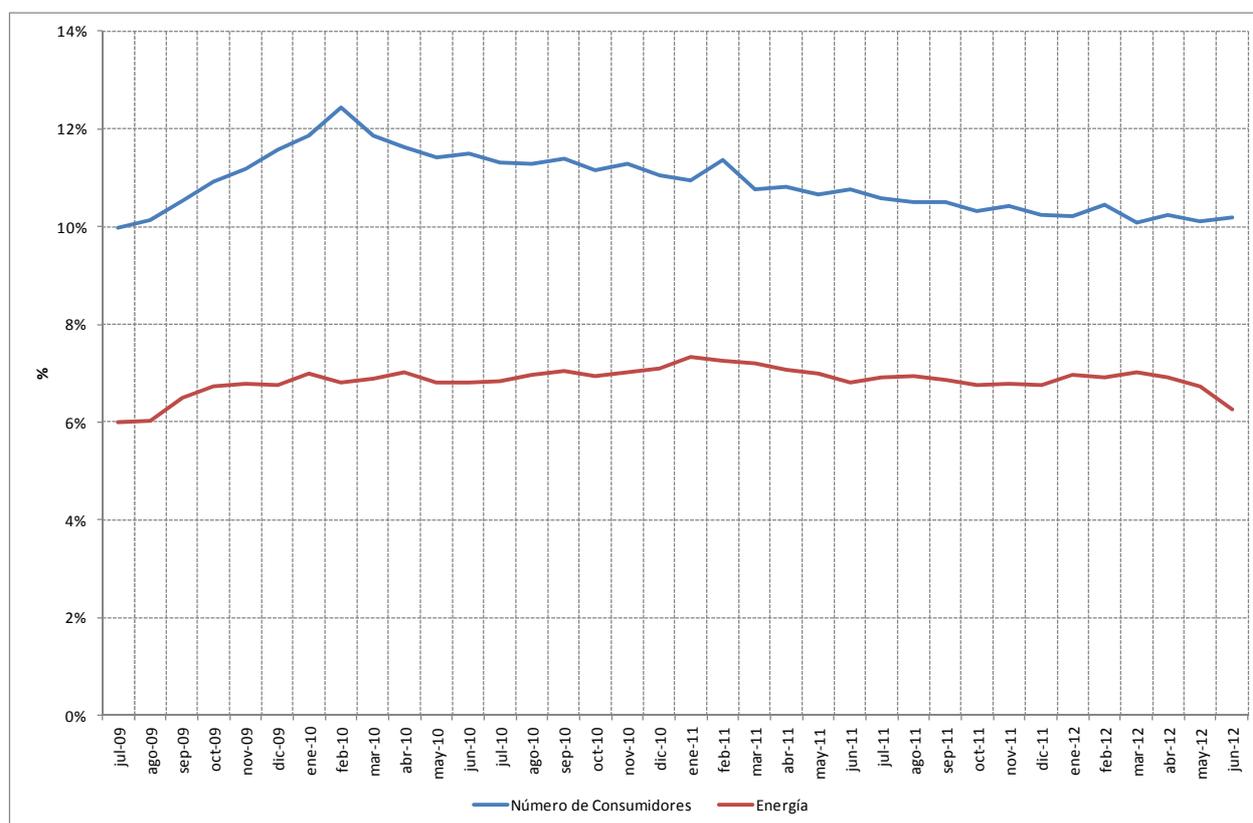
En 2011, la diferencia entre la facturación de los consumidores acogidos al Bono Social a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las TUR fue aproximadamente 178,6 M€, cantidad que de acuerdo a lo establecido en el RDL 6/2009 fue aportada por la empresas generadoras.

En el periodo comprendido, entre enero y junio de 2012, la diferencia entre la facturación a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las TUR fue de 95,8 M€, de los cuales aproximadamente 66,8 Miles de € han sido financiados con cargo a las Liquidaciones del Sector Eléctrico, conforme a lo establecido en la D.A. 4ª de la Orden IET/843/2012.

⁸ Durante el proceso de elaboración del presente informe se han detectado diversas erratas en la información remitida de las empresas, tanto en el número de consumidores como en las facturaciones a las tarifas de referencia del Bono Social. A efectos de la previsión para el ejercicio 2012 y 2013, los datos atípicos han sido substituidos por la mejor estimación, teniendo en cuenta el resto de la información remitida por la comercializadora afectada y/o en función de la información remitida por el resto de empresas comercializadoras para el mes afectado.

En julio de 2009, tras la introducción del Bono Social, el 10,0% de los consumidores y el 6,0% de la energía consumida con derecho a TUR estaban acogidos al Bono Social. El número de consumidores acogidos a Bono Social y la energía asociada experimentó un incremento en el periodo comprendido entre julio de 2009 y marzo de 2010, momento en que alcanza su máximo con un 11,9% de consumidores con derecho a TUR acogidos a Bono Social. Desde entonces, el número de consumidores acogidos a Bono Social se ha ido reduciendo hasta alcanzar en junio de 2012 niveles próximos a los registrados en el momento de su introducción. En concreto, en junio de 2012 estaban acogidos al Bono Social el 10,2% de los consumidores con derecho a TUR, cuyo consumo representa el 6,3% de la energía consumida por los consumidores con derecho a TUR, tal y como se detalla en el Gráfico 5⁹.

Gráfico 5. Porcentaje de consumidores con derecho a TUR acogidos al Bono Social.

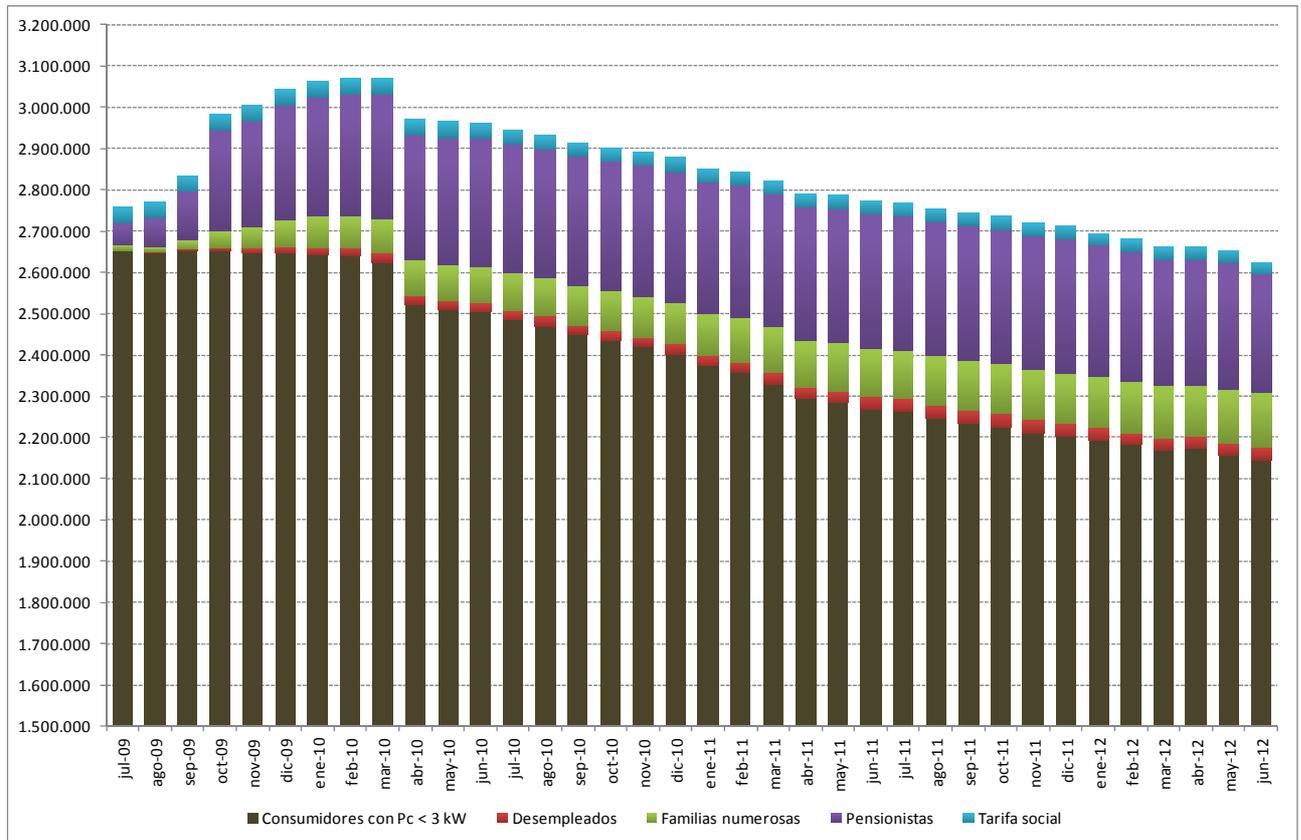


Fuente: CNE

La reducción en el número de consumidores acogidos al Bono Social que se observa desde marzo de 2010 se explica, fundamentalmente, por la disminución en un 18% de los consumidores con potencia contratada en su primera vivienda inferior a 3 kW, parcialmente compensado por un aumento del 8,7% del resto de consumidores acogidos al Bono Social, principalmente desempleados y familias numerosas con tasas de crecimiento superiores al 60% (véase Gráfico 6).

⁹ El porcentaje de consumidores y energía con derecho a TUR acogidos al Bono social es aproximado, dado que el denominador sólo incluye información de las distribuidoras de más de 100.000 clientes.

Gráfico 6. Número de consumidores acogidos al Bono Social en el último día del mes correspondiente.



Fuente: CNE

La previsión del número de consumidores y energía asociada de los suministros acogidos al Bono Social para el cierre de 2012 se ha realizado teniendo en cuenta la evolución registrada en los últimos meses. En particular, el número de consumidores acogidos al Bono Social entre julio y diciembre de 2012 se ha estimado aplicando, por colectivo de consumidores, a la última información disponible (esto es, número de clientes acogidos a bono social en junio de 2012) la tasa de variación mensual promedio de los últimos seis meses (enero 2012–junio 2012). La energía consumida mensual para este mismo periodo (julio-diciembre 2011) se ha estimado multiplicando el número de consumidores previsto en cada mes por consumo medio registrado en los mismos meses del año anterior.

En el ejercicio 2013 se ha estimado el número de clientes mensual aplicando, por colectivo de beneficiarios, la tasa de variación registrada en los últimos doce meses (julio 2011-junio 2012). El consumo, para cada tipo de consumidor, se ha estimado como resultado de multiplicar el número de clientes mensual por el consumo medio por cliente registrado en el mismo mes del año anterior.

En el Cuadro 12 se muestra la previsión del número de consumidores y consumo de los suministros acogidos al Bono Social para 2011, 2012 y 2013, resultado de las anteriores consideraciones.

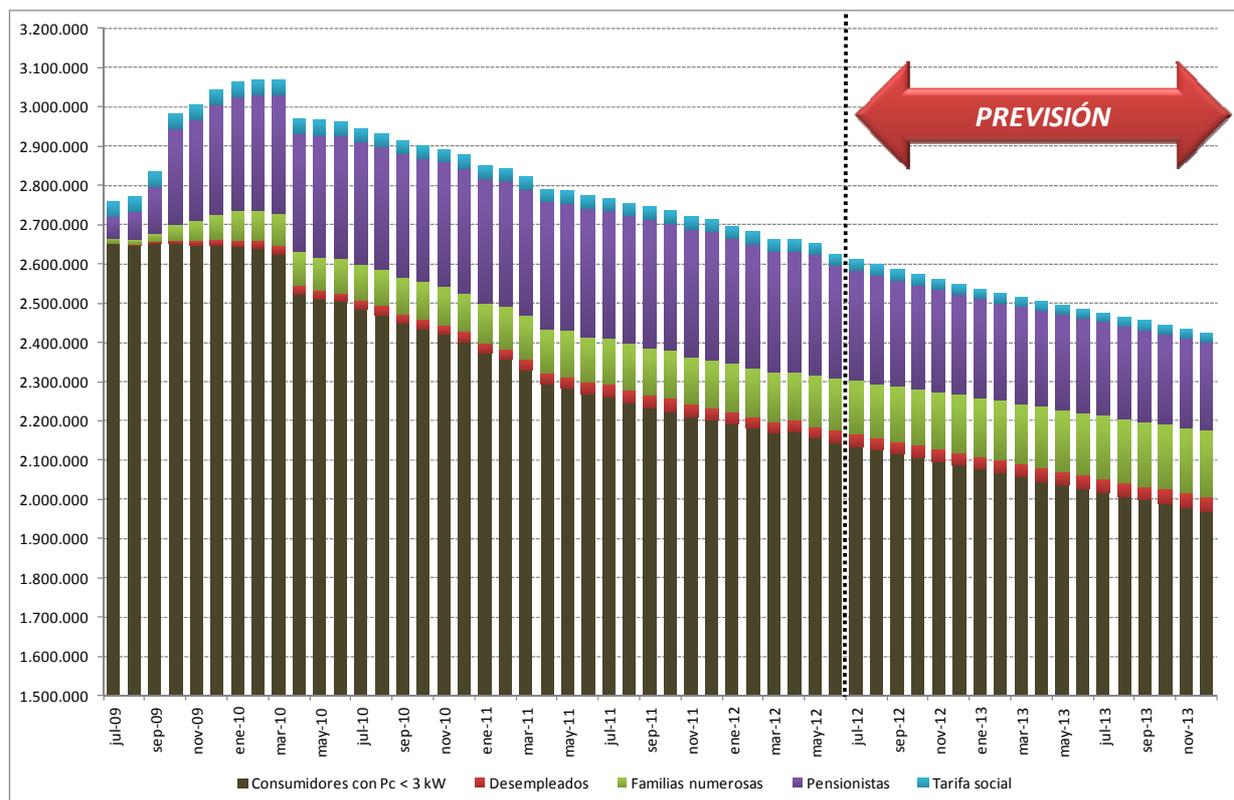
Cuadro 12. Previsión del número de consumidores y energía consumida por los suministros acogidos al Bono Social.

	2011		2012		2013	
	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)	Nº Consumidores (Promedio)	Energía (MWh)
Consumidores con Pc < 3 kW	2.268.141	3.500.068	2.139.660	3.305.694	2.023.223	3.125.548
Desempleados	30.149	90.965	31.532	99.165	34.925	108.136
Familias numerosas	115.346	520.589	133.952	607.806	158.996	720.697
Pensionistas	323.983	793.807	287.367	729.466	239.326	597.706
Tarifa social	31.974	52.454	28.365	46.781	23.423	38.551
Porcentaje	2.769.592	4.957.884	2.620.876	4.788.912	2.479.893	4.590.639

Fuente: CNE

Se estima que en 2012, el promedio de consumidores acogidos al Bono Social será 2.620.876 consumidores un 5,4% inferior a la registrada en 2011. En 2013, se estima que el número de consumidores acogidos al Bono Social en 2013 será inferior a los 2.500.000. En el Gráfico 7 se muestra la evolución mensual prevista para dicho periodo por tipo de consumidor.

Gráfico 7. Número de consumidores acogidos al Bono Social en el último día del mes correspondiente.



Fuente: CNE

En relación con la previsión de la diferencia entre la facturación de los consumidores acogidos al Bono Social a las tarifas de referencia del Bono Social y la facturación a las TUR prevista para el año 2012 y 2013, no es posible aportar dicha previsión dado que, por una parte, no se dispone de información relativa a las potencias contratadas asociadas a estos consumidores y, por otra parte, dependerá de las TUR aplicables en el año 2013.

No obstante, a los efectos oportunos se indica que el coste asociado al Bono Social durante los últimos 12 meses (julio 2011 – junio 2012), medido como la diferencia de facturación entre las tarifas de referencia y las TUR fue de 187 M€.

4.3 Información a los ingresos por clientes en régimen transitorio

En relación con la información sobre el cierre de 2011 y previsión de cierre para 2012 y 2013 de los ingresos a liquidar por el artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009, se señala lo siguiente:

- 1º Los ingresos por la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 correspondientes al ejercicio 2011 ascienden a 102.744 miles de €, incluyendo los ingresos remitidos por las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes.
- 2º Los ingresos por este concepto previstos para el cierre de 2012 se estiman en 59.547 miles de €, resultado de considerar los ingresos reales incluidos hasta la Liquidación 8/2011 (46.222 miles de €), correspondientes en su mayoría a consumos producidos durante el primer semestre de 2011 y una previsión para el resto del año caracterizada por que el 1 de enero de 2013 el número de consumidores acogidos a dichas tarifas transitorias será nulo, en coherencia con lo dispuesto en la Disposición Transitoria Segunda de la Orden ITC/3586/2011.
- 3º Teniendo en cuenta el contenido de la citada disposición transitoria segunda no se han considerado ingresos por este concepto para el ejercicio 2013. No obstante, en caso de eliminar dicha disposición cabría revisar al alza los ingresos previstos por este concepto para el cierre de 2012 e incluirse en 2013 una previsión similar a la de 2012 (60 M€).

5 COSTES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

5.1 Avance de la retribución del transporte para el año 2013

La determinación de la retribución de la actividad de transporte se basa, para las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008, en lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, en lo dispuesto en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Mediante la Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero, se aprobaron los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de

transporte, por elemento de inmovilizado, que son aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Con fecha 31 de marzo de 2012, fue publicado el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. En dicho Real Decreto Ley se establece que el devengo de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio en el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2. Asimismo, se establece que el MINETUR elevará al Gobierno, para su aprobación, una propuesta de real decreto que vincule la retribución por inversión de las instalaciones de transporte a los activos en servicio no amortizados.

Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2012, se publicó el Real Decreto Ley 20/2012, de 13 de julio, en cuyo artículo 39 se modifica la retribución de la actividad de transporte para el ejercicio 2012 bajo el criterio de que la retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos. Dicho criterio ha sido seguido en el cálculo de la retribución 2013 del transporte.

A la fecha de emisión del presente Informe no se dispone aún de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento a considerar para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 en los territorios insulares y extrapeninsulares. Ante esta carencia, se ha utilizado para el cálculo de la retribución al transporte en 2013, provisionalmente y como en años anteriores, los costes proporcionados por las empresas que operan en dichos territorios.

Igualmente, está pendiente de definir, mediante Orden Ministerial, el procedimiento de cálculo del incentivo por disponibilidad global al que se hace referencia en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 325/2008. Por lo tanto, no se va a considerar cantidad alguna por este concepto.

Igualmente, en las cifras recogidas en el presente Informe no se ha incluido la retribución en concepto de costes de operación y mantenimiento desde su fecha de puesta en servicio correspondiente a las instalaciones puestas en servicio durante el año 2011, dado que su retribución comienza a percibirse, como se establece en los citados Reales Decretos Ley, en el año n+2.

Igualmente, se destaca que los valores macroeconómicos considerados en el cálculo de la retribución provisional para la actividad de transporte en 2013 han sido el IPC interanual de agosto 2012 y el IPRI interanual de agosto 2012, últimos disponibles oficialmente en el momento de la elaboración del presente Informe, los cuales se muestran en la siguiente Tabla.

Año 2012	
IPC	2,7%
IPRI	0,7%

Fuente: INE

Respecto a la tasa financiera de retribución, que se corresponde con el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 150 puntos básicos para las instalaciones a las que les es de aplicación el Real Decreto 2819/1998, y en 375 puntos básicos para las que les es de aplicación el Real Decreto 325/2008, las utilizadas han sido de 7,311% y 9,56%, respectivamente, tomando el periodo entre septiembre de 2011 y agosto de 2012, ambos inclusive.

Sobre la base de todo lo anterior, y de acuerdo con la información facilitada por las empresas titulares, la retribución asociada a las instalaciones de transporte ubicadas en la península ascendería para el año 2013 a **1.483,115 M€**.

En cuanto a la retribución asociada a las instalaciones de transporte en los territorios insulares y extrapeninsulares, de acuerdo con la información facilitada por la empresa titular, se estima que la misma ascendería a **154,052 M€**.

Por tanto, a la fecha, la mejor estimación para el ejercicio 2013 de la retribución a la actividad de transporte de energía eléctrica sería de **1.637,167 M€**.

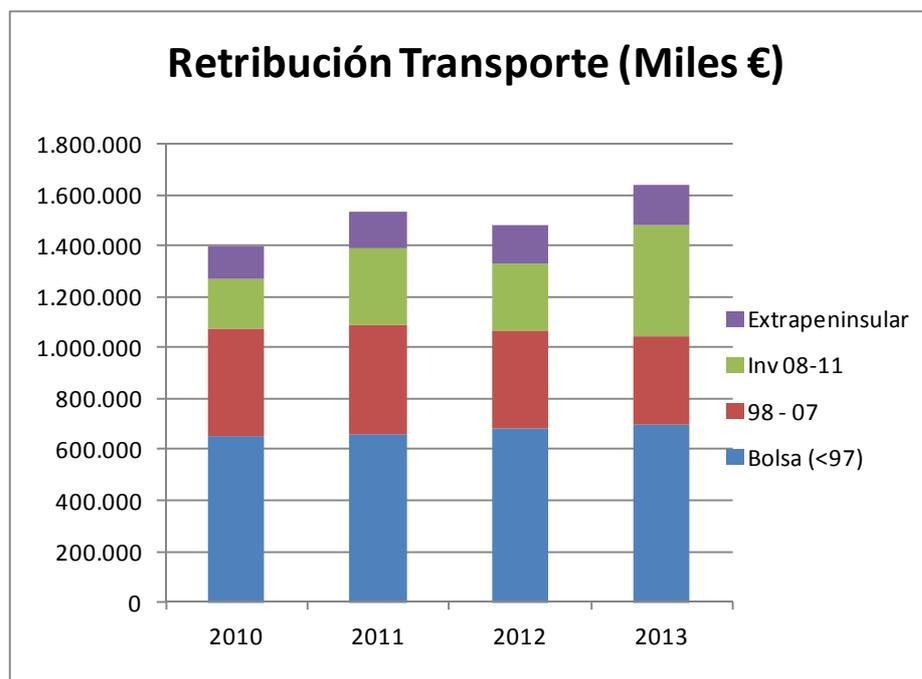
En la siguiente Tabla se recoge la previsión de la retribución del transporte para el año 2013 para cada una de las empresas titulares de tales instalaciones¹⁰:

Retribución Transporte 2013	(miles de €)
PENINSULAR	1.483.115
Red Eléctrica de España, S.A.	1.447.162
Gas Natural Fenosa, S.A.	35.953
EXTRAPENINSULAR	154.052
Red Eléctrica de España, S.A.	154.052
TOTAL	1.637.167

En el siguiente cuadro puede observarse la evolución de la retribución del transporte desde el año 2010, desglosada en cuatro partidas retributivas correspondientes a las instalaciones peninsulares puestas en servicio con anterioridad al año 1998, a las instalaciones peninsulares puestas en servicio entre 1998 y 2007, a las instalaciones peninsulares puestas en servicio a partir de 2008 y a las instalaciones insulares.

Retribución Transporte (Miles €)					
	PENINSULAR				
	Bolsa (<97)	98 - 07	Inv 08-11	Extrapeninsular	TOTAL
2010	648.582	425.454	191.839	131.229	1.397.104
2011	659.608	432.687	298.255	143.876	1.534.426
2012	683.499	382.375	265.290	146.288	1.477.452
2013	693.763	349.572	439.780	154.052	1.637.167

¹⁰ El importe global es inferior al fijado en la Orden IET/3586/2011 (1.722.434 miles de €) y superior al establecido en los Reales Decretos-ley 13/2012 y 20/2012 (1.477.453 miles de €).



A este respecto, la retribución para 2013 de las instalaciones peninsulares puestas en servicio con anterioridad al 31 de diciembre de 1997 y la de las instalaciones peninsulares puestas en servicio entre el 1 de enero de 1998 y el 31 de diciembre de 2007 se calcula por aplicación del Real Decreto 2819/1998. Dicho cálculo se ha realizado con unos valores de los índices de eficiencia de X e Y del 0,6%, valores fijados mediante Resolución de la DGPEM para el periodo 2003-2006. A continuación se realiza un análisis de sensibilidad sobre la previsión de la retribución del transporte en el ejercicio 2013 variando dichos factores de eficiencia X e Y desde el 0,6% hasta un 5%.

X,Y	RD 2819/1998		RD 325/2008	Instalaciones insulares (miles de €)	TOTAL	Porcentaje s/retribución con X,Y=0,6%
	Instalaciones anteriores a 1998 (miles de €)	Instalaciones entre 1998 y 2007 (miles de €)	Instalaciones posteriores a 2008 (miles de €)		Retribución 2012 (miles de €)	
0,6	693.763	349.572	439.780	154.052	1.637.167	100,00%
1	691.029	348.043	439.780	154.052	1.632.904	99,74%
1,5	687.612	346.131	439.780	154.052	1.627.574	99,41%
2	684.194	344.219	439.780	154.052	1.622.245	99,09%
2,5	680.777	342.307	439.780	154.052	1.616.915	98,76%
3	677.359	340.395	439.780	154.052	1.611.586	98,44%
3,5	673.942	338.483	439.780	154.052	1.606.257	98,11%
4	670.524	336.571	439.780	154.052	1.600.927	97,79%
4,5	667.107	334.660	439.780	154.052	1.595.598	97,46%
5	663.689	332.748	439.780	154.052	1.590.269	97,14%

Asimismo la retribución para 2013 de las instalaciones peninsulares puestas en servicio con posterioridad al 1 de enero de 2008 se calcula por aplicación el Real Decreto 325/2008. Dicho cálculo se ha realizado con unos valores de los índices de eficiencia de $x=0,5$ e $y=1$. A continuación se realiza un análisis de sensibilidad sobre la previsión de la retribución del transporte en el ejercicio 2013 variando en un principio el factor de eficiencia x desde el 0,5% hasta el 5%.

x	IA inversión	IA O&M	08 < Inst > 10 inversión	08 < Inst > 10 O&M	Inst 2011 inversión	Inst 2011 O&M	Extrap.	Retribución (Miles €)	Porcentaje variación
0,5	1,011	1,015	209.051	45.213	166.829	18.686	154.052	1.637.167	100,00%
1	1,009	1,014	209.051	45.180	166.499	18.672	154.052	1.636.789	99,98%
1,5	1,007	1,013	209.051	45.147	166.169	18.658	154.052	1.636.412	99,95%
2	1,005	1,013	209.051	45.113	165.839	18.645	154.052	1.636.035	99,93%
2,5	1,003	1,012	209.051	45.080	165.509	18.631	154.052	1.635.658	99,91%
3	1,001	1,011	209.051	45.046	165.179	18.617	154.052	1.635.280	99,88%
3,5	0,999	1,010	209.051	45.013	164.849	18.603	154.052	1.634.903	99,86%
4	0,997	1,010	209.051	44.980	164.519	18.589	154.052	1.634.526	99,84%
4,5	0,995	1,009	209.051	44.946	164.189	18.576	154.052	1.634.149	99,82%
5	0,993	1,008	209.051	44.913	163.859	18.562	154.052	1.633.771	99,79%

Si hacemos lo mismo variando la y desde 1 hasta el 5,5% observamos la siguiente variación de la retribución de 2013.

RD 325							RD 2819	TOTAL			
y	IA inversión	IA O&M	Inst.08-10 Inv	Inst.08-10 O&M	Inst 2011 inversión	Inst 2011 O&M	bolsa + inst 98-07	Extrap.	Retribución (Miles €)	Porcentaje variación	
1	1,011	1,015	209.051	45.213	166.829	18.686	1.043.335	154.052	1.637.167	100,00%	
1,5	1,008	1,011	209.051	45.024	166.334	18.608	1.043.335	154.052	1.636.404	99,95%	
2	1,005	1,006	209.051	44.835	165.839	18.529	1.043.335	154.052	1.635.641	99,91%	
2,5	1,002	1,002	209.051	44.645	165.344	18.451	1.043.335	154.052	1.634.879	99,86%	
3	0,999	0,998	209.051	44.456	164.849	18.373	1.043.335	154.052	1.634.116	99,81%	
3,5	0,996	0,994	209.051	44.267	164.354	18.295	1.043.335	154.052	1.633.353	99,77%	
4	0,993	0,989	209.051	44.077	163.859	18.216	1.043.335	154.052	1.632.591	99,72%	
4,5	0,990	0,985	209.051	43.888	163.364	18.138	1.043.335	154.052	1.631.828	99,67%	
5	0,987	0,981	209.051	43.699	162.869	18.060	1.043.335	154.052	1.631.065	99,63%	
5,5	0,984	0,977	209.051	43.509	162.374	17.982	1.043.335	154.052	1.630.303	99,58%	

Si hacemos variar la x e y conjuntamente, veremos que la retribución de 2013 varía tal y como se puede ver en la siguiente tabla:

RD 325								RD 2819	TOTAL		
x	y	IA inversión	IA O&M	Inst. 08-10 invers.	Inst. 08-10 O&M	Inst. 2011 inversión	Inst. 2011 O&M	bolsa + inst. 98-07	Extrap.	Retribución (Miles €)	Porcentaje variación
0,5	1,0	1,011	1,015	209.051	45.213	166.829	18.686	1.043.335	154.052	1.637.167	100,00%
1,0	1,5	1,006	1,010	209.051	44.991	166.004	18.594	1.043.335	154.052	1.636.027	99,93%
1,5	2,0	1,001	1,005	209.051	44.768	165.179	18.502	1.043.335	154.052	1.634.887	99,86%
2,0	2,5	0,996	1,000	209.051	44.545	164.354	18.410	1.043.335	154.052	1.633.747	99,79%
2,5	3,0	0,991	0,995	209.051	44.322	163.529	18.318	1.043.335	154.052	1.632.607	99,72%
3,0	3,5	0,986	0,990	209.051	44.100	162.704	18.226	1.043.335	154.052	1.631.467	99,65%
3,5	4,0	0,981	0,985	209.051	43.877	161.879	18.134	1.043.335	154.052	1.630.327	99,58%
4,0	4,5	0,976	0,980	209.051	43.654	161.054	18.041	1.043.335	154.052	1.629.187	99,51%
4,5	5,0	0,971	0,975	209.051	43.431	160.228	17.949	1.043.335	154.052	1.628.047	99,44%
5,0	5,5	0,966	0,970	209.051	43.208	159.403	17.857	1.043.335	154.052	1.626.907	99,37%

5.2 Previsión para el cierre de 2012 y 2013 de la energía y coste de la generación en régimen especial

5.2.1 Previsión de cierre de 2012

La previsión de la prima equivalente realizada a finales del año 2011 para las tarifas de acceso de 2012, dio como resultado una prima equivalente en 2012 de 7.221 M€.

A partir de los resultados reales habidos hasta la fecha, se ha elaborado una nueva previsión para el año 2012. En dicha previsión actualizada se ha estimado una prima equivalente de 8.445 M€, un 16,9% más que en la previsión anterior, fundamentalmente como consecuencia de:

- Precios de mercado durante el 2012 inferiores a los estimados inicialmente. En las primeras previsiones de prima para el año 2012 se consideró un precio de mercado diario (media aritmética) de 54 Euros/MWh. Con los datos que se conocen hasta la fecha, se puede considerar una previsión de 48,58 Euros/MWh para todo el año 2012. Esta variación afecta a la prima equivalente de todas las instalaciones de Régimen Especial acogidas a la opción de tarifa.
- Incremento de la energía susceptible de recibir prima. El ritmo de implantación de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica, así como sus horas de funcionamiento han sido superiores a las previstas. Asimismo en la tecnología fotovoltaica, se ha producido un incremento del funcionamiento de las instalaciones. Por último, respecto de la tecnología de cogeneración, muchas instalaciones se encontraban en la modalidad de “excedentes” y han pasado a la modalidad denominada “todo-todo”, con el consiguiente aumento en energía primada.

- Incremento de las tarifas y primas de ciertas tecnologías (cogeneración y tratamiento de residuos –purines-) por la subida de los precios de los combustibles, que guarda relación con el incremento en el precio del petróleo¹¹.

5.2.2 Previsión de 2013

Entre las hipótesis de partida para efectuar la estimación de 2013 pueden citarse las siguientes:

- Precios corrientes, considerando un IPC del 2,7% anual.
- Estimación de precio de mercado diario (media aritmética): 54,30 €/MWh para 2013.
- Se ha tenido en cuenta la correspondiente corrección para el precio de mercado, dependiendo del tipo de tecnología, estimando un ajuste al alza para tecnologías como la solar y a la baja para otras tecnologías como la eólica.
- Se ha tenido en cuenta el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero sobre la supresión de incentivos económicos para nuevas instalaciones de régimen especial. Para la nueva potencia instalada en tecnología eólica y solar termoeléctrica se ha considerado lo ya comprometido en las diversas fases correspondientes al registro de preasignación.
- Asimismo, se ha previsto que el 31 de diciembre de 2012 finaliza el plazo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007 para las instalaciones de tecnología eólica acogidas a dicha Disposición.¹²
- Se ha considerado la limitación de horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas establecida en el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre.

5.2.3 Resultados

Con las hipótesis mencionadas anteriormente, a continuación se muestra la estimación de la prima equivalente en los años 2012 y 2013¹³.

¹¹ Durante la elaboración de esta previsión de cierre se ha recibido la “Propuesta de Orden por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el tercer y cuarto trimestre de 2012”.

¹² Pese a que, de acuerdo con la normativa vigente, todas las ‘fases’ de implantación ya comprometidas antes del Real Decreto-ley 1/2012 correspondientes a instalaciones de tecnología eólica deben ser puestas en marcha antes de 01/01/2013, debe tenerse presente que los datos de potencia instalada aquí indicados se refieren a potencia incorporada a las bases de datos de liquidación; existe un desfase temporal que puede alcanzar hasta varios meses entre el momento en que una planta entra en servicio y aquel en que su producción es ya objeto de liquidación.

¹³ No se han considerado en esta previsión los posibles efectos derivados del Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en tramitación en el Parlamento.

Año 2012

TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2012 (MW)	Energía liquidada 2012 (GWH)	Horas de utilización 2012	Prima equivalente unitaria 2012 (cent€/kWh)	Prima equivalente total 2012 (millones de €)
TOTAL COGENERACIÓN	6254	26196	4189	7,00	1834
TOTAL SOLAR FV	4296	6900	1606	39,80	2746
TOTAL SOLAR TE	1848	3374	1826	27,54	929
TOTAL EÓLICA	22664	46166	2037	4,13	1904
HIDRÁULICA	2064	4554	2206	3,89	177
BIOMASA	779	3937	5054	8,05	317
RESIDUOS	576	2830	4913	3,25	92
TRAT.RESIDUOS	658	4439	6746	10,03	445
Total	39.139	98.396	2.514	8,58	8.445

Año 2013

TECNOLOGIA	Potencia a 31/12/2013 (MW)	Energía liquidada 2013 (GWH)	Horas de utilización 2013	Prima equivalente unitaria 2013 (cent€/kWh)	Prima equivalente total 2013 (millones de €)
TOTAL COGENERACIÓN	6.314	27.454	4.348	6,90	1.895
TOTAL SOLAR FV	4.405	7.151	1.623	39,27	2.808
TOTAL SOLAR TE	2.521	5.771	2.289	27,21	1.570
TOTAL EÓLICA	24.188	52.502	2.171	3,62	1.900
HIDRÁULICA	2.064	4.553	2.206	3,93	179
BIOMASA	779	3.936	5.054	7,30	287
RESIDUOS	576	2.830	4.914	3,62	102
TRAT.RESIDUOS	658	4.440	6.747	9,99	444
Total	41.505	108.635	2.621	8,46	9.185

5.3 Información sobre el cierre de 2011 y previsión de cierre para 2012 y 2013 sobre los costes e ingresos en cada uno de los sistemas extrapeninsulares e insulares.

5.3.1 Costes reconocidos en los SEIE en 2011

Teniendo en cuenta la información recibida en la CNE por parte de REE hasta septiembre de 2012, la producción de energía eléctrica en régimen ordinario en 2011 asciende a 14 TWh en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (en adelante SEIE). El coste reconocido, según los parámetros definidos en las Órdenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, de esta producción es de 2.575 M€ de los cuales 928 M€ han sido liquidados por REE como OS (costes reconocidos relacionados con el precio de mercado diario peninsular), resultando provisionalmente una compensación calculada por el OS de 1.646 M€.

Cuadro 1: Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2011							
Año / SEIE	Producción (GWh)	Costes			Liquidaciones		
		Coste var. (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total (M€)	Liquidación de REE (M€)	Comp. (M€)	Liquidaciones totales (M€)
Baleares	5.399	504	244	748	361	387	748
Canarias	8.283	1.417	288	1.705	542	1.163	1.705
Ceuta	203	36	25	61	13	48	61
Melilla	207	39	21	60	13	47	60
Total	14.092	1.997	578	2.575	928	1.646	2.575

Nota: (1) Los datos corresponden a liquidaciones C5 (m+10) en el período enero - octubre, y a C3 (m+3) en los meses de noviembre y diciembre.

Además, para prever la cantidad total de la compensación definitiva para el año 2011, hace falta suponer unos costes adicionales que no entran en los cálculos del OS. Estos costes adicionales obedecen a los conceptos de 1) coste de grupos de alquiler, 2) desviaciones de derechos de emisión, 3) costes recurrentes y 4) coste adicional de combustible de apoyo (ver Anexo IV para más detalles sobre los costes adicionales). Con todo ello, como lo representa el siguiente cuadro, el coste total de la compensación SEIE para el año 2011 ascenderá previsiblemente a 1.725 M€.

Cuadro 2: Balance de costes e ingresos en los SEIE en 2011		
Coste total de compensación SEIE	Comp. SEIE s/liq. C5 hasta sep-11, M€	1.646
	Costes previstos adicionales, M€	79
	Coste de grupos generación en alquiler, M€	3
	Desviaciones de derechos emisión, M€	50
	Costes recurrentes, M€	15
	Coste adicional de comb. de apoyo, M€	12
	TOTAL COMPENSACIÓN, M€	1.725
Ingresos	Comp. pagada por la CNE a cargo de cuenta "extrapeninsulares", M€	881
	Liq. Nº14/2011, M€	417
	Comp. pagada a cargo PGE, M€	0
	TOTAL INGRESOS, M€	1.297
SALDO, M€		-428

La financiación de los costes reconocidos de generación en RO en los SEIE viene determinada por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, que define dos fuentes principales para la misma: 1) la relacionada con el precio de mercado peninsular (PMP) y 2) la compensación establecida, que completa la anterior. El primer término corresponde a liquidar por el OS, según señala el cuadro 1, mientras que el segundo está financiado a través de la tarifa de acceso como costes de actividades reguladas y costes definidos como cuotas con destino específico.

En cuanto a la financiación de la compensación el Real Decreto-Ley 6/2009, en su Disposición Adicional 1ª, se introduce una fuente adicional: los Presupuestos Generales del Estado (PGE) del año posterior. Dicho Real Decreto ha sido modificado en repetidas ocasiones hasta determinar en

la Ley 2/2012, de 29 de junio, de los PGE para 2012, que el 17% del sobrecoste de la generación en 2011 o como máximo 256,4 M€ correrán a cargo de los PGE de 2012. Como se observa en el Cuadro 2 hasta la fecha no se ha liquidado nada a cargo de los PGE. Por otro lado, la CNE ha realizado los pagos a cargo de la cuenta con destino específico por valor de 881 M€ hasta finales de septiembre 2012. Además, la liquidación nº 14/2011 de las actividades reguladas ingresó un total de 417 M€ por la producción en RO en los SEIE.

Con todo ello, el saldo actual de las compensaciones previstas menos los ingresos realizados es de un déficit de 428 M€. Cuando se ingresen en la cuenta de la CNE y ésta pague los 256 M€ procedentes de los PGE de 2012, el déficit será de 171 M€. Cabe resaltar que los cálculos se basan en los últimos precios publicados para los combustibles utilizados en los SEIE, que fue la Resolución del 27 de julio de 2011. Por tanto, es de señalar que los costes reconocidos de los combustibles sólo son definitivos para el 1er semestre de 2011, mientras que en el segundo semestre siguen siendo provisionales. Por esta razón, la actualización de los costes definitivos de los combustibles puede aumentar significativamente la cantidad final de la compensación SEIE para 2011.

5.3.2 Previsión de costes reconocidos en los SEIE en 2012

A la hora de obtener las previsiones de la producción y los costes incurridos por los grupos en régimen ordinario en los SEIE en 2012, se han considerado los siguientes:

1. Las liquidaciones intermedias recibidas en la CNE, por parte del OS, de la producción en el período de enero – junio 2011, y la liquidación provisional para los meses de julio – septiembre 2012.
2. La previsión de producción y costes en el período octubre – diciembre de 2012 ha sido tomada de los estudios de REE sobre la evolución de la demanda y la previsión de su cobertura elaborados en los distintos sistemas aislados¹⁴.
3. En particular, en el período de octubre – diciembre 2012 se utiliza la previsión de REE según el escenario 2 en Ceuta y Melilla, que supone un retraso de 6 meses en la entrada de los consumos singulares¹⁵.
4. Con el fin de descomponer la compensación prevista para octubre – diciembre 2012, se ha supuesto un precio de mercado con apuntamiento en los SEIE de 64,38 €/MWh (ver más detalles sobre el cálculo del apuntamiento en SEIE en el Anexo V).

Con todo ello, se prevé que la producción en RO alcanzará 14 TWh en 2012 implicando un coste total reconocido de 2.573 M€. Esta cifra se descompone en una cantidad de 892 M€ relacionado con el precio de mercado peninsular y pagado por el OS, y una compensación de 1.681 M€. Es de señalar que el coste variable medio por MWh generado es significativamente superior en Canarias (170 €/MWh), Ceuta (178 €/MWh) y Melilla (188 €/MWh) que en Baleares (83 €/MWh).

¹⁴ REE (septiembre 2012): *Evolución de la demanda y previsión de su cobertura Cierre del año 2012 y previsión de 2013*, elaborado para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

¹⁵ Además del escenario 2, el OS presenta un escenario 1 que supone la entrada de los consumos singulares tal y como se encuentra ahora en la previsión disponible.

Fuente	Año / SEIE	Producción (GWh)	Coste				Liquidaciones previstas		
			Variable (M€)	Fijo (M€)	Total (M€)	Coste por MWh (€/MWh)	Liquidación de REE (M€)	Compensación (M€)	Total (M€)
Real y previsión RO REE, 2012	Baleares	5.081	420	270	690	83	334	357	690
	Canarias	8.366	1.425	300	1.725	170	532	1.193	1.725
	Ceuta	215	38	43	81	178	14	67	81
	Melilla	216	41	36	77	188	14	63	77
	Total	13.879	1.924	649	2.573	139	892	1.681	2.573
	Enlace IMP*	36							
	TOTAL	13.914							

Nota: Enlace IMP es la previsión de octubre a diciembre 2012.

Considerando los costes adicionales (ver Anexo IV) no contemplados en los cálculos y previsiones de REE (42 M€ según se señala en Cuadro 4), se estima una cantidad total de la compensación de 1.722 M€¹⁶.

La financiación de la compensación extrapeninsular se ha visto afectada por la Orden IET/3586/2011, que suprimió en su artículo 5.1 la cuota extrapeninsular a partir de 1 de enero de 2012; además, prevé que la compensación extrapeninsular en 2012 alcance un importe de 1.893 M€.

Producción en RO, GWh		13.879
Coste total de compensación SEIE	Comp. SEIE prevista, M€	1.681
	Costes previstos adicionales, M€	42
	Coste de grupos generación en alquiler, M€	3
	Desviaciones de derechos emisión, M€	27
	Coste adicional de comb. de apoyo, M€	12
	TOTAL COMPENSACIÓN, M€	1.722

5.3.3 Previsión de costes reconocidos en los SEIE en 2013

Los datos aquí presentados de la producción prevista y los costes (fijos y variables) previstos corresponden a los estudios de demanda y cobertura mencionados de REE en los distintos SEIE para 2013, y prevén una producción para este año de 14 TWh.

Con el fin de aproximar la descomposición del coste reconocido en dos partes (por un lado, en los costes relacionados con el precio de mercado peninsular y, por otro lado, la compensación SEIE),

¹⁶ Esta cifra representa un balance de costes e ingresos previstos; no toma en consideración el potencial reconocimiento de la actualización de los costes de combustible, que está pendiente desde julio de 2011.

se ha aplicado un factor de apuntamiento en los SEIE (1,32) resultando en un PMP aplicable de 71,59 €/MWh para 2013.

Fuente	Año / SEIE	Producción (GWh)	Coste				Liquidaciones previstas		
			Variable (M€)	Fijo (M€)	Total (M€)	Coste por MWh (€/MWh)	Liquidación de REE (M€)	Compensación (M€)	Total (M€)
Previsión RO REE, 2013	Baleares	5.022	356	233	589	71	359	230	589
	Canarias	8.702	1.487	318	1.805	171	623	1.182	1.805
	Ceuta	236	44	93	137	186	17	121	137
	Melilla	217	44	80	125	204	16	109	125
	Total	14.177	1.931	725	2.656	136	1.015	1.641	2.656
	Enlace IMP	450							
	TOTAL	14.627							

Las estimaciones presentadas en el Cuadro 5 para la producción en RO en 2013 suman un coste reconocido de 2.656 M€. Los costes variables medios unitarios aumentan ligeramente, con respecto al año anterior, en Ceuta y Melilla, mientras en Baleares se reducen en más de 10 €/MWh debido a la interconexión Mallorca-Península; en Canarias se prevé el mismo coste variable por MWh generado que en 2012.

Considerando los costes adicionales (ver Anexo IV) presentados en el Cuadro 6, se prevé que la compensación total alcanzará los 1.755M€¹⁷. Es de señalar el alto coste de las desviaciones de derechos de emisión, y su incremento con respecto al año anterior (27 M€) lo que es debido a que los grupos de generación en los SEIE dejan de tener derechos de emisión asignados y por tanto la totalidad de sus emisiones de CO₂ equivalentes correrían a cargo de la compensación (es decir, no tendrían incentivo alguno para reducir sus emisiones).

Coste total de compensación SEIE	Comp. SEIE prevista, M€	1.641
	Costes previstos adicionales, M€	114
	Coste de grupos generación en alquiler, M€	3
	Desviaciones de derechos emisión, M€	99
	Coste adicional de comb. de apoyo, M€	12
	TOTAL COMPENSACIÓN, M€	1.755

¹⁷ No se han considerado en esta previsión los posibles efectos derivados del Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en tramitación en el Parlamento.

5.4 Previsión del coste en 2012 correspondiente a las liquidaciones pendientes de las distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la ley 54/1997.

En relación con la solicitud relativa a la “Previsión del coste en 2013 correspondiente a liquidaciones pendientes a las empresas distribuidoras en su momento acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en concepto de compensación definitiva por adquisición de energía eléctrica a instalaciones de régimen especial, suministros interrumpibles y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes. Calendario previsto de cierre de las mismas” se señala que no queda coste alguno pendiente para el ejercicio 2013.

6 OTRA INFORMACIÓN

6.1 Objetivos mínimos de eficiencia y calidad de cada SEIE

El artículo 4 de la Orden ITC/913/2003, de 30 de marzo, especifica el procedimiento de despacho de la generación que ha de gestionar el operador del sistema. En su punto 2 se determina que la DGPEyM establecerá anualmente, con carácter previo y a propuesta de la CNE, los objetivos mínimos de eficiencia y calidad en cada SEIE.

“Dichos objetivos serán referencias básicas en la explotación real para el operador del sistema. Las desviaciones relativas derivadas de la explotación real respecto a los objetivos fijados en cada SEIE, exceptuando aquellas derivadas de circunstancias excepcionales y sobrevenidas, podrán ser consideradas en la retribución del operador del sistema”.

De acuerdo con los preceptos anteriores, la CNE considera que el operador del sistema (OS) en los SEIE debería tener dos objetivos globales anuales: la mejora de la eficiencia de cada uno de los SEIE, y la mejora de la calidad del suministro. Ambos objetivos podrían materializarse en los siguientes índices que conjuntamente podrían ser aplicados, según se describe más adelante, para aumentar/reducir la retribución del OS como operador del sistema en los SEIE:

1. Mejora de la eficiencia en un SEIE: el consumo específico (CE) anual global, medido mediante la relación entre las termias de combustible consumidas y los kWh de energía eléctrica neta generada (th/kWh).

2. Mejora de la calidad del suministro en un SEIE: el tiempo (en horas) medio de interrupción anual del que es responsable la generación en régimen ordinario (TIEPI¹⁸ de generación).

Los objetivos, establecidos anualmente con carácter previo, tendrían carácter de referencias máximas que no deberían ser superadas por la gestión del operador del sistema en la explotación de cada SEIE. Las desviaciones al alza o a la baja serían tomadas en consideración en la revisión de la retribución del operador del sistema (por ejemplo, desviaciones al alza, tanto en consumo específico como en TIEPI de generación, darían lugar a una reducción en la retribución). En años sucesivos, y en función de los resultados reales obtenidos, se deberían establecer unos nuevos objetivos sucesivamente más reducidos.

Durante los últimos años, se ha producido un desarrollo normativo importante en los SEIE, en el que a día de hoy queda pendiente aún la aprobación del procedimiento de mezclas de combustible, con el fin de determinar los costes operativos.

En tanto que no se complete la regulación, no sería posible establecer los objetivos de eficiencia y calidad mencionados. Al no haberse llevado a cabo aún las pruebas de rendimiento (cuyo procedimiento de realización es de reciente publicación en el BOE), no se conocen los consumos específicos reales (valores inversos del rendimiento) de los grupos que generan en cada SEIE, lo que imposibilita emitir una propuesta cuantitativa sobre los posibles objetivos de eficiencia energética en cada SEIE. Una posible alternativa, más imperfecta, sería la de utilizar los consumos específicos estándares. En este sentido, la CNE puede solicitar al operador del sistema, si así lo estima oportuno la DGPEyM, el valor medio ponderado en cada SEIE de los consumos específicos estándar de los grupos de generación durante el último año móvil.

Por otra parte, como objetivo de calidad, de acuerdo con lo señalado anteriormente, sería conveniente conocer en cada SEIE el TIEPI del que es responsable la generación. Para ello, la CNE, si así lo estima la DGPEyM, podría solicitar también al operador del sistema el valor medio de este parámetro durante el último año móvil en cada uno de los SEIE.

Una vez se cuente con ambos valores en cada uno de los SEIE, se propone que se consideren estos mismos valores como objetivos de eficiencia y de calidad en 2013, sin aplicar ningún factor reductor por motivos de prudencia, dado que sería el primer año en que se aplicaría esta

¹⁸ La continuidad del suministro viene determinada por el número y la duración de las interrupciones a través del índice de TIEPI (el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V <= 36 kV).

$$\text{TIEPI} = \frac{\sum (P_i \times H_i)}{\sum P_i}$$

Donde:

$\sum P_i$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

P_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA).

H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia P_i (en horas).

K = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

Percentil 80 del TIEPI: es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 % de los municipios del ámbito provincial definidos.

metodología. En años sucesivos, como ya se ha señalado y en función de los resultados reales que se obtengan, se podrían establecer unos nuevos objetivos más ambiciosos, con valores de estos índices algo más reducidos, y así sucesivamente. Adicionalmente, como también se ha señalado, en función del resultado anual de la explotación final en cada SEIE, se podría afectar la retribución del operador del sistema en estos SEIE, incrementándola o disminuyéndola, en función del cumplimiento o no de dichos índices de eficiencia y calidad.

Ejemplo numérico

En el supuesto de que para un determinado SEIE se tuviesen los siguientes resultados en un año n-1:

- a) CE (consumo específico) = 2.500 th/kWh
- b) TIEPI generación = 7 horas

El objetivo para el año n podría fijarse en un 3% inferior en ambas magnitudes:

- a) CE = 2.425 th/kWh
- b) TIEPI = 6,79 horas

El cumplimiento de este objetivo se traduciría en el mantenimiento de la retribución del operador del sistema para ese SEIE en particular (que se ha supuesto igual a 5 M€). Las desviaciones al alza o a la baja respecto al objetivo del -3% se traducirían en desviaciones respecto a la retribución base de la siguiente forma: tanto para el consumo específico como para el TIEPI de generación, se calcularía la ratio [valor objetivo / valor real]. El producto de las correspondientes ratios se aplicaría por ejemplo al 20% de la retribución base del operador del sistema, como sigue:

$$R_n = R_{n-1} * \left[0,8 + 0,2 \left(\left(\frac{CE_{objetivo}}{CE_{real}} \right) * \left(\frac{TIEPI_{objetivo}}{TIEPI_{real}} \right) \right) \right]$$

La variación máxima total se podría limitar, por ejemplo, a un $\pm 2,5\%$ respecto a la retribución objetivo, compartiendo así entre el operador del sistema y el consumidor final el riesgo (o el beneficio) de aplicar de forma automática variaciones muy acusadas que pudieran deberse a cambios disruptivos en factores ajenos al control del operador (cambio tecnológico, fenómenos climatológicos anómalos, etc.).

La tabla que sigue representa un ejemplo de la variación de la retribución planteada; los porcentajes mostrados representarían variaciones respecto al -3% de consumo específico y de TIEPI, conjuntamente realizadas (podrían presentarse igualmente variaciones de forma individual o cruzada):

<i>SEIE "A"</i>	Consumo esp.	TIEPI	Retribución OS	
	[th/kWh]	[horas]	[M€]	[% variación]
Real año n-1	2.500	7,00	5,000	
Objetivo año n	2.425	6,79	5,000	
+10%	2.668	7,47	4,875	mín.=97,5%
(...)				
+5%	2.546	7,13	4,907	98,14%
+4%	2.522	7,06	4,925	98,49%
+3%	2.498	6,99	4,943	98,85%
+2%	2.474	6,93	4,961	99,22%
+1%	2.449	6,86	4,980	99,61%
-1%	2.401	6,72	5,020	100,41%
-2%	2.377	6,65	5,041	100,82%
-3%	2.352	6,59	5,063	101,26%
-4%	2.328	6,52	5,085	101,70%
-5%	2.304	6,45	5,108	102,16%
(...)				
-10%	2.183	6,11	5,125	máx.=102,5%

ANEXO I:

**ESCENARIO DE DEMANDA EN
CONSUMO PARA EL CIERRE DE
2012 Y 2013**

PENINSULAR

PREVISIÓN CIERRE 2012

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			26.722.907	139.089.028	26.053.094	26.112.903			110.032.963	76.036.778	25.804.361	8.191.824				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	24.101.770	96.653.385					59.467.022	59.467.022							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.051.906	5.767.282					7.177.115	2.734.341	4.442.774						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	36	340					125	33	57	34					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	663.530	8.400.925					6.150.413	6.150.413							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	186.327	2.228.952					3.186.068	1.070.658	2.115.410						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	7	93					15	4	7	4					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	719.331	26.038.052	26.053.094	26.112.903			34.052.205	6.614.306	19.246.113	8.191.785					
TARIFAS DE ALTA TENSION			102.965	31.307.661	32.737.660	33.735.176	25.814.404	25.962.387	30.184.333	117.572.575	11.279.280	17.173.881	11.621.399	9.531.275	13.099.498	54.867.241
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	82.413	7.361.039	7.769.815	8.278.956			15.419.226	3.256.985	6.271.709	5.890.533					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	18.125	15.339.396	15.637.079	15.828.015	15.920.059	16.001.666	18.671.930	53.793.563	4.904.631	6.251.144	3.381.649	5.462.729	7.351.885	26.441.525	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.572	3.474.597	3.581.112	3.607.594	3.648.662	3.668.192	4.261.745	16.282.175	1.228.772	1.714.459	856.513	1.428.951	1.986.555	9.066.924	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	387	1.471.082	1.764.933	1.768.238	1.814.452	1.824.699	2.120.333	8.392.429	489.959	766.598	402.287	694.192	962.545	5.076.847	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	467	3.661.546	3.984.722	4.252.373	4.431.231	4.467.831	4.974.324	23.296.557	1.398.933	2.169.971	1.090.418	1.945.404	2.798.512	13.893.319	
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	388.626	0	0	0	0	0	388.626	
TOTAL BT + AT			26.825.872	170.396.689	58.790.755	59.848.078	25.814.404	25.962.387	30.184.333	227.605.538	87.316.058	42.978.242	19.813.223	9.531.275	13.099.498	54.867.241

PREVISIÓN 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			26.662.824	139.252.523	26.075.206	26.040.033			109.139.189	74.905.740	25.991.599	8.241.850				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	24.029.634	96.045.395					58.458.007	58.458.007							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	1.075.478	6.020.157					7.312.883	2.766.238	4.546.645						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	66	345					111	33	57	20					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	656.403	8.935.228					5.975.985	5.975.985							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	180.169	2.161.259					3.141.490	1.055.388	2.086.102						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	17	93					13	4	7	2					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	721.057	26.090.046	26.075.206	26.040.033			34.250.699	6.650.084	19.358.787	8.241.828					
TARIFAS DE ALTA TENSION			103.645	31.374.190	32.808.299	33.810.110	25.846.131	25.994.386	30.223.246	117.783.580	11.337.869	17.277.786	11.716.925	9.535.765	13.100.514	54.814.720
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	82.914	7.399.599	7.810.510	8.322.827			15.659.933	3.307.231	6.369.247	5.983.454					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	18.243	15.339.482	15.637.726	15.828.556	15.920.575	16.002.233	18.675.144	53.942.581	4.918.542	6.268.693	3.391.597	5.478.638	7.372.411	26.512.700	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.604	3.492.635	3.599.932	3.626.519	3.667.756	3.687.360	4.283.772	16.717.165	1.259.223	1.755.341	880.399	1.468.976	2.036.803	9.317.422	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	394	1.471.129	1.764.206	1.767.494	1.813.681	1.823.927	2.119.095	8.342.760	488.747	763.197	400.264	690.273	957.116	5.043.164	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	490	3.671.345	3.995.925	4.264.715	4.444.119	4.480.865	4.989.235	22.745.077	1.365.125	2.121.308	1.061.211	1.897.879	2.734.184	13.565.370	
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	376.065	0	0	0	0	0	376.065	
TOTAL BT + AT			26.766.468	170.626.712	58.883.506	59.850.143	25.846.131	25.994.386	30.223.246	226.922.769	86.243.609	43.269.385	19.958.775	9.535.765	13.100.514	54.814.720

BALEARES

PREVISIÓN CIERRE 2012

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		686.759	4.575.500	1.122.659	1.123.115					3.962.685	2.676.281	912.674	373.730	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	620.894	3.065.632						2.062.047	2.062.047						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	4.726	26.973						61.634	39.594	22.039					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	0	0						0	0	0	0				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	27.463	337.803						260.683	260.683						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.876	22.947						43.297	16.016	27.281					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0						0	0	0	0				
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	31.800	1.122.144	1.122.659	1.123.115				1.535.023	297.940	863.353	373.730				
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.048	450.217	451.879	462.192	313.917	313.917	347.510	1.322.062	168.355	307.004	206.044	88.159	90.353	462.148	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	696	144.471	145.175	151.066				402.916	79.240	170.307	153.369				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	348	277.967	278.526	278.947	281.739	281.739	305.753	813.895	81.044	123.673	46.789	78.900	79.759	403.730	
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	5	28.178	28.178	32.178	32.178	32.178	41.758	105.252	8.071	13.024	5.886	9.258	10.595	58.418	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		687.807	5.025.718	1.574.537	1.585.307	313.917	313.917	347.510	5.284.747	2.844.636	1.219.678	579.773	88.159	90.353	462.148	

PREVISIÓN 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION		679.370	4.514.168	1.124.705	1.125.162					4.020.175	2.683.764	947.988	388.423	0	0	0
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	613.883	3.013.743						2.056.891	2.056.891						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	4.758	27.244						65.303	41.952	23.350					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	0	0						0	0	0	0				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	27.018	326.650						259.215	259.215						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.852	22.341						43.420	16.062	27.358					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0						0	0	0	0				
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	31.859	1.124.190	1.124.705	1.125.162				1.595.347	309.644	897.280	388.423				
TARIFAS DE ALTA TENSION		1.056	456.998	458.672	469.016	320.023	320.024	354.534	1.393.783	176.966	322.451	216.010	93.244	95.657	489.456	
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	699	145.180	145.888	151.808				421.056	82.807	177.975	160.274				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	351	281.839	282.805	283.229	286.045	286.045	310.262	855.236	85.160	129.953	49.165	82.906	83.809	424.243	
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	5	29.979	29.979	33.979	33.979	33.979	44.271	117.491	8.999	14.522	6.571	10.338	11.847	65.213	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT		680.426	4.971.166	1.583.377	1.594.178	320.023	320.024	354.534	5.413.958	2.860.730	1.270.439	604.433	93.244	95.657	489.456	

CANARIAS

PREVISIÓN CIERRE 2012

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			1.129.306	5.667.256	936.380	937.101			5.097.881	3.660.716	1.014.738	422.427	0	0	0	
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.069.967	4.318.145					2.873.840	2.873.840							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	4.371	25.301					82.917	52.901	30.015						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0					0	0	0	0					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	30.000	361.964					364.718	364.718							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.054	26.175					74.732	23.575	51.157						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0					0	0	0	0					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	22.914	935.670	936.380	937.101			1.701.674	345.681	933.566	422.427					
TARIFAS DE ALTA TENSION			1.959	791.259	797.817	808.819	561.276	562.014	611.089	3.218.269	318.709	562.160	464.722	257.702	314.113	1.300.862
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.310	241.992	243.211	247.921				750.886	150.215	297.829	302.843				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	641	513.914	519.253	525.544	525.922	526.660	567.988	2.249.806	154.907	241.764	149.806	237.744	291.222	1.174.364	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	8	35.354	35.354	35.354	35.354	35.354	43.101	217.576	13.588	22.568	12.073	19.959	22.891	126.498	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT			1.131.265	6.458.515	1.734.198	1.745.920	561.276	562.014	611.089	8.316.150	3.979.425	1.576.899	887.149	257.702	314.113	1.300.862

PREVISIÓN 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			1.117.413	5.589.177	939.938	940.662			5.039.681	3.582.077	1.028.812	428.793	0	0	0	
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	1.058.455	4.248.457					2.799.400	2.799.400							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	4.403	25.581					85.831	54.761	31.070						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0	0					0	0	0	0					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	29.526	350.386					353.934	353.934							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	2.029	25.528					73.198	23.091	50.106						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0	0					0	0	0	0					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	23.000	939.225	939.938	940.662			1.727.318	350.891	947.635	428.793					
TARIFAS DE ALTA TENSION			1.975	800.724	807.345	818.441	569.269	570.015	620.091	3.378.667	331.268	583.616	479.744	271.811	330.788	1.381.440
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.319	243.585	244.813	249.554				766.574	153.353	304.051	309.170				
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	647	519.128	524.521	530.877	531.258	532.004	573.751	2.309.656	159.027	248.196	153.791	244.068	298.969	1.205.604	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9	38.011	38.011	38.011	38.011	38.011	46.340	302.437	18.887	31.370	16.782	27.743	31.819	175.836	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
299	Peaje Trasvase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL BT + AT			1.119.388	6.389.901	1.747.283	1.759.103	569.269	570.015	620.091	8.418.348	3.913.345	1.612.428	908.536	271.811	330.788	1.381.440

CEUTA

PREVISIÓN CIERRE 2012

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			29.868	171.880	47.584	46.467			141.400	87.998	41.108	12.294	0	0	0	
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	27.746	116.473					71.905	71.905							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	13	89					415	89	326						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	0	0					0	0	0	0					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	675	8.629					5.417	5.417							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	80					254	60	194						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0					0	0	0	0					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.428	46.609	47.584	46.467			63.409	10.527	40.588	12.294					
TARIFAS DE ALTA TENSION			48	19.297	19.647	19.278	13.977	13.977	14.098	64.956	5.312	10.483	6.732	5.128	6.778	30.524
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	37	5.320	5.670	5.301			10.840	2.083	5.157	3.600					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	11	13.977	13.977	13.977	13.977	14.098	54.116	3.229	5.327	3.132	5.128	6.778	30.524		
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL BT + AT			29.916	191.177	67.231	65.745	13.977	13.977	14.098	206.356	93.309	51.591	19.026	5.128	6.778	30.524

PREVISIÓN 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			31.690	182.367	50.487	49.302			163.378	101.675	47.498	14.205	0	0	0	
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	29.439	123.580					83.081	83.081							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	14	94					480	103	376						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	0	0					0	0	0	0					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	716	9.156					6.258	6.258							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	6	84					293	69	224						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0					0	0	0	0					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.515	49.453	50.487	49.302			73.265	12.163	46.897	14.205					
TARIFAS DE ALTA TENSION			59	23.621	24.050	23.598	17.099	17.099	17.246	73.243	6.037	11.943	7.687	5.773	7.604	34.199
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	45	6.522	6.951	6.499			12.524	2.407	5.958	4.160					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	13	17.099	17.099	17.099	17.099	17.246	60.718	3.630	5.985	3.527	5.773	7.604	34.199		
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
299	Peaje Traspase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL BT + AT			31.749	205.989	74.538	72.900	17.099	17.099	17.246	236.620	107.712	59.441	21.891	5.773	7.604	34.199

MELILLA

PREVISIÓN CIERRE 2012

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			30.796	186.628	45.475	45.475			137.741	96.210	26.686	14.846	0	0	0	
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.111	123.226					75.728	75.728							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	17	109					130	59	71						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	0	0					0	0	0	0					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.365	17.667					10.078	10.078							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	11	151					271	121	149						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0					0	0	0	0					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.292	45.475	45.475	45.475			51.535	10.223	26.466	14.846					
TARIFAS DE ALTA TENSION			63	20.981	20.981	20.981	11.482	11.482	11.482	71.916	8.422	13.370	10.038	4.587	6.128	29.372
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	52	9.499	9.499	9.499			20.267	4.450	8.508	7.310					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	11	11.482	11.482	11.482	11.482	11.482	51.649	3.973	4.862	2.728	4.587	6.128	29.372		
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
299	Peaje Traslase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL BT + AT			30.859	207.609	66.456	66.456	11.482	11.482	11.482	209.658	104.632	40.056	24.884	4.587	6.128	29.372

PREVISIÓN 2013

Código (2)	Tarifa (3)	Nº Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			31.152	191.862	45.013	45.013			146.946	103.016	28.655	15.276	0	0	0	
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	28.410	128.431					81.076	81.076							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	24	161					129	61	67						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kWh)	0	0					0	0	0	0					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kWh)	1.388	18.105					10.692	10.692							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kWh)	11	152					268	113	155						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kWh)	0	0					0	0	0	0					
403	3.0 A (Pc > 15 kWh)	1.319	45.013	45.013	45.013			54.781	11.073	28.433	15.276					
TARIFAS DE ALTA TENSION			64	25.659	25.659	25.659	16.115	16.115	16.115	79.109	9.353	15.237	10.437	4.642	6.878	32.562
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	52	9.544	9.544	9.544			22.207	4.780	9.643	7.785					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	12	16.115	16.115	16.115	16.115	16.115	56.902	4.574	5.594	2.652	4.642	6.878	32.562		
406	6.2 (36 kV a 72.5 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
407	6.3 (72.5 kV a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
299	Peaje Traslase Tajo Segura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL BT + AT			31.216	217.521	70.672	70.672	16.115	16.115	16.115	226.056	112.369	43.892	25.713	4.642	6.878	32.562

NACIONAL

Cierre 2012

Código (2)	Tarifa (3)	N° Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			28.599.636	149.690.293	28.205.192	28.265.060			119.372.669	82.557.983	27.799.567	9.015.120				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	25.848.488	104.276.861					64.550.542	64.550.542							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.061.034	5.819.755					7.322.210	2.826.985	4.495.225						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	36	340					125	33	57	34					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	723.032	9.126.988					6.791.309	6.791.309							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	190.274	2.278.305					3.304.622	1.110.430	2.194.192						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	7	93					15	4	7	4					
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	776.765	28.187.951	28.205.192	28.265.060			37.403.846	7.278.679	21.110.086	9.015.081					
TARIFAS DE ALTA TENSION			106.084	32.589.415	34.027.984	35.046.446	26.715.056	26.863.777	31.168.512	122.249.778	11.780.077	18.066.899	12.308.936	9.886.850	13.516.869	56.690.147
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	84.508	7.762.322	8.173.369	8.692.743			16.604.135	3.492.972	6.753.508	6.357.655					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	19.136	16.156.337	16.460.316	16.657.965	16.753.179	16.835.524	19.571.251	56.963.028	5.147.782	6.626.770	3.584.104	5.789.086	7.735.771	28.079.515	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.585	3.538.129	3.644.644	3.675.126	3.716.194	3.735.723	4.346.604	16.605.003	1.250.431	1.750.051	874.472	1.458.168	2.020.040	9.251.840	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	387	1.471.082	1.764.933	1.768.238	1.814.452	1.824.699	2.120.333	8.392.429	489.959	766.598	402.287	694.192	962.545	5.076.847	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	467	3.661.546	3.984.722	4.252.373	4.431.231	4.467.831	4.974.324	23.296.557	1.398.933	2.169.971	1.090.418	1.945.404	2.798.512	13.893.319	
299	Peaje Traslase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	388.626	0	0	0	0	0	388.626	
TOTAL BT + AT			28.705.720	182.279.708	62.233.176	63.311.506	26.715.056	26.863.777	31.168.512	241.622.448	94.338.061	45.866.465	21.324.055	9.886.850	13.516.869	56.690.147

Año 2013

Código (2)	Tarifa (3)	N° Clientes (4)	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía Consumida (MWh) (6)							
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			28.522.450	149.730.097	28.235.350	28.200.172			118.509.369	81.376.272	28.044.551	9.088.546				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	25.759.821	103.559.606					63.478.455	63.478.455							
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.084.678	6.073.237					7.464.625	2.863.116	4.601.509						
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	66	345					111	33	57	20					
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	715.050	9.639.524					6.606.085	6.606.085							
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	184.067	2.209.364					3.258.669	1.094.724	2.163.945						
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	17	93					13	4	7	2					
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	778.751	28.247.927	28.235.350	28.200.172			37.701.411	7.333.855	21.279.032	9.088.524					
TARIFAS DE ALTA TENSION			106.798	32.681.192	34.124.025	35.146.825	26.768.638	26.917.638	31.231.233	122.708.382	11.861.493	18.211.033	12.430.803	9.911.235	13.541.441	56.752.377
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	85.029	7.904.431	8.217.706	8.740.231			16.892.295	3.550.578	6.866.873	6.464.843					
405	6.1 (1 kV a 36 kV)	19.266	16.173.663	16.478.267	16.675.876	16.771.093	16.853.496	19.592.519	57.225.092	5.170.933	6.658.421	3.600.732	5.816.027	7.769.672	28.209.307	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.618	3.560.624	3.667.922	3.698.508	3.739.745	3.759.350	4.374.384	17.137.092	1.286.110	1.801.233	903.752	1.507.056	2.080.469	9.558.471	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	394	1.471.129	1.764.206	1.767.494	1.813.681	1.823.927	2.119.095	8.342.760	488.747	763.197	400.264	690.273	957.116	5.043.164	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	490	3.671.345	3.995.925	4.264.715	4.444.119	4.480.865	4.989.235	22.745.077	1.365.125	2.121.308	1.061.211	1.897.879	2.734.184	13.565.370	
299	Peaje Traslase Tajo Segura	1	0	0	0	0	0	156.000	376.065	0	0	0	0	0	376.065	
TOTAL BT + AT			28.629.248	182.411.289	62.359.375	63.346.996	26.768.638	26.917.638	31.231.233	241.217.751	93.237.765	46.255.584	21.519.349	9.911.235	13.541.441	56.752.377

**ANEXO II:
INGRESOS DE ACCESO
PREVISTOS PARA EL CIERRE DE
2012 Y 2013 DESGLOSADOS
ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR
Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES
Y PENINSULARES**

Cuadro 13. Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2012 a los precios de la Orden IET/843/2012. Desglose por subsistema

Ingresos Acceso 2012 (Miles €)						
	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
BT	9.911.918	351.480	447.188	12.593	12.956	10.736.136
Pc ≤ 10 kW	6.674.538	216.407	302.005	7.578	7.988	7.208.515
2.0 A	6.263.593	211.700	295.919	7.566	7.979	6.786.758
2.0 DHA	410.934	4.707	6.085	12	8	421.747
2.0 DHS	10	0	0	0	0	10
10 < Pc ≤ 15 kW	900.782	31.553	40.213	671	1.305	974.525
2.1 A	699.380	28.981	36.540	660	1.287	766.849
2.1 DHA	201.398	2.572	3.673	11	18	207.671
2.0 DHS	4	0	0	0	0	4
Pc > 15 kW	2.336.598	103.519	104.971	4.344	3.663	2.553.096
3.0 A	2.336.598	103.519	104.971	4.344	3.663	2.553.096
MT	2.777.486	52.842	105.089	2.271	2.647	2.940.335
3.1 A	863.564	20.172	36.099	619	1.122	921.576
6.1	1.913.922	32.670	68.990	1.651	1.526	2.018.759
AT	551.489	1.996	2.828	0	0	556.313
6.2	255.837	1.996	2.828	0	0	260.662
6.3	105.566	0	0	0	0	105.566
6.4	190.086	0	0	0	0	190.086
Total	13.240.893	406.317	555.106	14.864	15.603	14.232.783

Fuente: CNE

Cuadro 14. Ingresos de acceso previstos para 2013 a los precios de la Orden IET/843/2012 aplicables a partir del segundo trimestre. Desglose por subsistema

Ingresos Acceso 2013 (Miles €)						
	PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
BT	9.330.330	335.085	417.451	13.470	12.968	10.109.304
Pc ≤ 10 kW	6.142.672	200.467	275.026	7.957	7.901	6.634.024
2.0 A	5.752.044	195.847	269.171	7.944	7.892	6.232.898
2.0 DHA	390.619	4.621	5.855	13	9	401.116
2.0 DHS	10	0	0	0	0	10
10 < Pc ≤ 15 kW	887.261	30.437	38.266	731	1.334	958.029
2.1 A	693.836	27.932	34.742	719	1.317	758.546
2.1 DHA	193.422	2.505	3.524	12	17	199.480
2.1 DHS	4	0	0	0	0	4
Pc > 15 kW	2.300.397	104.180	104.159	4.782	3.733	2.517.251
3.0 A	2.300.397	104.180	104.159	4.782	3.733	2.517.251
MT	2.790.656	54.660	107.101	2.657	3.057	2.958.131
3.1 A	873.493	20.818	36.697	733	1.193	932.933
6.1	1.917.162	33.842	70.404	1.924	1.864	2.025.197
AT	553.419	2.155	3.457	0	0	559.030
6.2	259.254	2.155	3.457	0	0	264.866
6.3	105.369	0	0	0	0	105.369
6.4	188.796	0	0	0	0	188.796
Total	12.674.405	391.900	528.009	16.127	16.025	13.626.465

Fuente: CNE

**ANEXO III:
INFORMACIÓN SOBRE EL
NÚMERO DE CLIENTES,
POTENCIAS CONTRATADAS,
CONSUMOS Y FACTURACIONES,
DESAGREGADAS POR TARIFA DE
ÚLTIMO RECURSO PARA LOS
SISTEMAS PENINSULAR, INSULAR
Y EXTRAPENINSULAR**

Cuadro 15. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores con derecho a TUR suministrados por CUR. Ámbito Peninsular**AÑO 2011**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	18.473.068	71.103.383	43.665.527	7.744.179	17,74
TUR con DH	884.811	4.763.546	6.028.827	680.950	11,29
TUR con DHS	1	4	2	0	9,40
TOTAL	19.357.879	75.866.933	49.694.356	8.425.130	16,95

AÑO 2012

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	17.067.565	66.489.784	38.690.413	7.395.643	19,11
TUR con DH	824.066	4.477.711	5.664.592	722.663	12,76
TUR con DHS	25	244	110	14	12,89
TOTAL	17.891.655	70.967.739	44.355.115	8.118.321	18,30

AÑO 2013

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	15.208.874	59.105.530	33.528.579	6.175.032	18,42
TUR con DH	749.737	4.193.537	5.172.764	630.932	12,20
TUR con DHS	45	252	95	14	14,83
TOTAL	15.958.656	63.299.319	38.701.438	6.805.978	17,59

Fuente: CNE

Cuadro 16. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores con derecho a TUR suministrados por CUR. Baleares**AÑO 2011**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	509.830	2.476.021	1.592.551	280.024	17,58
TUR con DH	4.397	24.797	56.311	8.180	14,53
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	514.226	2.500.818	1.648.862	288.204	17,48

AÑO 2012

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	461.736	2.215.724	1.393.586	262.224	18,82
TUR con DH	4.151	23.667	55.728	8.423	15,11
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	465.887	2.239.391	1.449.314	270.647	18,67

AÑO 2013

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	411.187	1.944.170	1.234.975	222.349	18,00
TUR con DH	3.999	22.903	56.578	8.182	14,46
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	415.186	1.967.073	1.291.554	230.532	17,85

Fuente: CNE

Cuadro 17. Nº de clientes, potencia facturada, consumo, facturación y precio medio de los consumidores con derecho a TUR suministrados por CUR. Canarias**AÑO 2011**

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	969.904	3.838.897	2.461.559	433.067	17,59
TUR con DH	49	281	329	51	15,39
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	969.953	3.839.178	2.461.888	433.118	17,59

AÑO 2012

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	910.684	3.544.306	2.302.476	430.540	18,70
TUR con DH	3.881	22.441	73.613	10.882	14,78
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	914.565	3.566.747	2.376.089	441.421	18,58

AÑO 2013

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)	Facturación (Miles de €)	Precio Medio c€/kWh
TUR sin DH	854.560	3.269.854	2.099.589	377.242	17,97
TUR con DH	3.714	21.547	72.408	10.263	14,17
TUR con DHS	0	0	0	0	
TOTAL	858.274	3.291.401	2.171.997	387.505	17,84

Fuente: CNE

ANEXO IV. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES ADICIONALES EN LOS SEIE

ANEXO IV. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES ADICIONALES EN LOS SEIE

Los costes adicionales de los grupos de generación en los SEIE reflejan conceptos que no están contemplados por el OS a la hora de calcular los costes de explotación de dichos sistemas. La siguiente tabla presenta los valores reales aprobados mediante Resoluciones de la DGPEM de los años de producción de 2009 y 2010, y las estimaciones de la CNE para los años 2011 – 2013.

Cabe señalar que la CNE no prevé de antemano costes adicionales por los conceptos de grupos inscritos no liquidados, reliquidaciones pendientes y garantía de potencia de grupos pendientes de inscripción, que en parte tenían valores reconocidos en años anteriores. Además, a diferencia de 2009, la CNE no reconoce coste alguno para los gastos recurrentes reales auditados, y tampoco para el concepto de costes recurrentes a partir de 01/01/2012, de acuerdo con el artículo 37.2.a del Real Decreto – Ley 20/2012.

En el caso de los costes de grupos de generación en alquiler se ha tomado como referencia el valor del año 2010 y se ha actualizado con el IPC del año correspondiente.

Cuadro 1. Costes adicionales reales (2009-10) y previstos (2011 - 2013)					
Conceptos	2009 (real)	2010 (real)	2011	2012	2013
Grupos inscritos no liquidados	-	19,42	0,00	0,00	0,00
Reliquidaciones pendientes	-	0	0,00	0,00	0,00
Garantía de potencia de grupos pendientes de inscripción	-	15,80	0,00	0,00	0,00
Coste de grupos generación en alquiler, M€	8,44	2,64	2,71	2,78	2,85
Desviaciones de derechos emisión, M€	53,11	56,86	49,63	26,93	99,46
Gasto recurrente real auditado, M€	59,44	0,00	0,00	0,00	0,00
Costes recurrentes, M€	23,06	14,56	14,90	0,00	0,00
Coste adicional de comb. de apoyo, M€	9,29	11,93	11,93	11,93	11,93
Total adicional	153,35	121,21	79,17	41,64	114,25

Nota: El coste de alquiler se actualiza con el IPC_2011=2,38% e IPC_2012=IPC_2013=2,7%.

En cuanto a los costes de combustibles de apoyo, los valores se han mantenido constantes a su nivel de 2010 a falta de datos fiables sobre la evolución del consumo de dichos combustibles.

En lo que respecta a las desviaciones de derechos de emisión, a falta de valores oficiales de 2011 por RENADE, se ha tenido como referencia el factor de emisión del año 2010 según la publicación de RENADE¹⁹ y se han aplicado los precios aritméticos de la cotización de tCO2 según se establece la Orden PRE/3420/2007. Con todo ello, el coste de desviaciones de derechos de

¹⁹ RENADE (2011): Aplicación de la Ley 1/2005. Análisis global y sectorial Año 2010, https://www.renade.es/docs/bal_glo2010.pdf

emisión alcanzará 50 M€ en 2011 y 27 M€ en 2013. Para el año 2013 se ha aproximado el valor de los costes de desviaciones de derechos de emisiones teniendo en cuenta 1) la cotización futura para este año según el último *Informe de supervisión de mercado a plazo de energía eléctrica en España* publicado por la CNE el 20/09/2012, y 2) el cese de las asignaciones gratuitas de derechos a los grupos en los SEIE. En consecuencia, se observa un aumento considerable de los costes relacionados con las emisiones de CO₂ equivalentes cubiertos por la compensación en los SEIE.

Cuadro 2. Emisiones de CO₂ y sus costes en los SEIE (2010 - 2013)							
Años	Precio CO₂, €/tCO₂	Emisiones totales, MtCO₂	Factor de emisión, tCO₂/MWh	Asignación de derechos, MtCO₂	Desviaciones de derechos, MtCO₂	Coste de desviaciones de derechos, M€	Coste de desviaciones de derechos, €/MWh
2010	14,33	11,39	0,80	7,42	3,97	56,90	3,99
2011	12,92	11,26	0,80	7,42	3,84	49,63	3,52
2012	7,34	11,09	0,80	7,42	3,67	26,93	1,94
2013	8,78	11,33	0,80	0	0	99,46	7,02

Notas: (1) En Bluenext (<http://www.bluenext.fr>) el precio indicado se identifica con "Daily Closing Price".

(2) Las medias tienen en cuenta la metodología establecida por la legislación (Orden PRE/3420/2007).

(3) Los datos de las emisiones totales proceden del informe de RENADE (2011): Aplicación de la Ley 1/2005. Análisis global y sectorial Año 2010. El Informe con los datos de las emisiones de 2011 no está publicada a fecha de 07/10/2012.

(4) Cotesa S.A. ha pasado a RO a partir del 14 de junio 2011, sus emisiones futuras están contempladas indirectamente en esta tabla a través de la producción RO total en Canarias. Hay que apuntar que el factor de emisión de COTESA (0,73 tCO₂/MWh) es inferior al asumido (0,80 tCO₂/MWh) y sus emisiones representan menos de 2% de las emisiones totales del conjunto de los SEIE.

(5) Los precios de €/tCO₂ de 2013 son iguales a lo que publica la CNE en su *Informe de supervisión de mercados a plazo de energía eléctrica en España con fecha de 20/09/2012*.

(6) En los periodos de 20/01/2011-03/02/2011, 01/06/2012 - 21/06/2012 y 26/09/2012 - 03/10/2012 Bluenext no tenía cotización, por tanto en los dos primeros casos se ha aplicado el último precio antes del cierre de cotizaciones, en el último caso se han adoptado los valores de SENDECO₂.

ANEXO V. PRECIOS DE MERCADO APLICABLES EN LOS SEIE

ANEXO V. PRECIOS DE MERCADO APLICABLES EN LOS SEIE

El precio de mercado peninsular (PMP) es la base²⁰ de los cálculos de la compensación de la generación en los SEIE. Teniendo en cuenta que la explotación de los sistemas pequeños es independiente de la explotación y la formación de precios en la Península y que la diferencia entre el perfil de la demanda y el PMP es inferior en la Península que en los SEIE, se debe aplicar un factor de apuntamiento del PMP.

En el cálculo del factor de apuntamiento se ha considerado la producción en RO en cada los SEIE y las liquidaciones realizadas por el OS en el período de enero – agosto 2012. Se ha obtenido que en los SEIE los PMP aplicados por el OS eran entre un 28% - 35% superiores que en la Península. Finalmente se ha aplicado un único valor para los SEIE cogiendo la media ponderada de los sistemas.

Cuadro 1. Apuntamiento PMP en SEIE	ene - ago 2012			
	Baleares	Canarias	Ceuta&Melilla	Total
Producción en bc SEIE (MWh)	3.946.608	6.172.519	324.525	10.443.652
Pago efectuado a PM por REE (€)	260.525.084	390.483.558	20.266.383	671.275.025
Promedio del pago efectuado a SEIE (€/MWh)	66,01	63,26	62,45	64,28
PM total* (€/MWh)	48,75	48,75	48,75	48,75
Factor de apuntamiento península - SEIE	1,35	1,30	1,28	1,32

La proyección de los PMP aplicables en los SEIE se señala en el siguiente cuadro.

Cuadro 2. Precio de mercado aplicable en los SEIE, 2012 - 2013			
	sep-12	Q4 2012	2013
Previsión del PM a carga base* (€/MWh)	47,59	48,83	54,3
Factor apuntamiento península - SEIE	1,32	1,32	1,32
Previsión del PM aplicable a los SEIE (€/MWh)	62,74	64,38	71,59

²⁰ Según la Orden ITC/913/2006, la compensación de cada grupo RO en cada hora es igual al coste reconocido del mismo menos el PMP incluyendo los SS.CC y excluyendo el pago por capacidad.

ANEXO VI. BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS Y ECONÓMICOS



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Regulación y Competencia
Subdirección de Precios Regulados

BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS Y ECONÓMICOS

Octubre - 2012



Índice

RESUMEN

INDICADORES ELÉCTRICOS

1.- Demanda en barras de central	2
Demanda nacional, peninsular y extrapeninsular e insular	2
Media móvil a 12 meses de la demanda en b.c. nacional, peninsular, extrapeninsular e insular	3
Descomposición del crecimiento de la demanda peninsular en efectos laboralidad, temperatura y actividad económica	4
Previsión REE de la demanda peninsular	4
Cobertura de la demanda nacional, peninsular, extrapeninsular e insular	5
2.- Demanda en consumo	8
2.1 - Demanda de consumidores nacionales	8
Energía consumida	8
% Variación s/ el mismo mes del año anterior	9
% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión	10
Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo	11
2.2 - Demanda de consumidores peninsulares	12
Energía consumida	12
% Variación s/ el mismo mes del año anterior	13
% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión	14
Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo	15
2.3 - Demanda de consumidores extrapeninsulares e insulares	16
Energía consumida	16
% Variación s/ el mismo mes del año anterior	17
% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión	18
Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo	19
3.- Estructura de la demanda en consumo	20
3.1 - Estructura del consumo nacional por tarifa de acceso	20
Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso	20
Tamaño medio por tarifa de acceso (jul 2011- jun 2012)	20
Distribución del número de consumidores por grupo tarifario	21
Distribución de la energía consumida por grupo tarifario	21
Facturación media de acceso (c€/kWh).	22

Índice

3.2 - Estructura del consumo peninsular por tarifa de acceso	23
Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso	23
Tamaño medio por tarifa de acceso (jul 2011- jun 2012)	23
Distribución del número de consumidores por grupo tarifario	24
Distribución de la energía consumida por grupo tarifario	24
Facturación media de acceso (c€/kWh).	25
3.3 - Estructura del consumo extrapeninsular e insular por tarifa de acceso	26
Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso	26
Tamaño medio por tarifa de acceso (jul 2011- jun 2012)	26
Distribución del número de consumidores por grupo tarifario	27
Distribución de la energía consumida por grupo tarifario	27
Facturación media de acceso (c€/kWh).	28
3.4 - Estructura del consumo nacional por sector de actividad	31
Distribución de la energía consumida por sector actividad	31
Distribución del número de consumidores por sector actividad	31
4.- Suministro de último recurso	34
4.1- Consumidores con derecho a acogerse a las TUR (Pc≤10 kW)	34
Número de consumidores y energía consumida. Junio 2012	34
Consumidores abastecidos por comercializadoras libres	34
Precio medio (c€/kWh) de los consumidores abastecidos por CUR	36
Coste de energía incluido en las Tarifas de Último Recurso	37
Comparativa entre el coste estimado de la energía incluido en las Tarifas de Último Recurso y el coste de adquisición del perfil de la TUR en el mercado spot	39
4.2- Bono Social	40
Consumidores acogidos al Bono social	40
Energía consumida por los suministros acogidos al Bono social	41
Porcentaje de consumidores con derecho a TUR acogidos al Bono Social	42
Descuento en la facturación media resultante de aplicar el Bono Social (%)	42
4.3- Consumidores sin derecho a acogerse a las TUR	43
Consumidores abastecidos por CUR	43
Consumidores abastecidos por comercializadoras libres	43
4.4- Coste de energía de los CUR	45
Resultado de las subastas CESUR vs precios registrados en OMEL (€/MWh)	45
Diferencial entre los productos subastados y el resultado del mercado	45

Índice

5.- Costes previstos del sistema	46
5.1- Costes previstos del sistema	
Escandallo de costes de acceso	46
Composición del coste medio de acceso por concepto de coste. c€/kWh	48
5.2- Costes previstos del sistema vs costes reales	49
Escandallo de costes de acceso. Año 2011	49
Escandallo de costes de acceso. 2003 - 2012	50
6.- Mercado de producción. España	53
Evolución del mercado de electricidad	53
Componentes del precio medio final de clientes cualificados y distribuidores/CUR	52
Evolución del precio medio ponderado del mercado diario	54
Impacto de los mercados intradiarios, procesos OS y restricciones técnicas en el precio final del mercado del conjunto de los agentes	55
Evolución del precio medio ponderado de distribuidores/CUR	56
Evolución del precio medio ponderado de clientes cualificados	57
Precios medios ponderados del mercado diario por periodo tarifario de la discriminación horaria en tres periodos de baja tensión (3.0A) del RD 1164/2001	58
Precios medios ponderados del mercado diario por periodo tarifario de la discriminación horaria en tres periodos de alta tensión (3.1A) del RD 1164/2001	59
Precios medios ponderados del mercado diario por periodo tarifario de la discriminación horaria en seis periodos del RD 1164/2001	60
7.- Mercado de producción. MIBEL	61
Evolución del mercado de electricidad en los últimos tres meses	61
Aplicación del "Market Splitting"	61
Evolución del mercado de electricidad desde julio de 2007	62
Diferencias de precios entre la zona portuguesa y española desde julio de 2007	
8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio	63
Último mes disponible. Junio 2012	64
Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	65
Distribución del coste medio por componente	66
Coste medio de la electricidad durante los doce meses anteriores a cada fecha	67
Consumidores de Baja Tensión con $P_c \leq 15$ kW sin DH	68
Consumidores de Baja Tensión con $P_c \leq 15$ kW con DH	69



Índice

Consumidores de AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV) con $P_c \leq 450$ kW (3.1A)	70
Consumidores de AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV) con $P_c > 450$ kW (6.1A)	71
Consumidores de AT 2 (≥ 36 kV y $< 72,5$ kV)	72
Consumidores de AT 3 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV)	73
Consumidores de AT 4 (> 145 kV)	74

INDICADORES ECONÓMICOS

9.- Indicadores económicos	76
PIB y sus componentes	77
Escenario macroeconómico 2012 - 2013	78
Índice de Precios de Consumo (IPC), Índice de Precios Industriales (IPRI) e Índice de Producción Industrial (IPI), Euribor a tres meses y Obligaciones a 10 años	79



Glosario

Coste estimado de la energía: Coste de la Energía incorporado a las Tarifas de Último Recurso, resultado de aplicar la fórmula descrita en la Orden ITC/1659/2009, en la redacción dada por la Orden ITC/1601/2010. Incluye los siguiente componentes:

CEMD: Coste estimado de la energía en el mercado diario calculado tomando en consideración el resultado de las subastas CESUR

SA: Sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema

PR: Prima por riesgo al que se encuentra sujeto el comercializador de último recurso de acuerdo con la política de compras de contratos

CAP: Pago por capacidad de generación

PERD: Coeficiente de pérdidas estándares establecido en la normativa para elevar a barras de central el consumo leído en contador del consumidor

Demanda en barras de central (Demanda en b.c.) .- Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y de los intercambios internacionales, una vez deducidos los consumos propios de las centrales.

Demanda en consumo.- Energía adquirida por los consumidores, medida en los puntos de consumo utilizando los correspondientes equipos de medida.

Escandallo de costes.- Enumeración de los costes necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica.

Garantía potencia. Pago regulado destinado a garantizar que existe potencia disponible suficiente para la cobertura del suministro de energía eléctrica. Desde el 1 de enero de 2008 ha sido sustituido por los Pagos por capacidad cuyo objeto es garantizar que existe potencia disponible suficiente a medio y largo plazo para la cobertura del suministro de energía eléctrica en todos los nodos de la red.

Gestión de desvíos. Mecanismo que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión de dicho mercado.

Intercambios internacionales.- Movimientos de energía que se realizan a través de las líneas de interconexión internacional durante un período determinado de tiempo.

Market Splitting.- Método de resolución de congestiones, que se aplica cuando se detectan congestiones en las interconexiones entre dos mercados organizados. Consiste en dividir el sistema en dos áreas, y realizar una casación por separado para cada una de éstas, ajustándolas para que el flujo por la línea sea igual a su capacidad máxima, lo que da lugar a precios de mercado diferentes en cada zona.



Glosario

Mercado diario.- Mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Mercado intradiario.- Mercado que tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad al cierre del mercado diario.

Mercados de operación.- Mercados que tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Pérdidas implícitas.- Energía total perdida en las redes de transporte y distribución, medida como la diferencia porcentual entre la demanda en barras de central y la demanda en consumo.

Precio medio.- Cociente entre la facturación total y la demanda en consumo.

Precio medio ponderado.- Resultado de multiplicar cada uno de los distintos precios medios por la energía correspondiente, sumar las cantidades así obtenidas y dividir dicha cantidad por la suma de las energías consideradas.

Restricciones técnicas. Mecanismo integrado en el mercado de producción de energía eléctrica realizado por el Operador del Sistema, consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa resultante del mercado diario, mediante la modificación de los programas de los grupos de generación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda.

Senda de precios mínima: Para cada uno de los meses, refleja el mínimo precio mensual registrado en el mercado de referencia durante un ámbito temporal determinado.

Senda de precios máxima: Para cada uno de los meses, refleja el máximo precio mensual registrado en el mercado de referencia durante un ámbito temporal determinado.

Servicios complementarios. Servicios necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, regulación secundaria, regulación terciaria y control de tensión de la red de transporte.

Tarifa de Último Recurso.- La tarifa de último recurso es el precio máximo y mínimo que pueden cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores que se acogen a dicha tarifa. Incluye de forma aditiva las tarifas de acceso, el margen de comercialización y el coste estimado de la energía.



Nota

BD de Liquidaciones

La información CNE contenida en la Base de Datos de Liquidaciones (SINCRO, antes SILAR) se actualiza mensualmente con la información recibida de los distribuidores, correspondiente tanto a la facturación del último mes de consumo como a facturaciones y refacturaciones de meses anteriores.

Existe un desfase temporal entre el mes en que se consume una determinada energía y el periodo de facturación de dicha energía. Dicho desfase varía según el tipo de consumidor. Hasta ahora, generalmente la información de consumo relativa a un mes podía considerarse prácticamente completa una vez transcurridos tres meses. Por ello los datos correspondientes a los últimos meses aparecen sombreados en amarillo.

La información contenida en el presente Boletín no incluye información sobre los suministros conectados a distribuidores con menos de 100.000 clientes.

Precios de Mercado

Se han utilizado las siguientes fuentes de información:

1998 - 2005: OMEL

2006: Elaboración propia a partir de información de OMEL y REE

2007 y siguientes: CNE

Los datos relativos a precios de mercado que figuran en este Boletín, se publican solamente a título indicativo. Dichos precios han sido calculados utilizando la información pública disponible en el momento de cálculo y aplicando lo establecido en el Real Decreto Ley 3/2006.



Comisión
Nacional
de Energía

BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS Y ECONÓMICOS

Octubre - 2012

INDICADORES ELÉCTRICOS

BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS Y ECONÓMICOS

Octubre - 2012

1. Demanda en barras de central

Demanda nacional

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2010	2011	2012	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11
	Enero	25.032	24.872	24.314	-0,64	-2,24	-0,64	-2,24	2,78
Febrero	23.071	22.484	24.092	-2,54	7,15	-1,55	2,22	2,17	-1,48
Marzo	24.073	23.880	22.551	-0,80	-5,57	-1,30	-0,39	1,38	-1,90
Abril	21.091	20.313	20.560	-3,69	1,21	-1,84	-0,04	0,84	-1,53
Mayo	21.614	21.506	21.495	-0,50	-0,05	-1,59	-0,04	0,52	-1,49
Junio	21.670	21.988	22.081	1,47	0,42	-1,10	0,04	0,70	-1,57
Julio	24.568	23.312	23.118	-5,11	-0,83	-1,71	-0,09	0,01	-1,19
Agosto	22.902	22.953	23.065	0,22	0,49	-1,47	-0,02	-0,07	-1,17
Septiembre	22.026	22.296	21.235	1,23	-4,76	-1,19	-0,54	-0,08	-1,66
Octubre	21.747	21.540	-	-0,95	-	-1,16	-	-0,20	-
Noviembre	23.189	21.679	-	-6,51	-	-1,66	-	-1,25	-
Diciembre	24.705	22.993	-	-6,93	-	-2,13	-	-2,13	-
Anual	275.690	269.817	202.510						

Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y REE

Demanda peninsular

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2010	2011	2012	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11
	Enero	23.751	23.614	23.057	-0,58	-2,36	-0,58	-2,36	3,07
Febrero	21.911	21.353	22.833	-2,55	6,93	-1,52	2,05	2,43	-1,59
Marzo	22.816	22.655	21.335	-0,70	-5,82	-1,25	-0,59	1,61	-2,04
Abril	19.935	19.191	19.435	-3,73	1,27	-1,81	-0,18	1,04	-1,66
Mayo	20.423	20.301	20.293	-0,60	-0,04	-1,58	-0,15	0,69	-1,62
Junio	20.439	20.723	20.781	1,39	0,28	-1,11	-0,08	0,84	-1,70
Julio	23.145	21.913	21.689	-5,32	-1,02	-1,75	-0,22	0,08	-1,32
Agosto	21.456	21.497	21.552	0,19	0,25	-1,51	-0,16	-0,03	-1,31
Septiembre	20.702	20.944	19.924	1,17	-4,87	-1,23	-0,67	-0,05	-1,80
Octubre	20.499	20.274	-	-1,09	-	-1,21	-	-0,20	-
Noviembre	22.012	20.538	-	-6,70	-	-1,72	-	-1,30	-
Diciembre	23.444	21.783	-	-7,08	-	-2,20	-	-2,20	-
Anual	260.530	254.786	190.899						

Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y REE

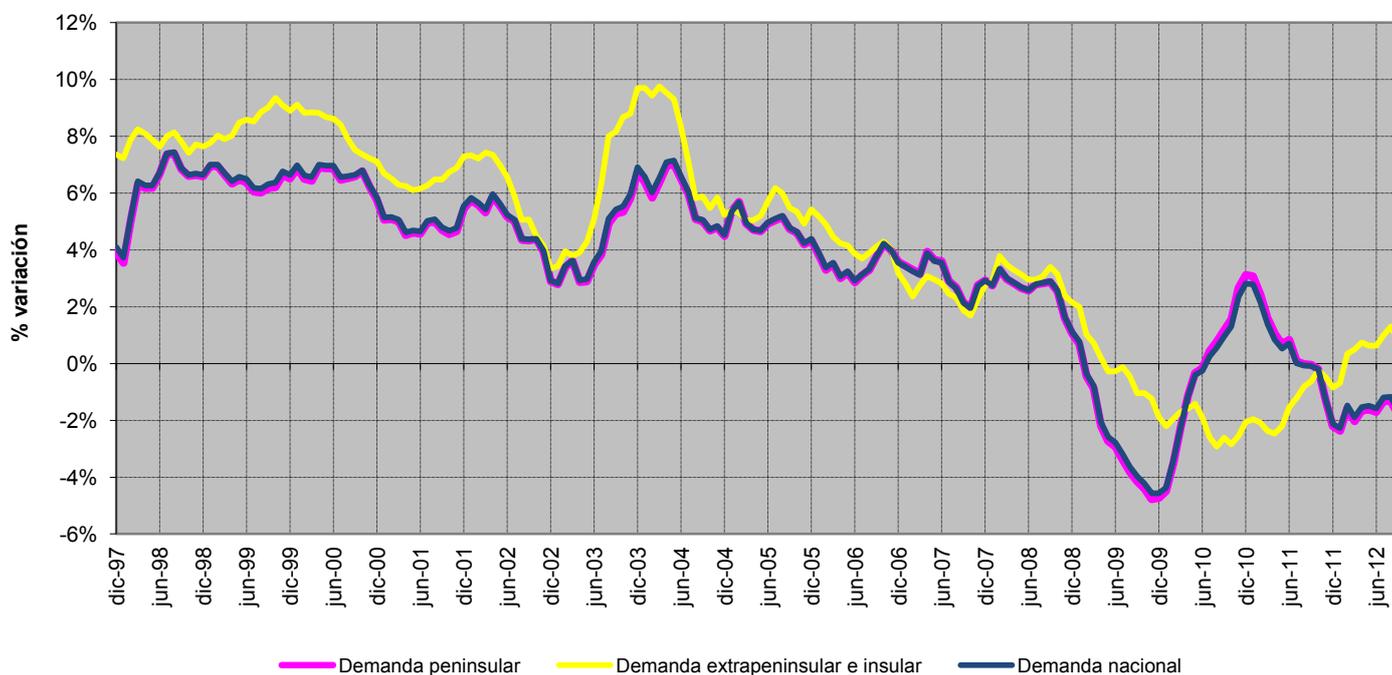
1. Demanda en barras de central

Demanda extrapeninsular e insular

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2010	2011	2012	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11
	Enero	1.281	1.258	1.258	-1,80	0,01	-1,80	0,01	-1,96
Febrero	1.160	1.132	1.258	-2,49	11,22	-2,13	5,32	-2,08	0,34
Marzo	1.258	1.226	1.216	-2,57	-0,82	-2,28	3,24	-2,37	0,49
Abril	1.156	1.122	1.125	-2,96	0,30	-2,44	2,54	-2,46	0,74
Mayo	1.192	1.205	1.202	1,15	-0,25	-1,73	1,98	-2,21	0,63
Junio	1.231	1.266	1.300	2,79	2,71	-0,97	2,11	-1,54	0,63
Julio	1.423	1.399	1.429	-1,70	2,12	-1,09	2,11	-1,21	0,98
Agosto	1.446	1.455	1.513	0,63	3,94	-0,84	2,37	-0,82	1,30
Septiembre	1.324	1.352	1.311	2,11	-3,07	-0,50	1,73	-0,63	0,84
Octubre	1.248	1.265	-	1,36	-	-0,32	-	-0,24	-
Noviembre	1.177	1.142	-	-3,03	-	-0,55	-	-0,48	-
Diciembre	1.262	1.210	-	-4,09	-	-0,84	-	-0,84	-
Anual	15.159	15.031	11.611						

Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y REE

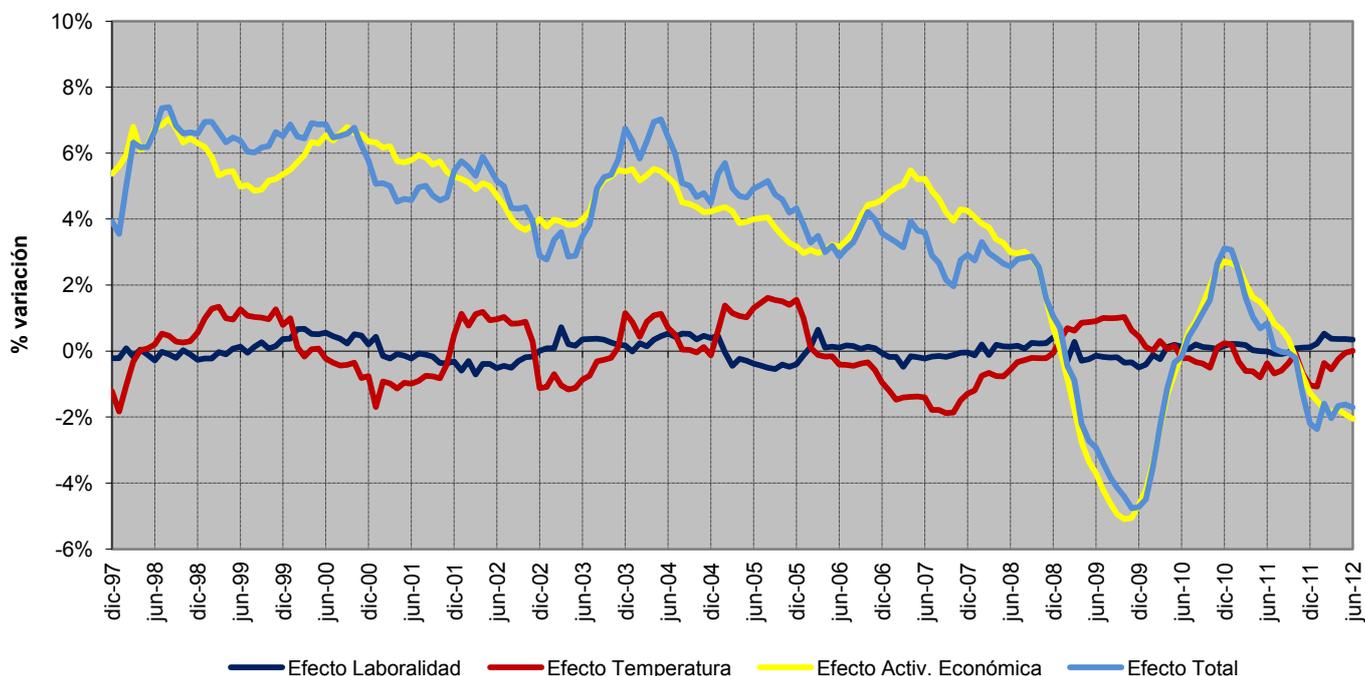
% Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central Nacional, Peninsular, Extrapeninsular e Insular



Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y REE

1. Demanda en barras de central

% Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central peninsular : Descomposición del crecimiento



Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y REE

Previsión REE de la demanda peninsular

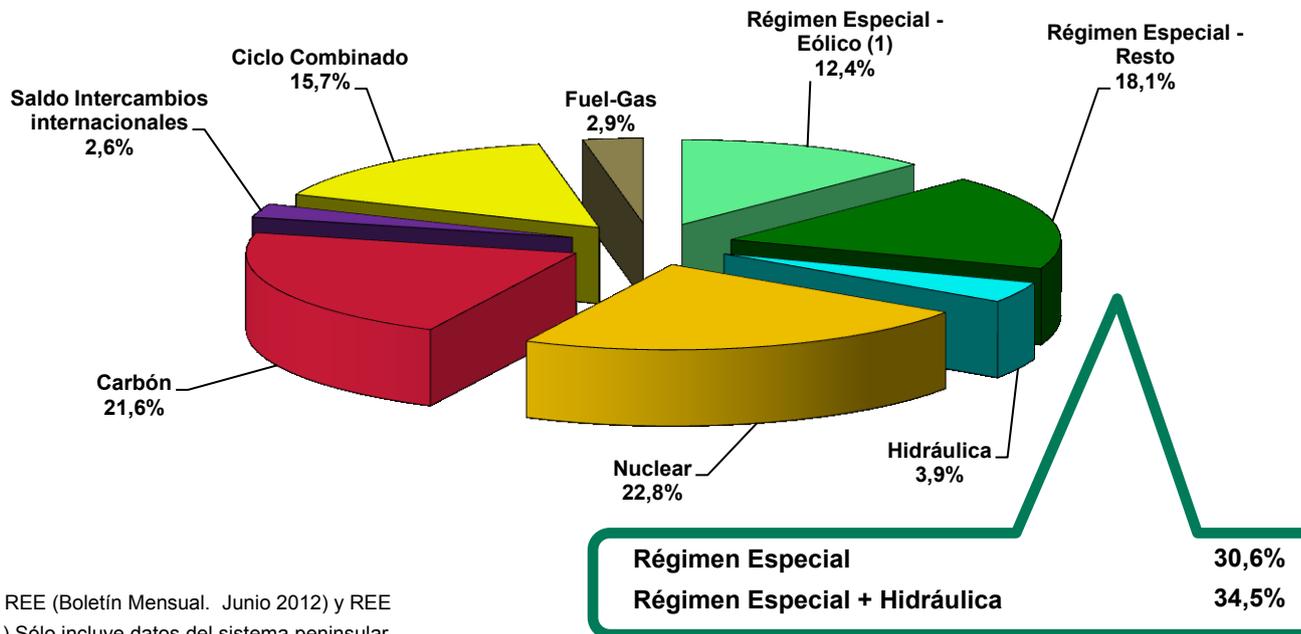
Mes	GWh	2012	
		% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	23.057	-2,36	-2,37
Febrero	22.833	6,93	-1,59
Marzo	21.335	-5,82	-2,04
Abril	19.435	1,27	-1,66
Mayo	20.293	-0,04	-1,62
Junio	20.781	0,28	-1,70
Julio	21.689	-1,02	-1,32
Agosto	21.552	0,25	-1,31
Septiembre	19.924	-4,87	-1,80
Octubre	19.369	-4,46	-2,07
Noviembre	19.526	-4,93	-1,90
Diciembre	19.900	-8,64	-2,00
Anual	249.694		- 2,00

Mes	GWh	2013	
		% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	23.034	-0,10	-1,79
Febrero	20.815	-8,84	-3,15
Marzo	20.967	-1,73	-2,79
Abril	19.649	1,10	- 2,80
Mayo	19.695	- 2,95	- 3,03
Junio	19.651	- 5,44	- 3,50
Julio	21.743	0,25	- 3,39
Agosto	21.064	- 2,26	- 3,61
Septiembre	20.260	1,69	- 3,09
Octubre	20.162	4,09	- 2,42

Fuente: REE

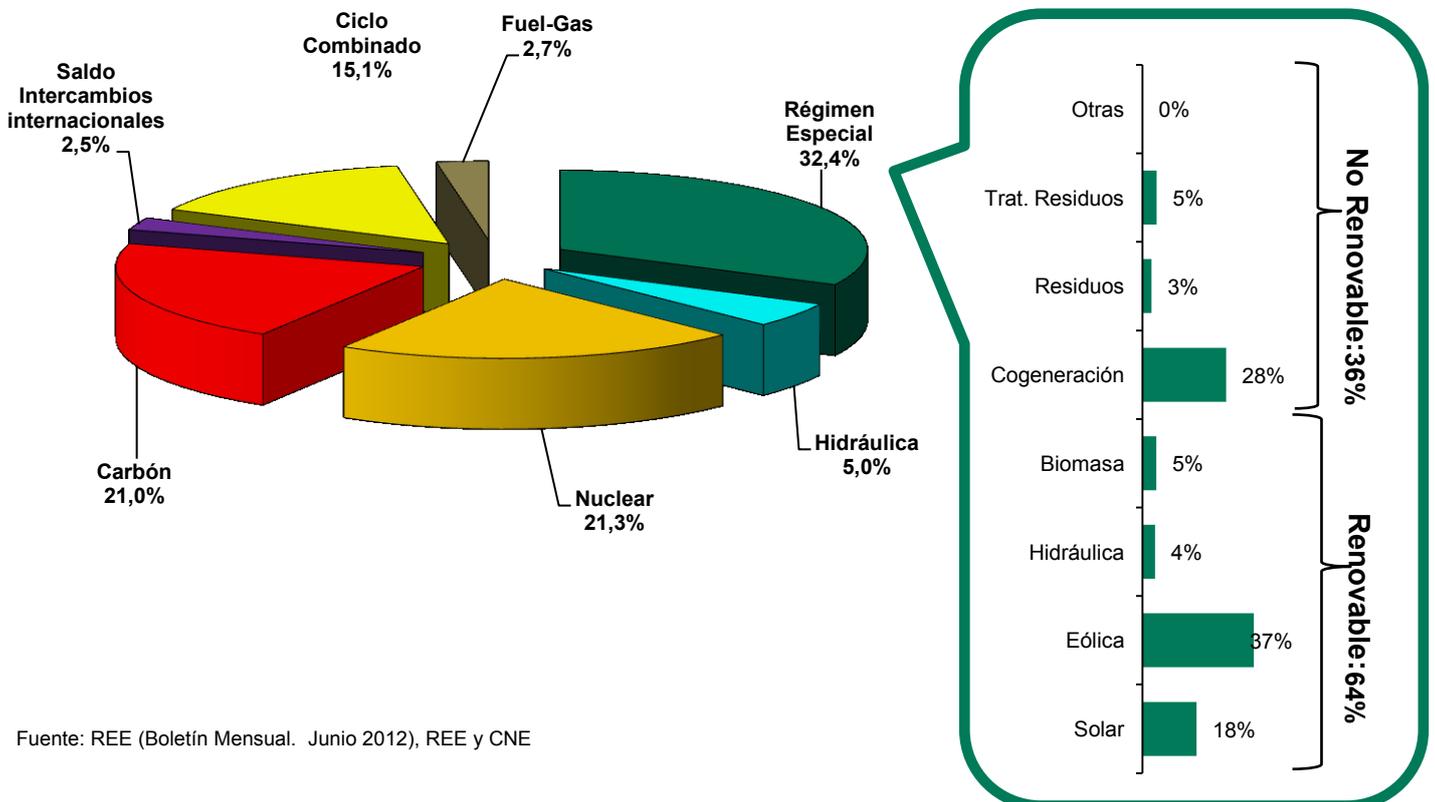
1. Demanda en barras de central

Cobertura de la demanda nacional en el mes de agosto de 2012



Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y REE
Nota: (1) Sólo incluye datos del sistema peninsular

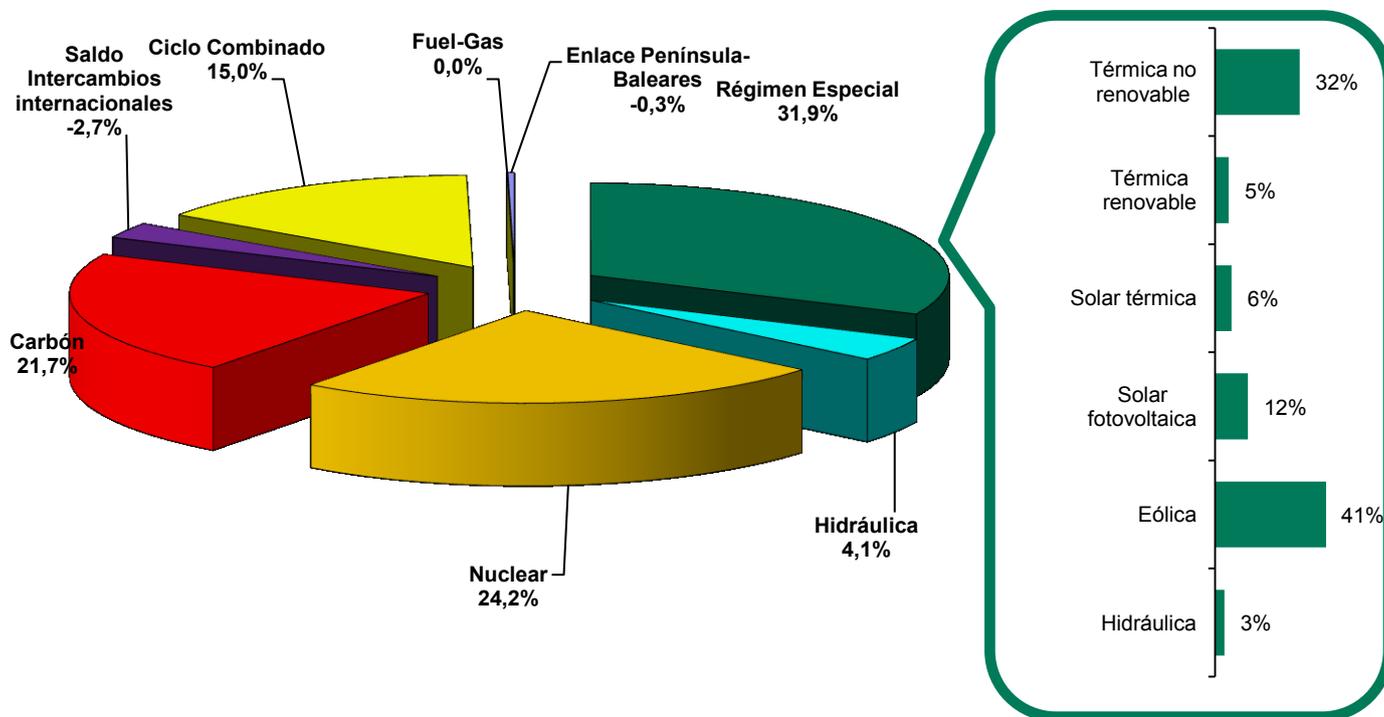
Cobertura de la demanda nacional en el mes de julio de 2012



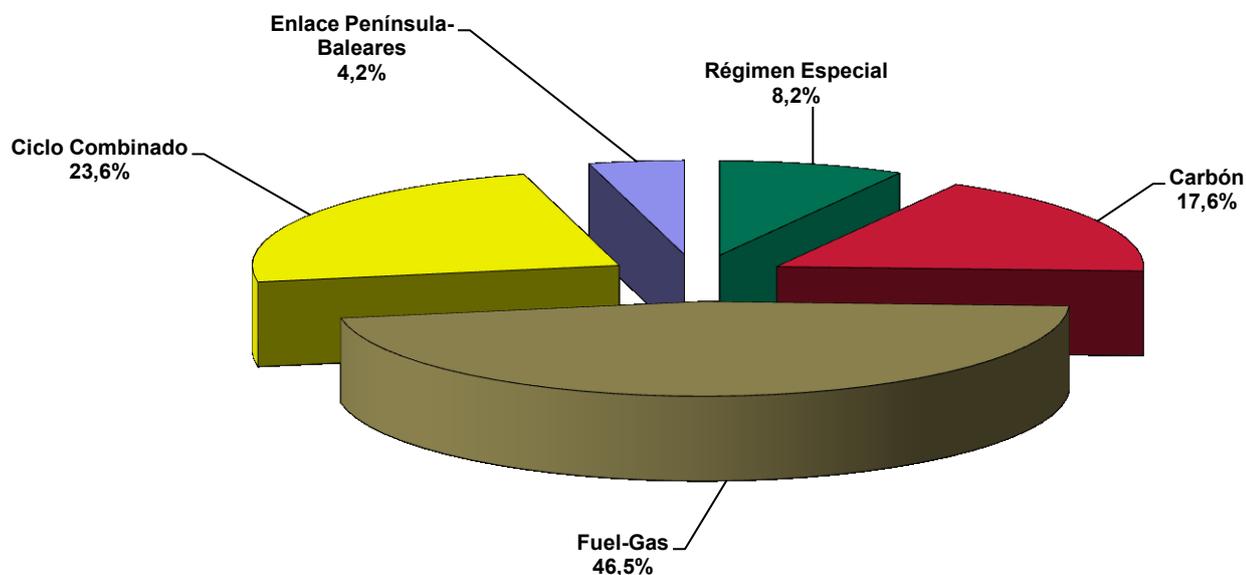
Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012), REE y CNE

1. Demanda en barras de central

Cobertura de la demanda peninsular en el mes de agosto de 2012



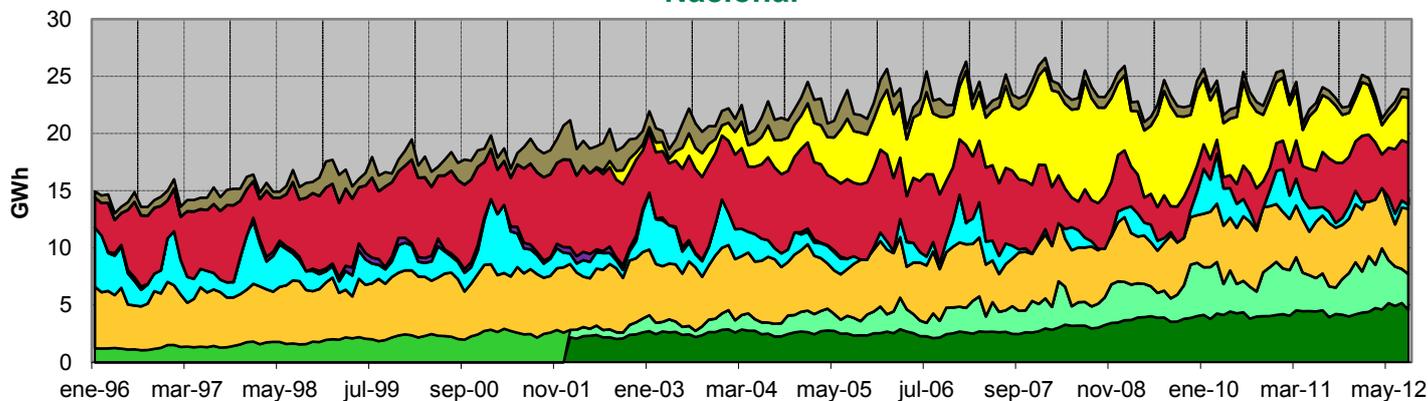
Cobertura de la demanda extrapeninsular e insular en el mes de agosto de 2012



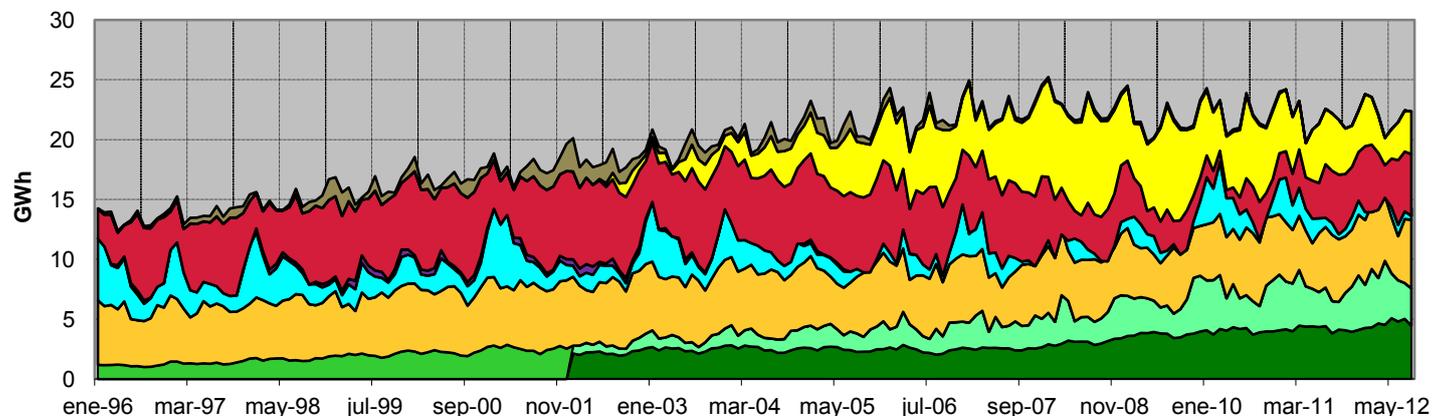
1. Demanda en barras de central

Cobertura de la demanda. 1998 - 2012

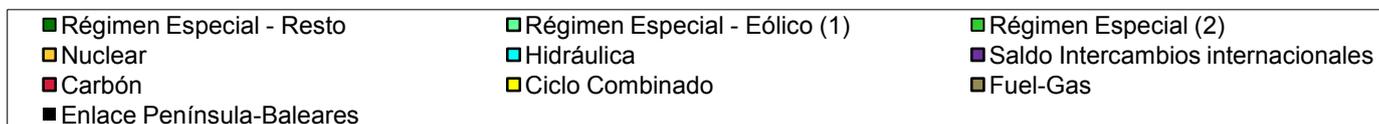
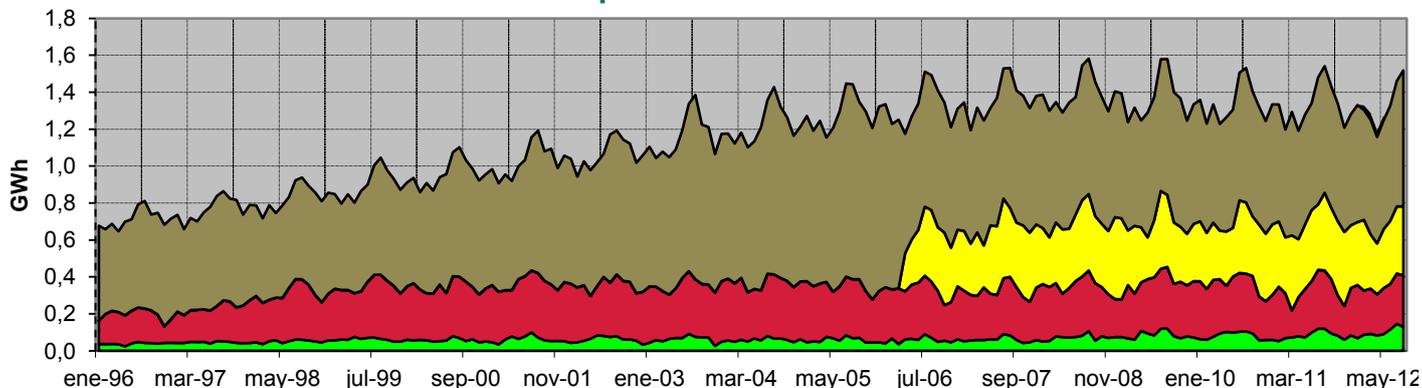
Nacional



Peninsular



Extrapeninsular e Insular



Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y REE

Nota: (1) Sólo incluye datos del sistema peninsular

(2) A partir del enero de 2002 se desglosa el Régimen Especial entre Eólico y Resto

2.1 - Demanda de consumidores nacionales

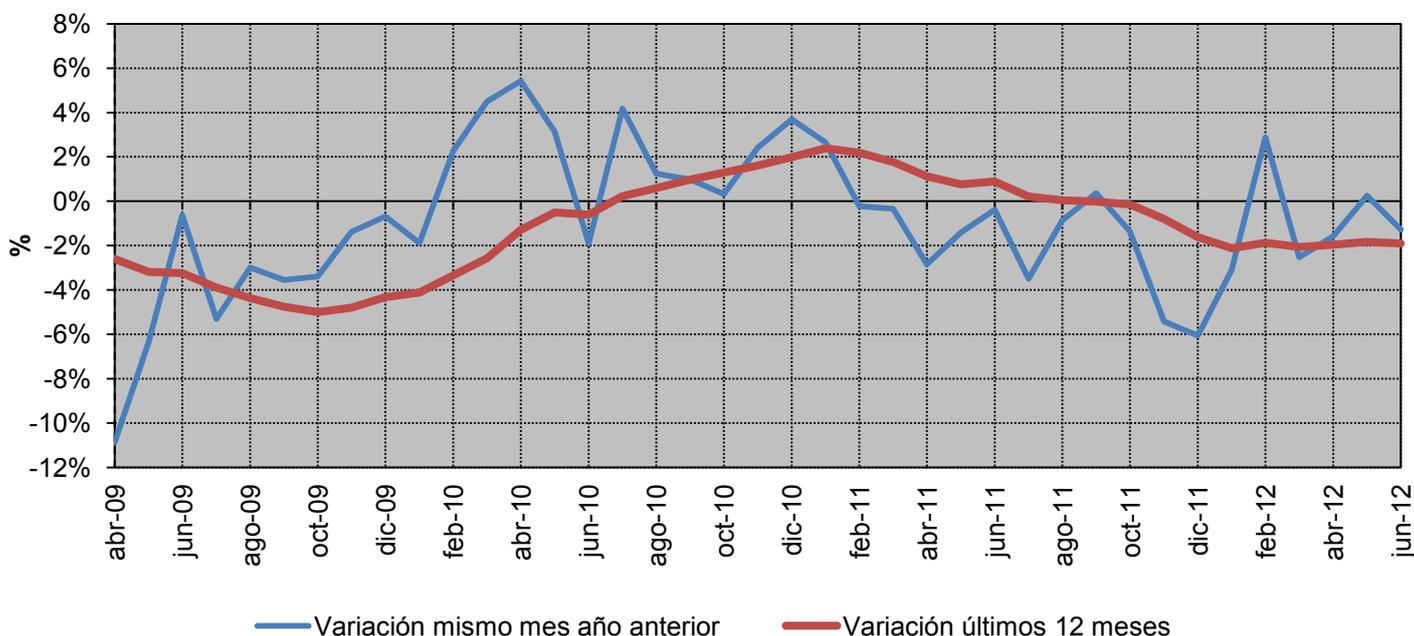
Energía consumida

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2010	2011	2012	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11
	Enero	21.246	21.809	21.132	2,65	-3,10	2,65	-3,10	2,39
Febrero	19.852	19.808	20.380	-0,22	2,89	1,26	-0,25	2,18	-1,87
Marzo	21.126	21.053	20.522	-0,35	-2,52	0,72	-1,01	1,77	-2,05
Abril	19.283	18.735	18.440	-2,84	-1,58	-0,12	-1,14	1,13	-1,96
Mayo	19.815	19.537	19.585	-1,41	0,24	-0,38	-0,87	0,76	-1,82
Junio	19.887	19.811	19.557	-0,38	-1,28	-0,38	-0,94	0,89	-1,90
Julio	21.546	20.792	19.190	-3,50	-7,70	-0,85	-1,93	0,22	-2,25
Agosto	20.472	20.297	3.794	-0,85	-81,31	-0,85	-11,89	0,04	-8,97
Septiembre	20.051	20.124	-	0,36	-	-0,72	-	-0,01	-
Octubre	20.061	19.786	-	-1,37	-	-0,78	-	-0,15	-
Noviembre	20.331	19.229	-	-5,42	-	-1,20	-	-0,80	-
Diciembre	20.893	19.628	-	-6,05	-	-1,62	-	-1,62	-
Anual	244.562	240.609	142.600						

Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

% Variación de la demanda en consumo



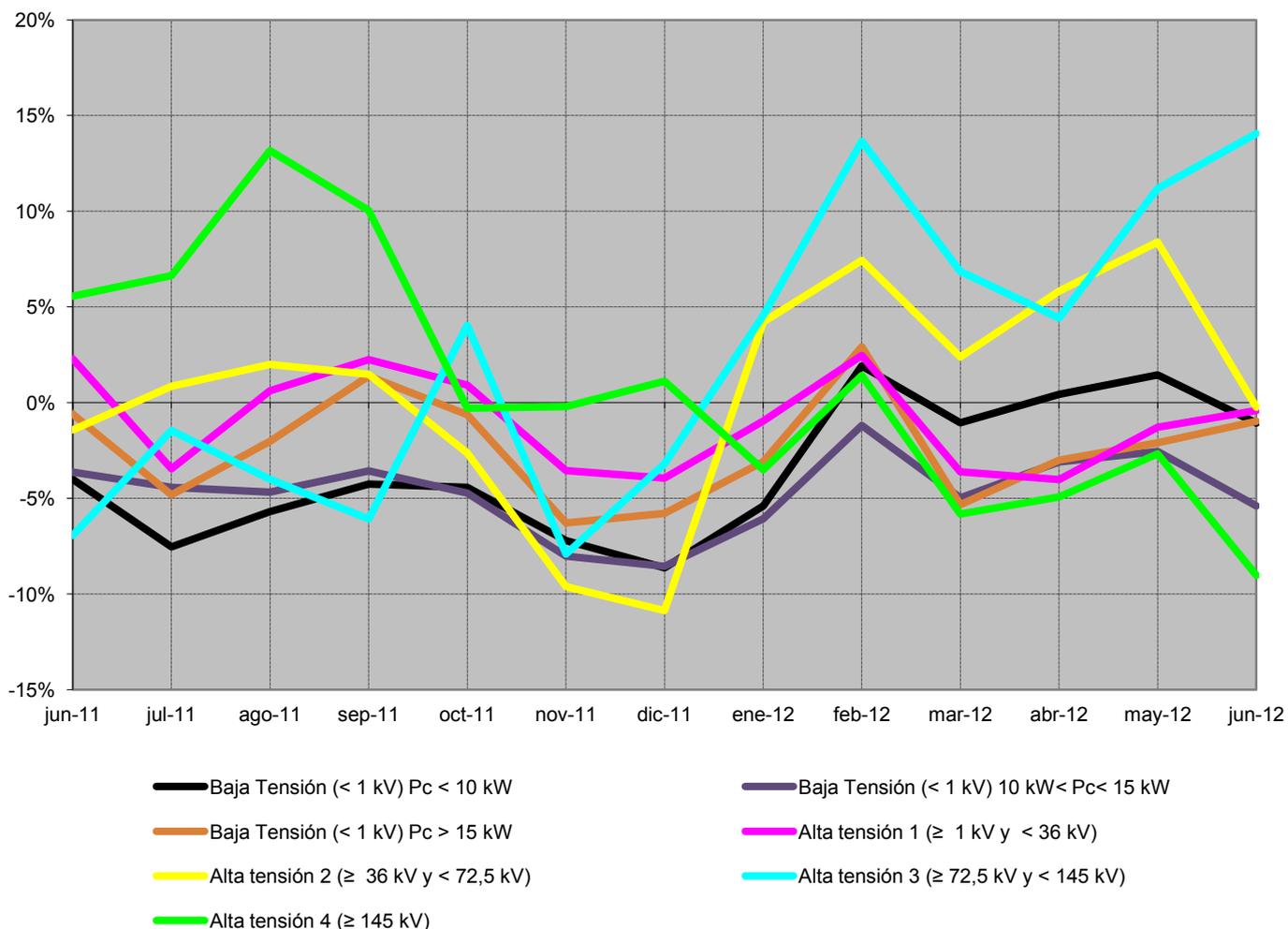
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

2.1 - Demanda de consumidores nacionales

% Variación s/ el mismo mes del año anterior

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW						
2012	enero	-5,4%	-6,1%	-3,1%	-1,0%	4,2%	4,6%	-3,5%	-2,8%
	febrero	1,9%	1,6%	2,9%	2,5%	7,4%	13,7%	1,4%	2,7%
	marzo	-1,1%	-1,5%	-5,3%	-3,6%	2,4%	6,9%	-5,8%	-2,6%
	abril	0,4%	0,0%	-3,0%	-4,0%	5,8%	4,4%	-4,9%	-1,6%
	mayo	1,4%	0,9%	-2,1%	-1,3%	8,4%	11,2%	-2,7%	0,3%
	junio	-1,1%	-1,6%	-1,0%	-0,4%	-0,2%	14,1%	-9,0%	-1,3%



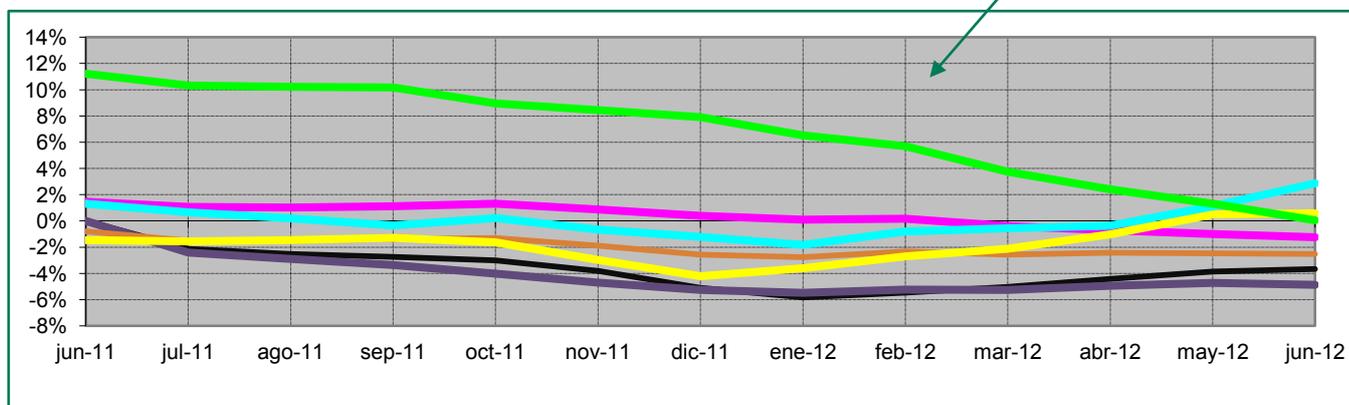
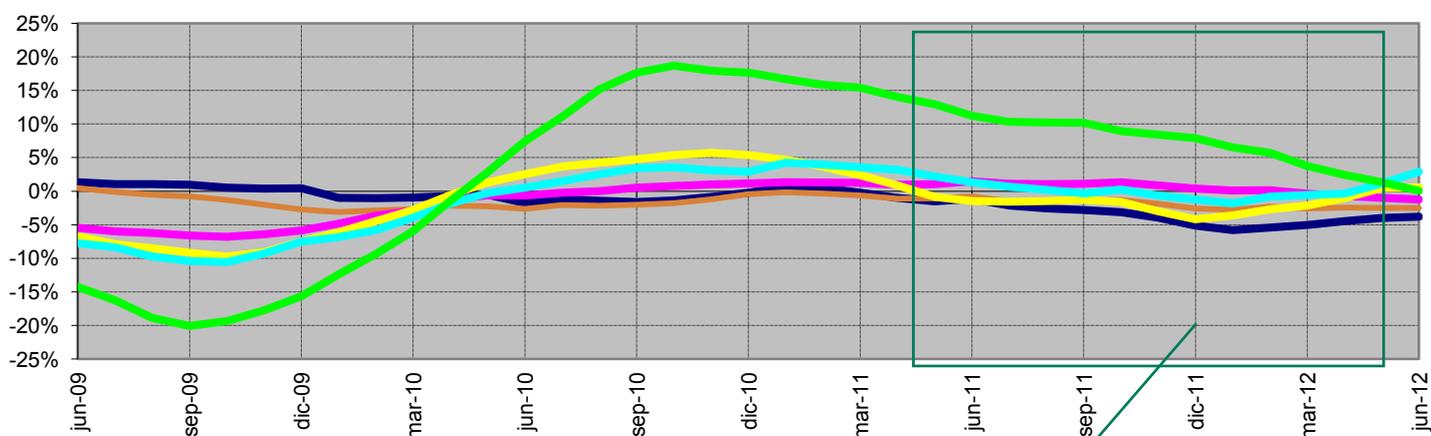
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes
No se incluye otros consumos (empleados, consumos propios, concesiones administrativas y trasvase Tajo - Segura)

2.1 - Demanda de consumidores nacionales

% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW						
2012	enero	-5,8%	-5,5%	-2,8%	0,1%	-3,6%	-1,8%	6,5%	-2,1%
	febrero	-5,5%	-5,2%	-2,3%	0,2%	-2,7%	-0,8%	5,7%	-1,9%
	marzo	-5,0%	-5,3%	-2,6%	-0,4%	-2,1%	-0,6%	3,7%	-2,1%
	abril	-4,4%	-4,9%	-2,4%	-0,7%	-1,0%	-0,4%	2,4%	-2,0%
	mayo	-3,9%	-4,7%	-2,5%	-1,0%	0,5%	1,1%	1,3%	-1,9%
	junio	-3,7%	-4,9%	-2,5%	-1,2%	0,6%	2,9%	0,1%	-1,9%



- Baja Tensión (< 1 kV) Pc < 10 kW (1)
- Baja Tensión (< 1 kV) Pc < 15 kW
- Baja Tensión (< 1 kV) Pc > 15 kW
- Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)
- Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)
- Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)
- Alta tensión 4 (≥ 145 kV)

Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

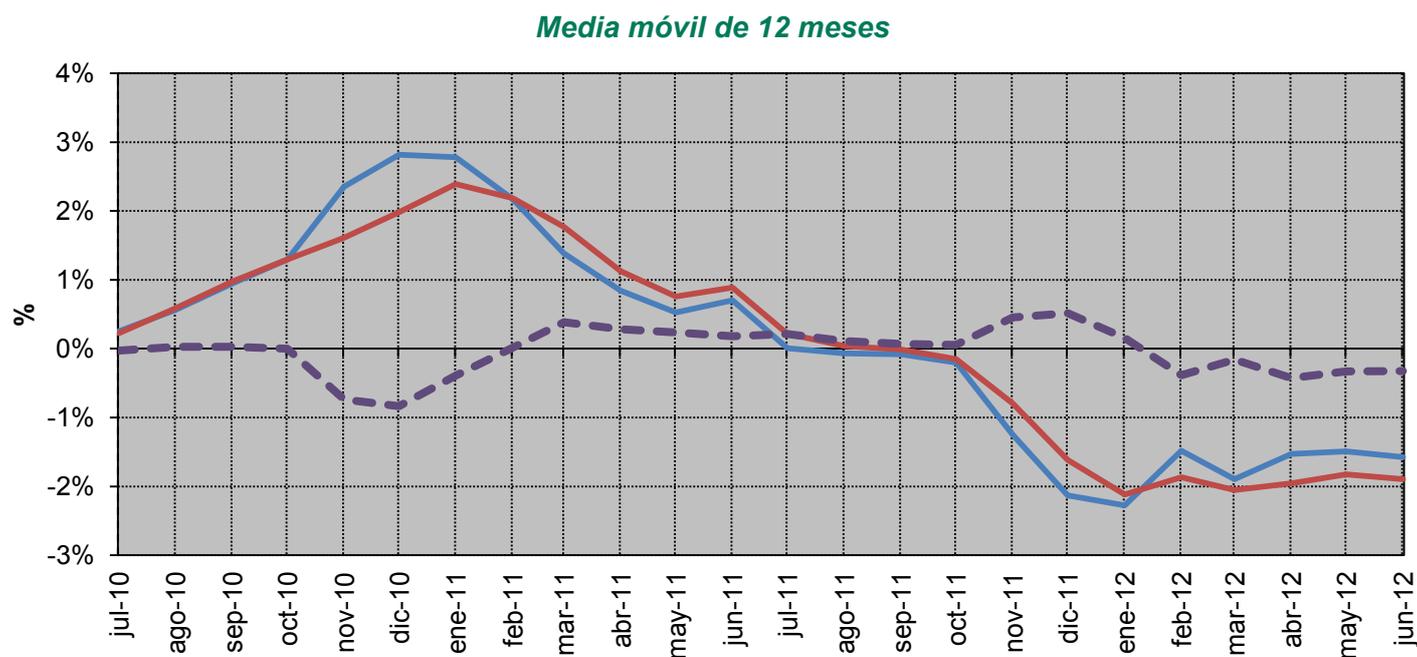
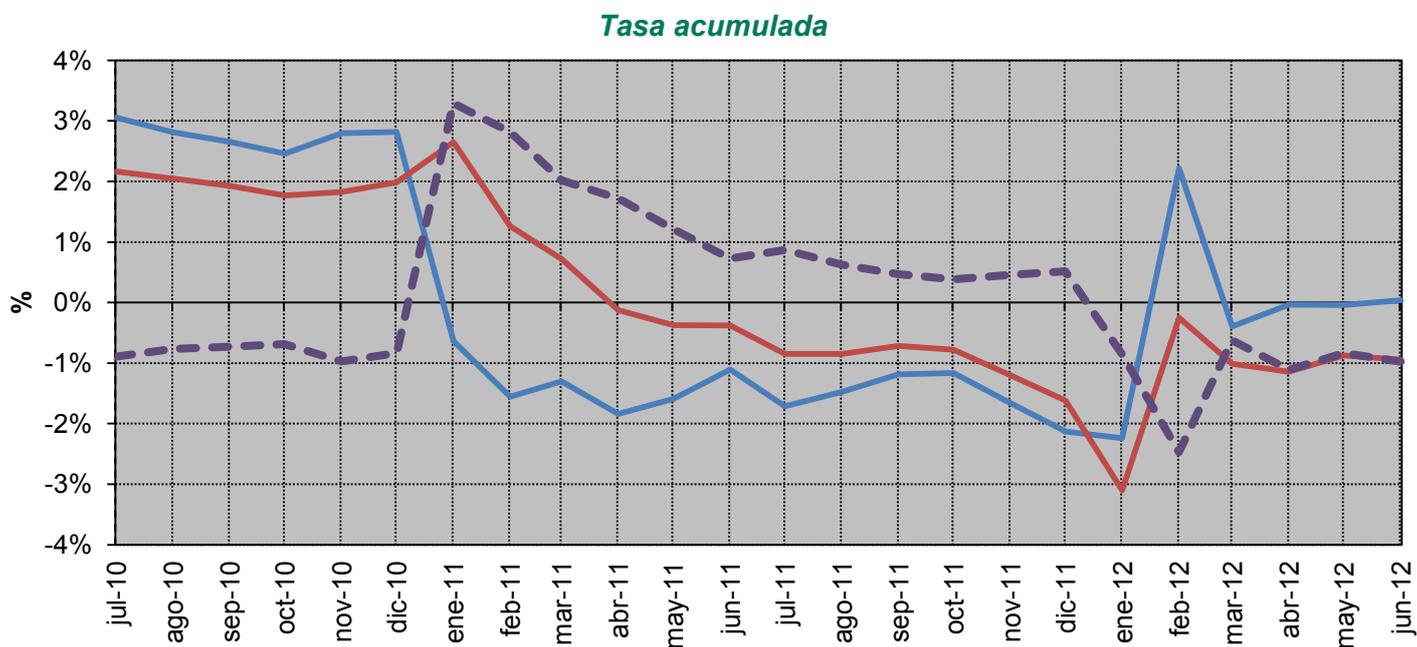
Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

No se incluye otros consumos (empleados, consumos propios, concesiones administrativas y trasvase Tajo - Segura)

(1) La desagregación entre los consumidores de baja tensión con potencia contratada menor de 10 kW y mayor de 10 kW se muestra únicamente en el gráfico de detalle porque esta segmentación fue introducida el 1 de julio de 2009

2.1 - Demanda de consumidores nacionales

Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo



— Demanda en b.c. — Demanda en consumo - - Diferencia: Demanda en consumo - Demanda en b.c.

2.2 - Demanda de consumidores peninsulares

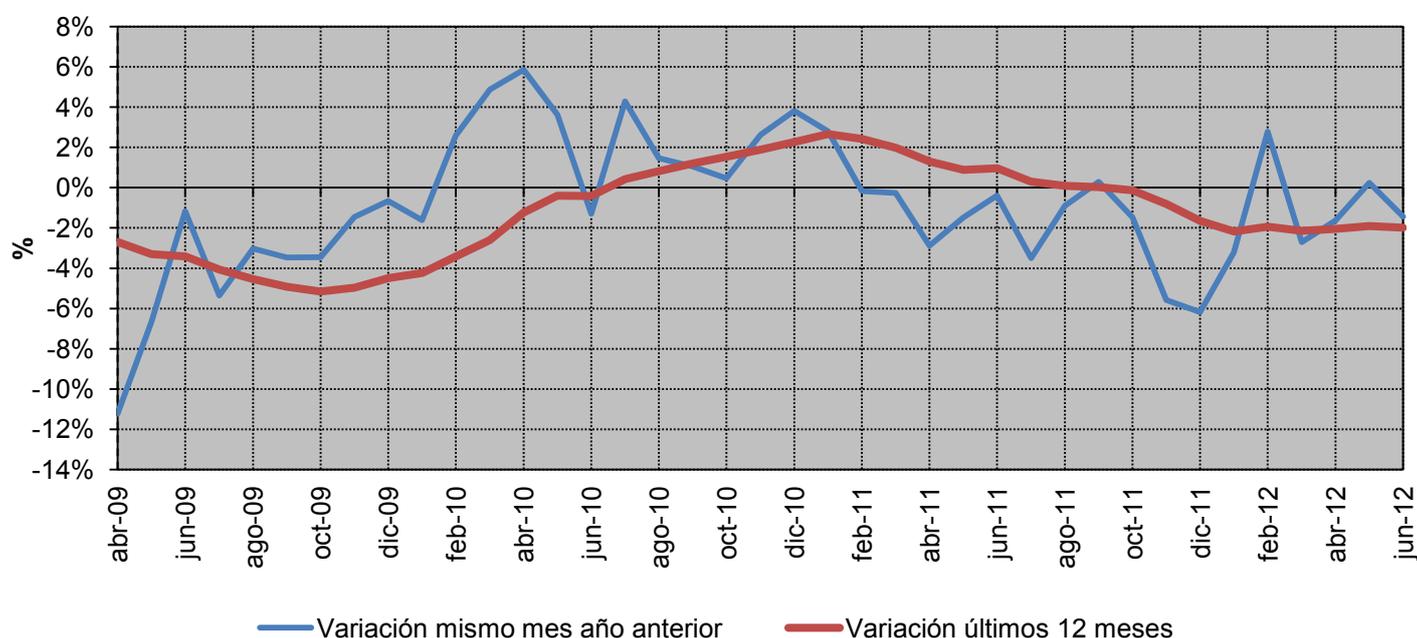
Energía consumida

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2010	2011	2012	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11
	Enero	20.143	20.708	20.043	2,80	-3,21	2,80	-3,21	2,66
Febrero	18.847	18.814	19.337	-0,17	2,78	1,36	-0,36	2,43	-1,93
Marzo	20.028	19.974	19.435	-0,27	-2,70	0,81	-1,14	1,99	-2,14
Abril	18.246	17.721	17.433	-2,88	-1,62	-0,06	-1,25	1,31	-2,04
Mayo	18.744	18.466	18.509	-1,49	0,24	-0,34	-0,97	0,89	-1,91
Junio	18.760	18.687	18.419	-0,39	-1,43	-0,35	-1,04	0,97	-1,99
Julio	20.265	19.556	18.015	-3,50	-7,88	-0,82	-2,04	0,29	-2,36
Agosto	19.202	19.029	3.538	-0,90	-81,41	-0,83	-11,91	0,10	-9,03
Septiembre	18.872	18.927	-	0,29	-	-0,71	-	0,04	-
Octubre	18.931	18.654	-	-1,47	-	-0,78	-	-0,12	-
Noviembre	19.288	18.213	-	-5,57	-	-1,22	-	-0,80	-
Diciembre	19.804	18.581	-	-6,17	-	-1,64	-	-1,64	-
Anual	231.132	227.330	134.730						

Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

% Variación de la demanda en consumo



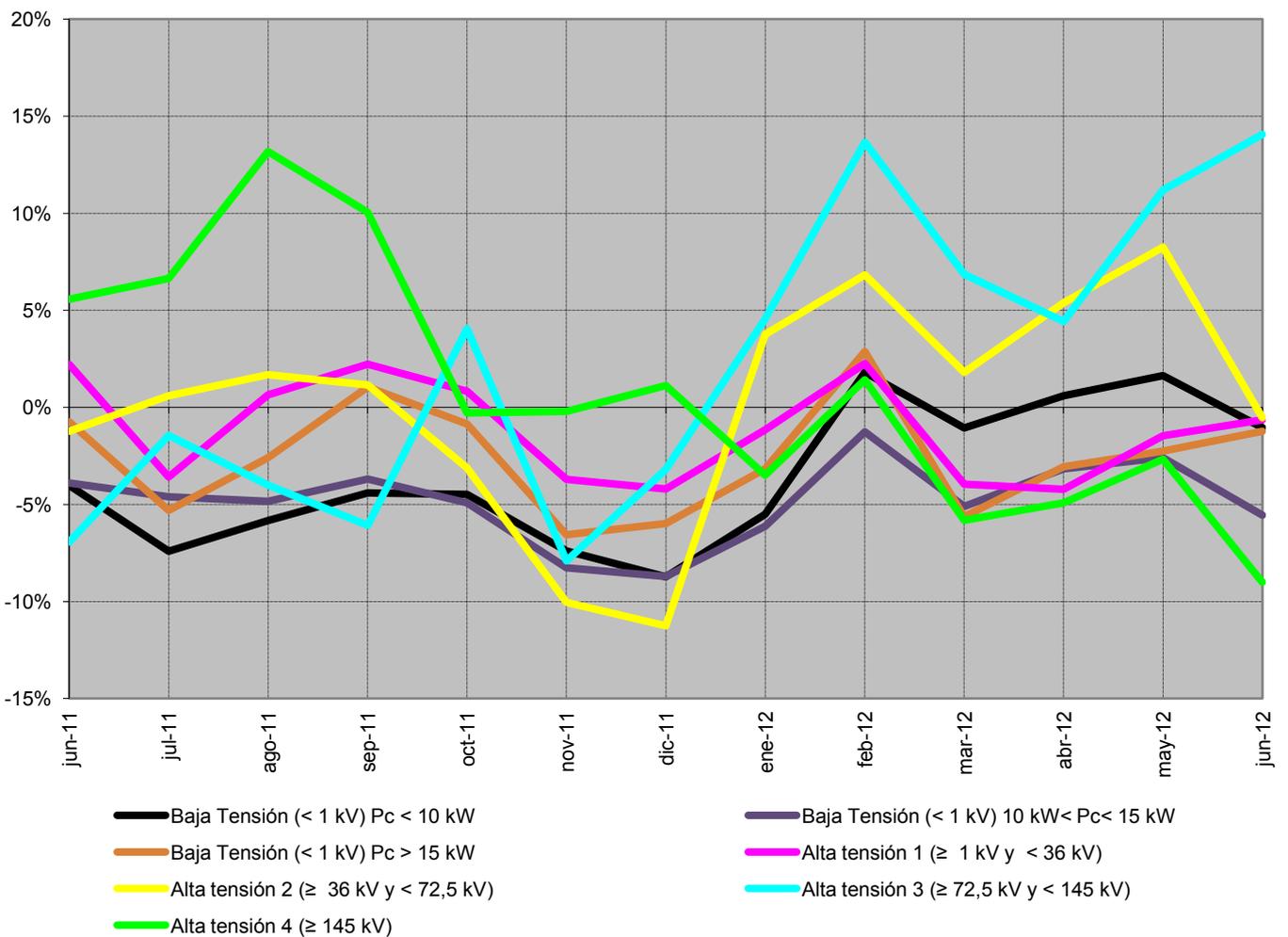
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

2.2 - Demanda de consumidores peninsulares

% Variación s/ el mismo mes del año anterior

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2012	enero	-5,5%	-6,1%	-3,2%	-1,1%	3,8%	4,6%	-3,5%	-3,2%
	febrero	1,8%	-1,3%	2,9%	2,3%	6,8%	13,7%	1,4%	2,8%
	marzo	-1,1%	-5,1%	-5,6%	-4,0%	1,8%	6,9%	-5,8%	-2,7%
	abril	0,6%	-3,2%	-3,1%	-4,2%	5,4%	4,4%	-4,9%	-1,6%
	mayo	1,6%	-2,6%	-2,3%	-1,5%	8,2%	11,2%	-2,7%	0,2%
	junio	-1,0%	-5,5%	-1,2%	-0,6%	-0,5%	14,1%	-9,0%	-1,4%



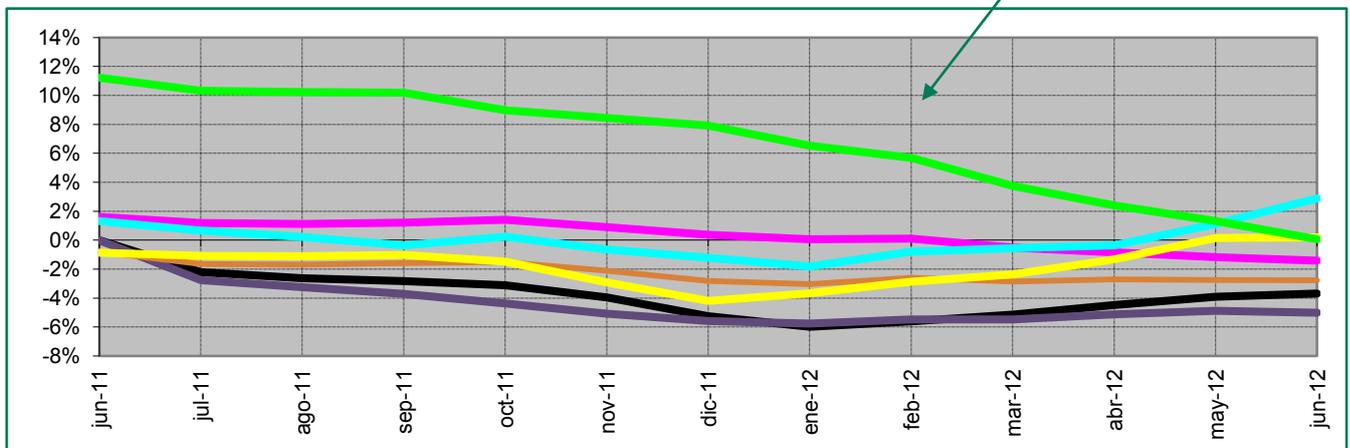
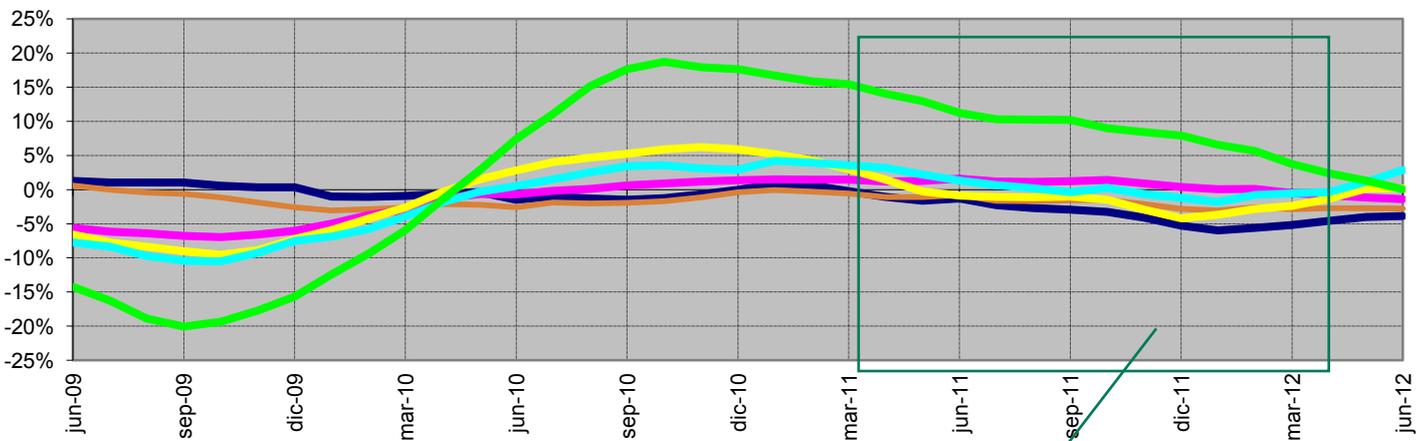
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes
No se incluye otros consumos (empleados, consumos propios, concesiones administrativas y trasvase Tajo - Segura)

2.2 - Demanda de consumidores peninsulares

% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2012	enero	-6,0%	-5,8%	-3,0%	0,0%	-3,7%	-1,8%	6,5%	-2,2%
	febrero	-5,6%	-5,5%	-2,6%	0,1%	-2,9%	-0,8%	5,7%	-1,9%
	marzo	-5,1%	-5,5%	-2,9%	-0,5%	-2,4%	-0,6%	3,7%	-2,2%
	abril	-4,5%	-5,1%	-2,7%	-0,8%	-1,3%	-0,4%	2,4%	-2,1%
	mayo	-3,9%	-4,9%	-2,7%	-1,2%	0,1%	1,1%	1,3%	-1,9%
	junio	-3,7%	-5,0%	-2,8%	-1,4%	0,2%	2,9%	0,1%	-2,0%



- Baja Tensión (< 1 kV) Pc < 10 kW (1)
- Baja Tensión (< 1 kV) Pc < 15 kW
- Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)
- Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)
- Baja Tensión (< 1 kV) 10 kW < Pc < 15 kW (1)
- Baja Tensión (< 1 kV) Pc > 15 kW
- Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)
- Alta tensión 4 (≥ 145 kV)

Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

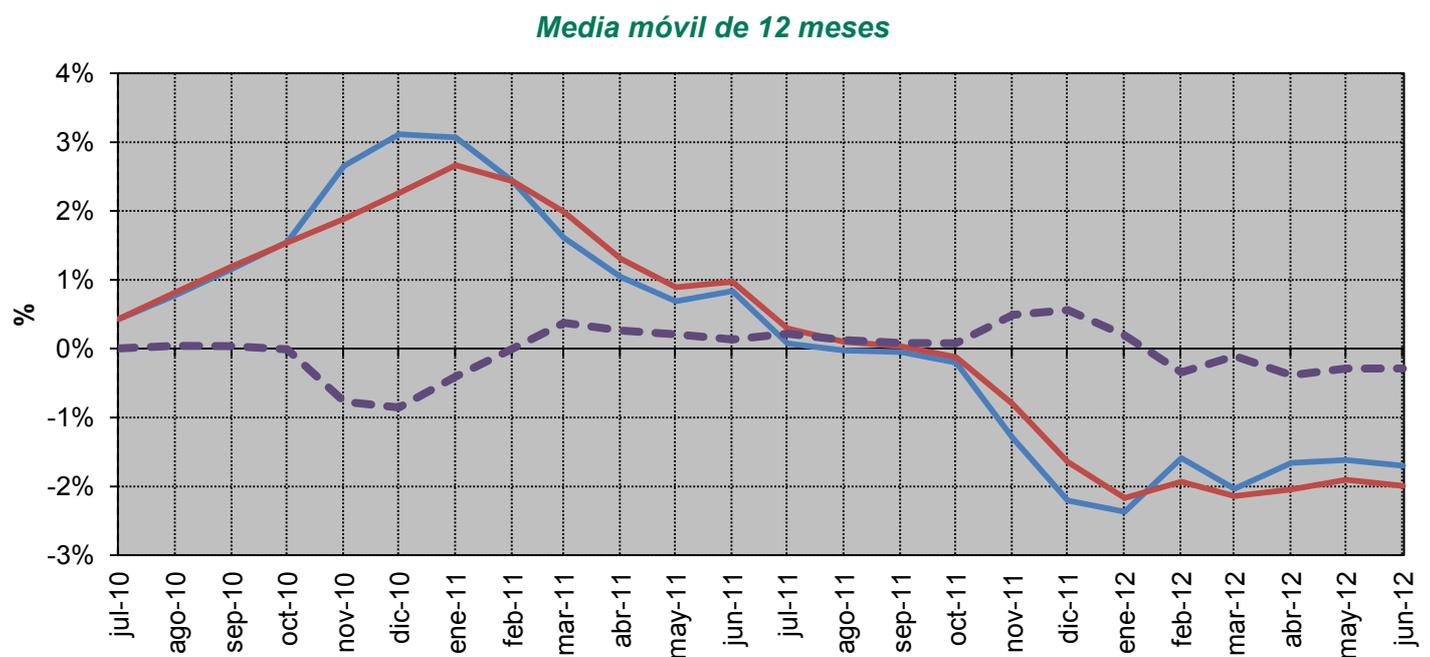
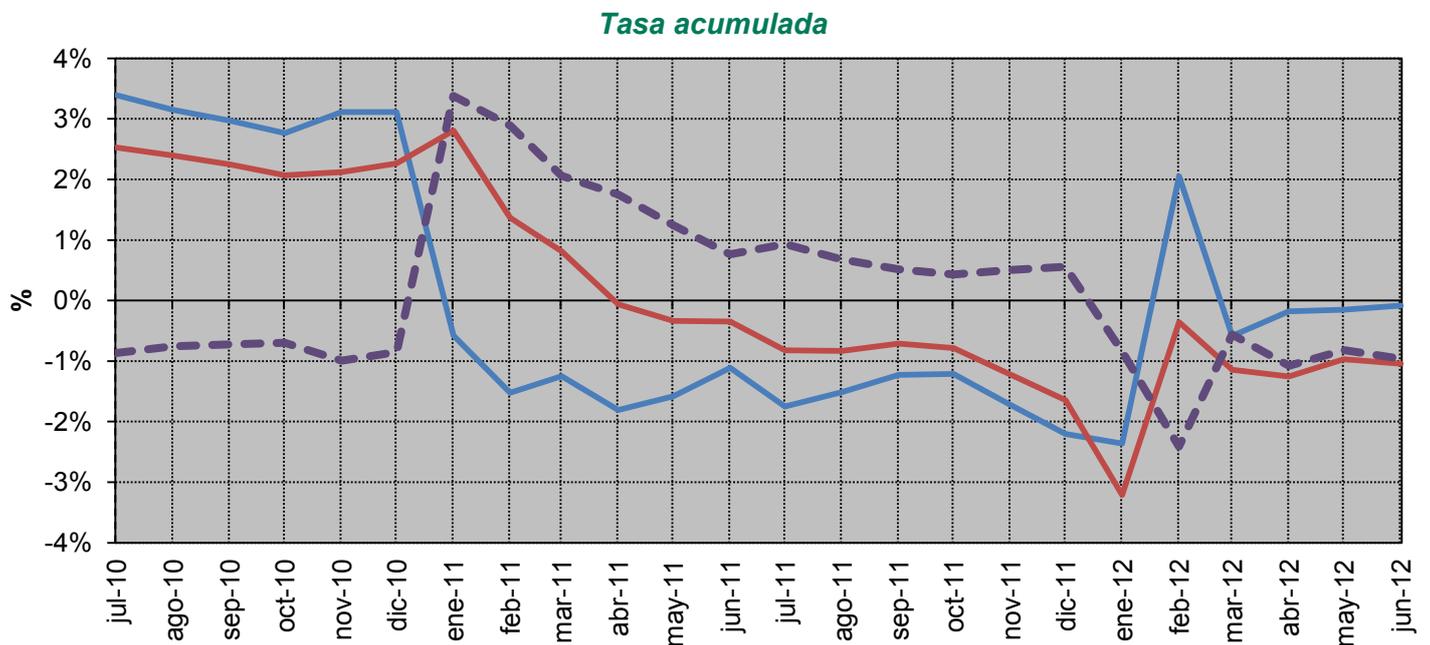
Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

No se incluye otros consumos (empleados, consumos propios, concesiones administrativas y trasvase Tajo - Segura)

(1) La desagregación entre los consumidores de baja tensión con potencia contratada menor de 10 kW y mayor de 10 kW se muestra únicamente en el gráfico de detalle porque esta segmentación fue introducida el 1 de julio de 2009

2.2 - Demanda de consumidores peninsulares

Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo



— Demanda en b.c. — Demanda en consumo — Diferencia: Demanda en consumo - Demanda en b.c.

2.3 - Demanda de consumidores extrapeninsulares e insulares

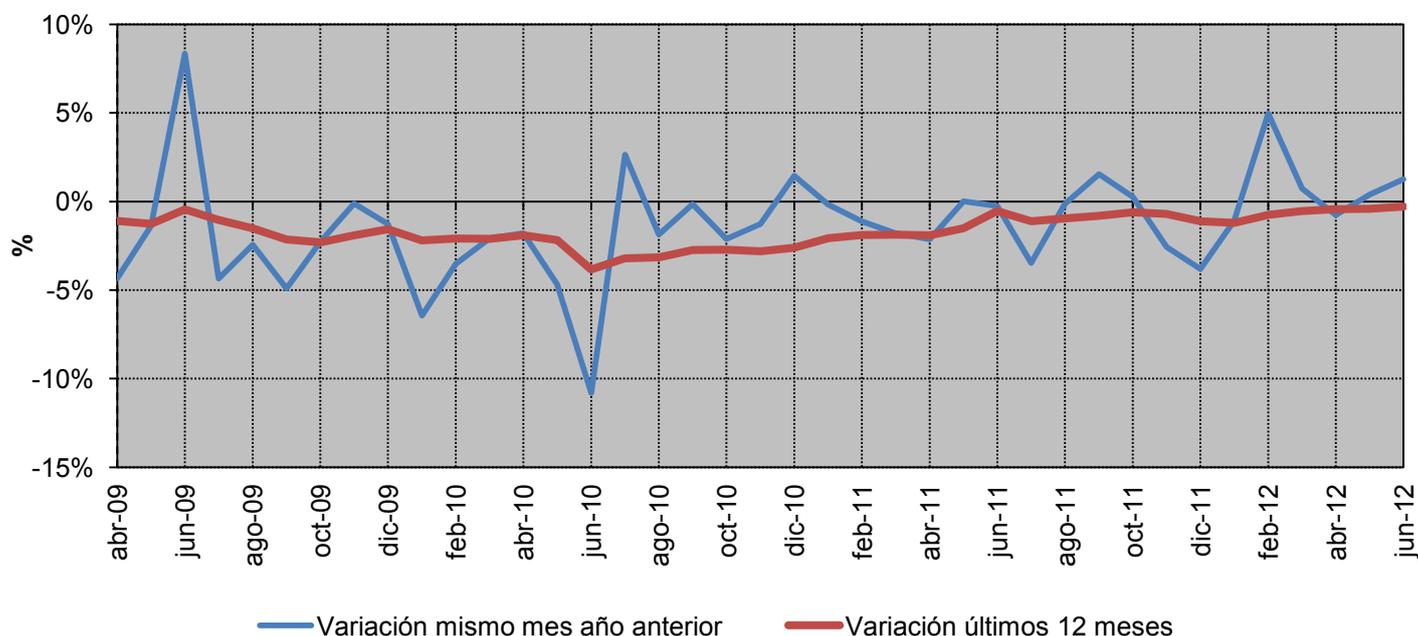
Energía consumida

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2010	2011	2012	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11	11 s/ 10	12 s/ 11
	Enero	1.103	1.101	1.089	-0,18	-1,09	-0,18	-1,09	-2,08
Febrero	1.005	994	1.043	-1,13	4,98	-0,63	1,79	-1,90	-0,75
Marzo	1.098	1.079	1.087	-1,78	0,74	-1,03	1,43	-1,87	-0,54
Abril	1.037	1.014	1.007	-2,14	-0,75	-1,30	0,90	-1,90	-0,43
Mayo	1.071	1.071	1.075	0,01	0,39	-1,03	0,80	-1,52	-0,40
Junio	1.127	1.124	1.138	-0,25	1,25	-0,90	0,88	-0,54	-0,28
Julio	1.281	1.236	1.175	-3,47	-4,93	-1,32	-0,06	-1,11	-0,40
Agosto	1.270	1.268	256	-0,14	-79,84	-1,16	-11,45	-0,95	-7,98
Septiembre	1.179	1.197	-	1,54	-	-0,84	-	-0,80	-
Octubre	1.129	1.132	-	0,27	-	-0,73	-	-0,60	-
Noviembre	1.043	1.016	-	-2,56	-	-0,89	-	-0,70	-
Diciembre	1.089	1.047	-	-3,80	-	-1,12	-	-1,12	-
Anual	13.430	13.279	7.870						

Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

% Variación de la demanda en consumo



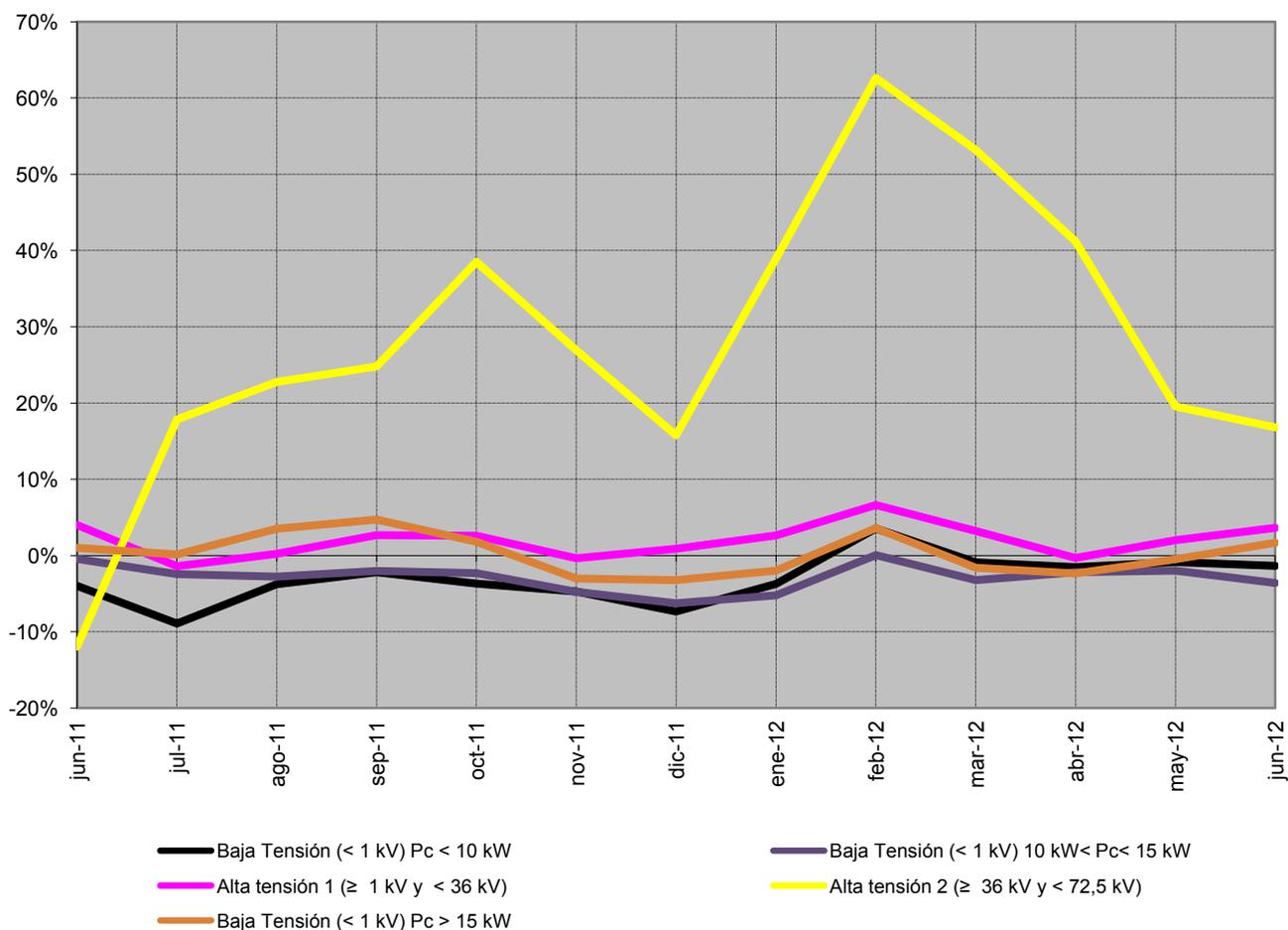
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

2.3 - Demanda de consumidores extrapeninsulares e insulares

% Variación s/ el mismo mes del año anterior

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2012	enero	-3,7%	-5,2%	-2,0%	2,6%	38,9%			-1,1%
	febrero	3,5%	0,0%	3,6%	6,6%	62,6%			5,0%
	marzo	-0,9%	-3,3%	-1,6%	3,2%	53,2%			0,7%
	abril	-1,5%	-2,2%	-2,4%	-0,3%	41,2%			-0,8%
	mayo	-0,9%	-2,0%	-0,5%	2,0%	19,6%			0,4%
	junio	-1,4%	-3,6%	1,7%	3,6%	16,8%			1,3%



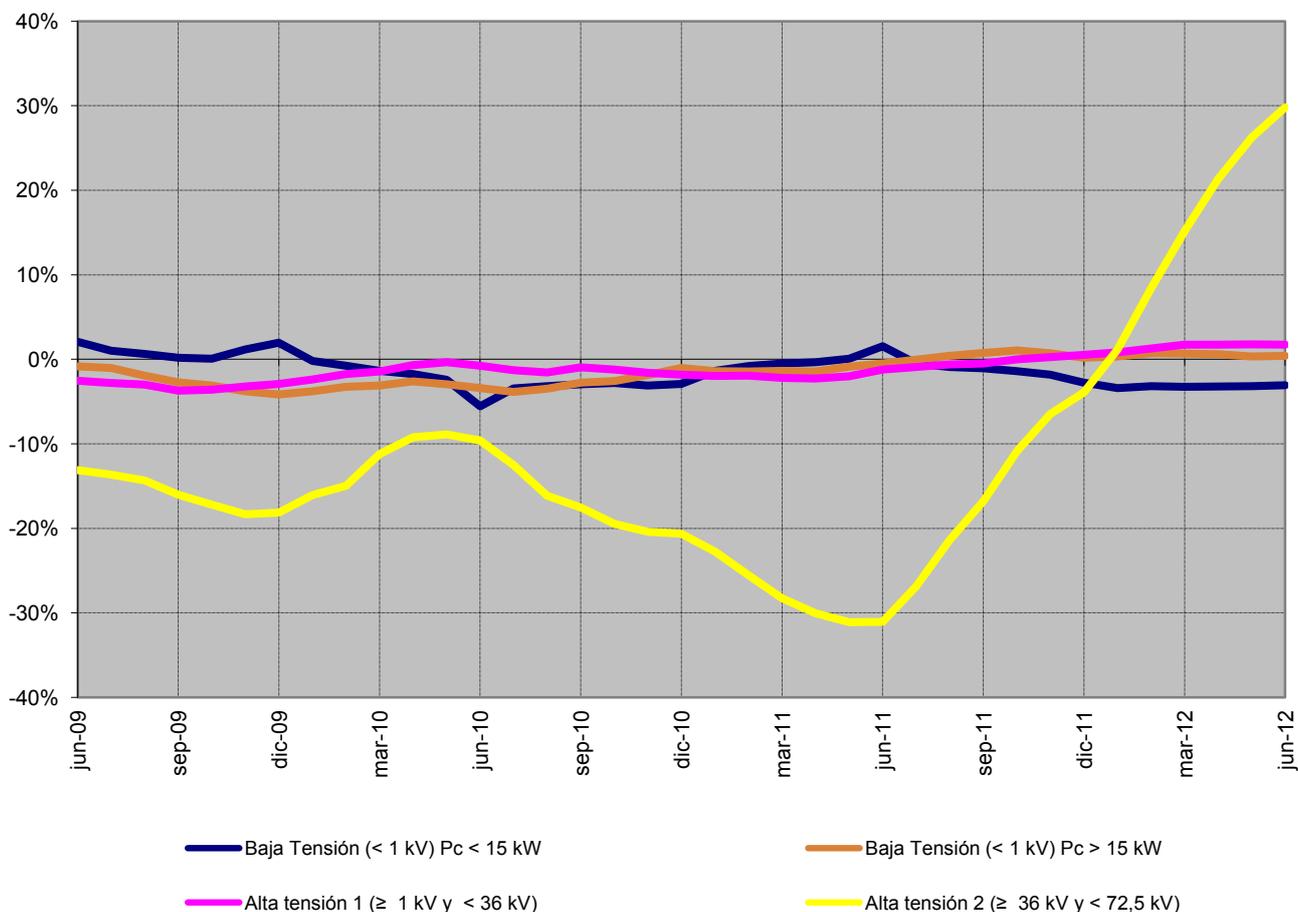
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes
No se incluye otros consumos (empleados, consumos propios y concesiones administrativas).

2.3 - Demanda de consumidores extrapeninsulares e insulares

% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2012	enero	-3,6%	-1,8%	0,3%	0,8%	1,2%		-1,2%
	febrero	-3,4%	-2,1%	0,7%	1,3%	8,4%		-0,7%
	marzo	-3,4%	-2,5%	0,7%	1,7%	15,2%		-0,5%
	abril	-3,3%	-2,6%	0,6%	1,7%	21,3%		-0,4%
	mayo	-3,2%	-2,8%	0,4%	1,8%	26,3%		-0,4%
	junio	-3,1%	-3,1%	0,4%	1,7%	29,8%		-0,3%



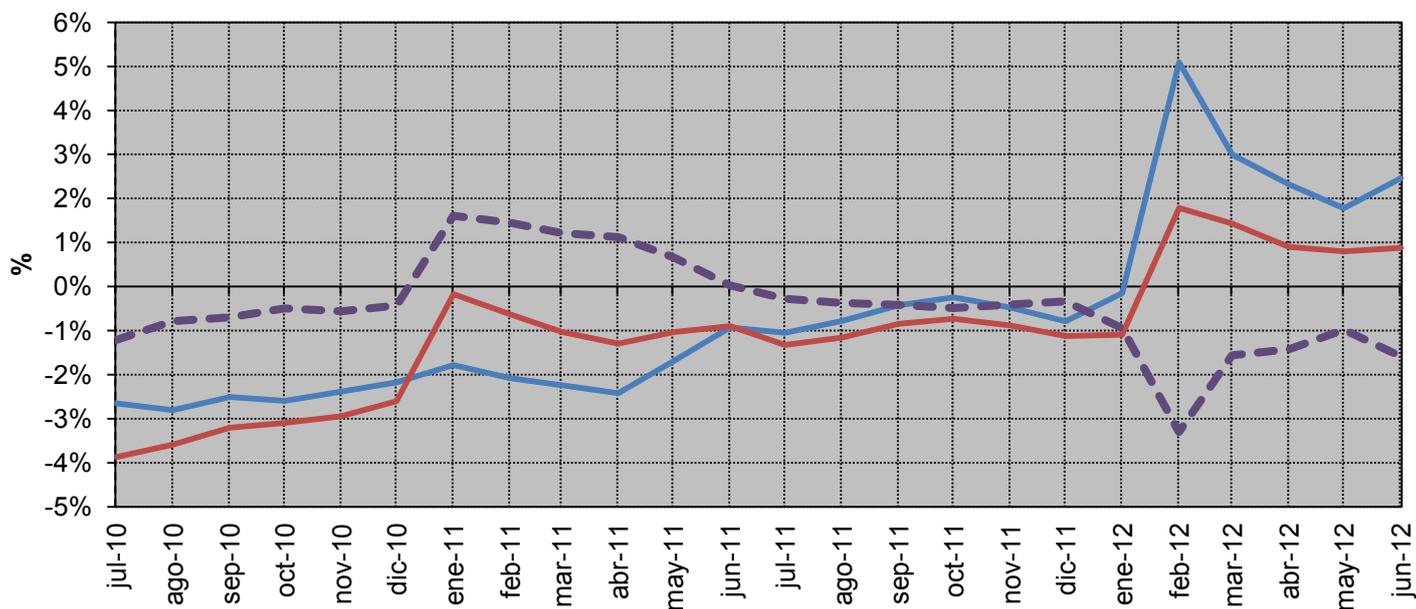
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes
No se incluye otros consumos (empleados, consumos propios y concesiones administrativas).

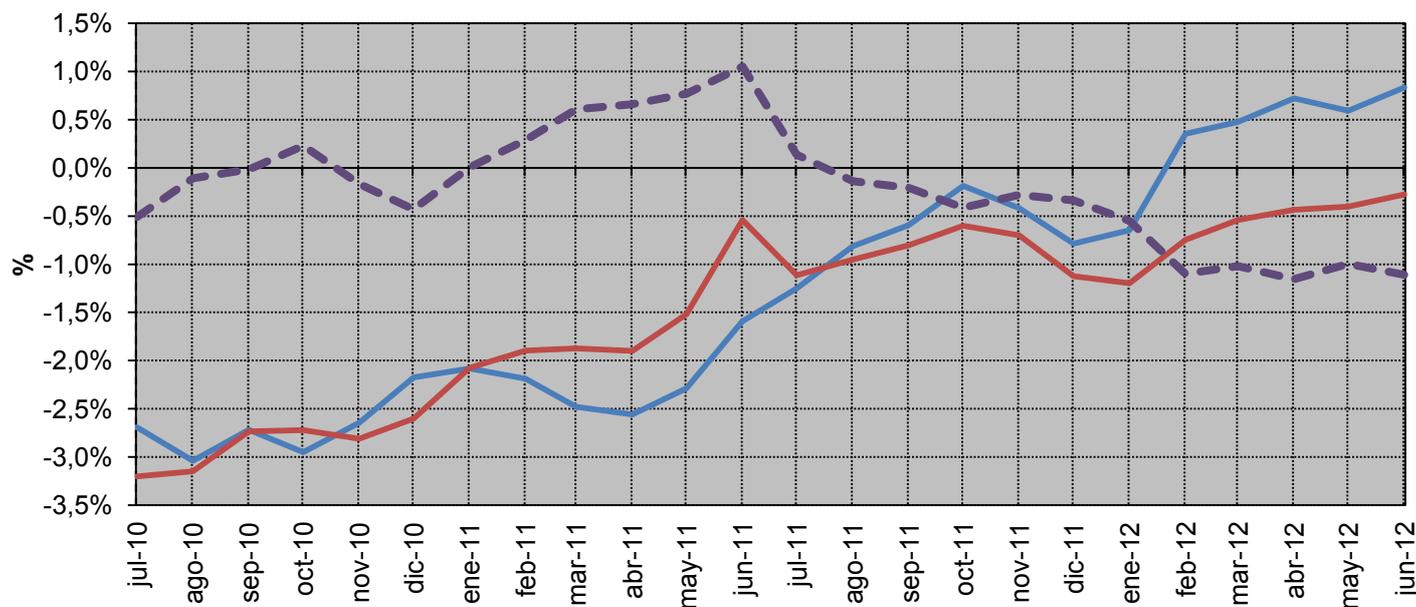
2.3 - Demanda de consumidores extrapeninsulares e insulares

Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo

Tasa acumulada



Media móvil de 12 meses



— Demanda en b.c. — Demanda en consumo - - Diferencia: Demanda en consumo - Demanda en b.c.

Fuente: REE (Boletín Mensual. Junio 2012) y CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

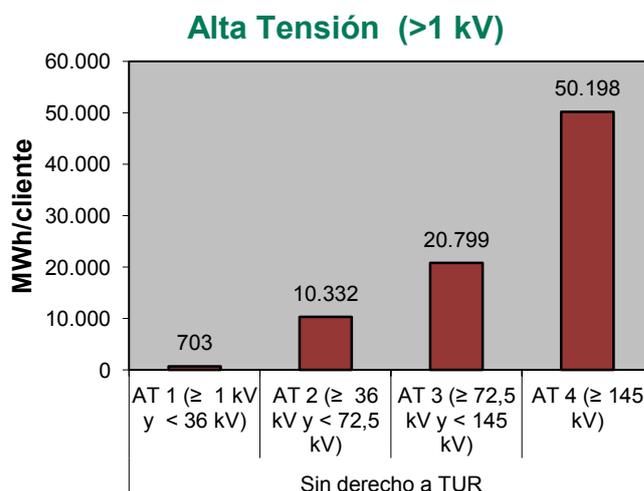
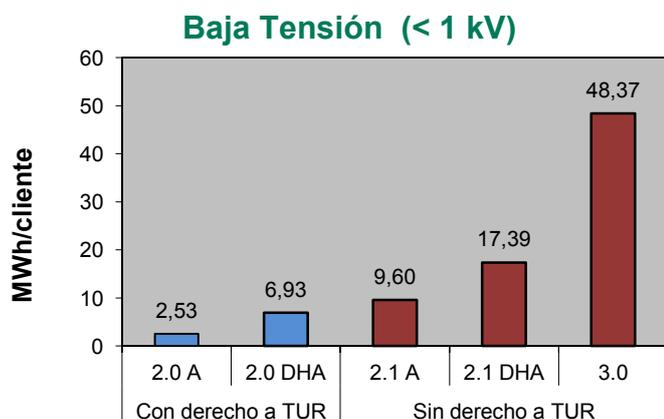
Nota: No se incluye información de Ceuta y Melilla

3.1 - Estructura del consumo nacional por tarifa de acceso

Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso

Peaje	Número de consumidores (Número)		Energía Consumida (GWh)		Tamaño medio (MWh/cliente)	
	2011	jul 2011- jun 2012	2011	jul 2011- jun 2012	2011	jul 2011- jun 2012
BT (< 1 kV)	27.688.089	27.814.193	117.882	117.023	4,26	4,21
Pc ≤ 10 kW	26.051.417	26.179.171	71.181	70.872	2,73	2,71
2.0 A	25.034.770	25.145.637	64.103	63.706	2,56	2,53
2.0 DHA	1.016.647	1.033.534	7.078	7.167	6,96	6,93
2.0 DHS	1	11	0	0	3,47	70,75
Pc > 10 kW	1.636.672	1.635.022	46.701	46.150	28,53	28,23
2.1 A	700.101	701.274	6.884	6.733	9,83	9,60
2.1 DHA	189.086	185.480	3.278	3.226	17,33	17,39
2.1 DHS	1	4	0	0	1,59	13,95
3.0	747.484	748.264	36.539	36.191	48,88	48,37
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	103.212	103.465	73.173	72.699	709	703
3.1.A	84.248	84.281	16.319	16.335	194	194
6.1.A	18.964	19.184	56.854	56.364	2.998	2.938
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1.592	1.607	16.237	16.604	10.199	10.332
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	403	416	8.272	8.646	20.534	20.799
AT 4 (≥ 145 kV)	456	481	24.681	24.145	54.116	50.198
Total	27.793.751	27.920.162	240.244	239.117	8,64	8,56

Tamaño medio por tarifa de acceso (jul 2011- jun 2012)



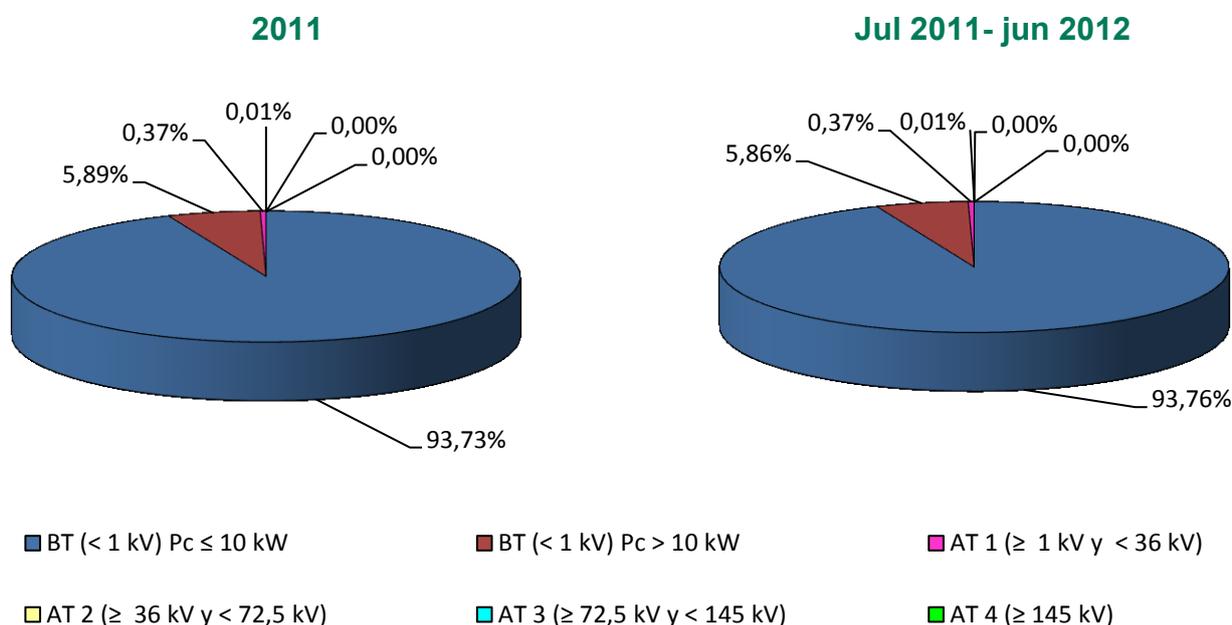
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

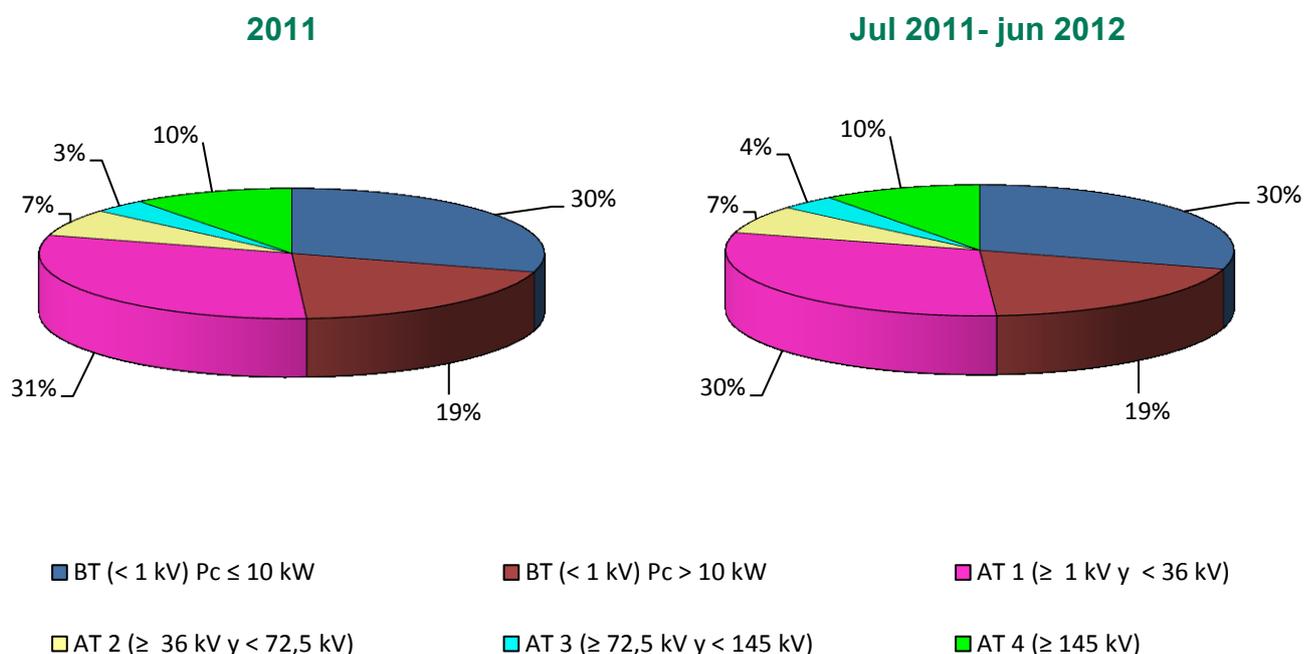
Las tarifas de baja tensión se ha distribuido por potencia contratada según la información de las Circulares 1/2005, 1/2006, 1/2007 y 2/2008

3.1 - Estructura del consumo nacional por tarifa de acceso

Distribución del número de consumidores por grupo tarifario



Distribución de la energía consumida por grupo tarifario



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

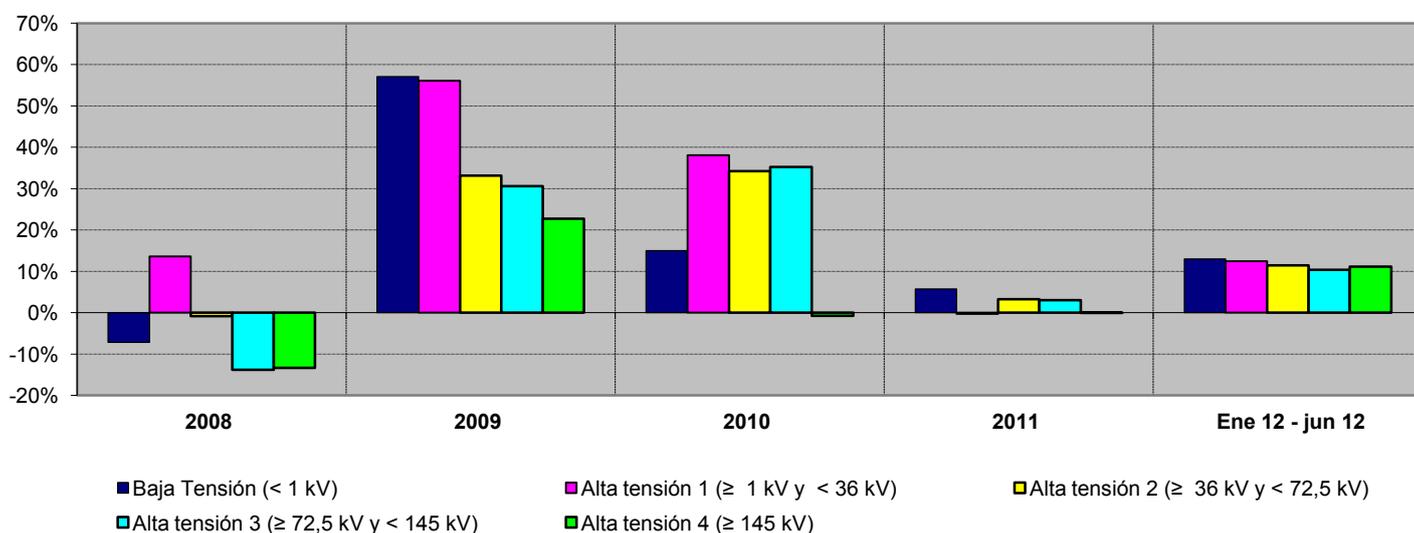
Las tarifas de baja tensión se ha distribuido por potencia contratada según la información de las Circulares 1/2005, 1/2006, 1/2007 y 2/2008

3.1 - Estructura del consumo nacional por tarifa de acceso

Facturación media de acceso (c€/kWh).

Peaje	Precio medio (c€/kWh)				Tasa de variación (%)			
	2011	abr-12	may-12	jun-12	2011 s/ 2010	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
BT (< 1 kV)	7,63	8,98	9,00	8,86	6%	11%	9%	9%
Pc ≤ 15 kW sin DH	8,80	10,41	10,44	10,28	7%	11%	9%	9%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,71	10,31	10,34	10,18	6%	11%	9%	8%
2.1 A (15< Pc ≤ 10 kW)	9,63	11,39	11,37	11,09	8%	14%	13%	13%
Pc ≤ 15 kW con DH	4,79	5,43	5,93	6,34	3%	7%	4%	7%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	4,45	5,04	5,54	6,02	0%	6%	2%	6%
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	7,35	5,18	5,30	5,39	n.d	n.d	n.d	n.d
2.1 DHA (15< Pc ≤ 10 kW)	5,51	6,34	6,77	6,99	8%	10%	9%	10%
2.1 DHS (15< Pc ≤ 10 kW)	29,06	21,58	18,41	18,64	n.d	n.d	n.d	n.d
3.0 A (Pc > 15 kW)	6,18	7,12	7,09	6,95	5%	11%	10%	10%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	3,81	3,14	2,98	4,40	0%	7%	6%	3%
3.1.A	5,37	5,85	5,71	5,52	0%	5%	4%	4%
6.1.A	3,36	2,38	2,22	4,07	0%	8%	6%	2%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1,50	1,20	1,17	1,76	3%	3%	2%	2%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	1,20	1,00	0,94	1,40	3%	7%	1%	3%
AT 4 (≥ 145 kV)	0,75	0,66	0,65	0,87	0%	11%	10%	8%
Total	5,13	5,43	5,25	5,79	3%	10%	8%	7%

Tasa de variación sobre el año anterior de la facturación media de acceso (%)



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

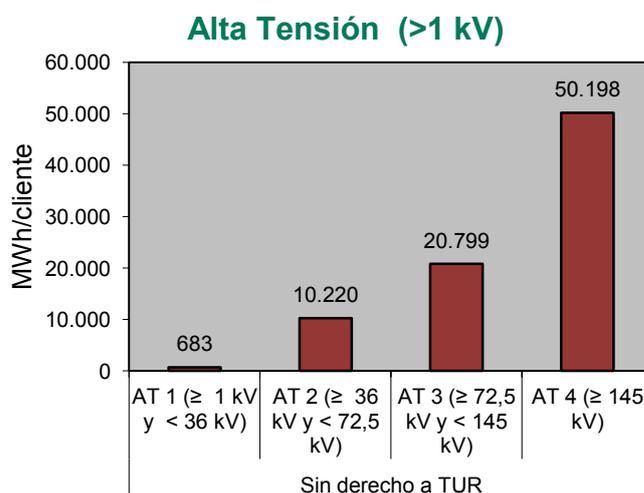
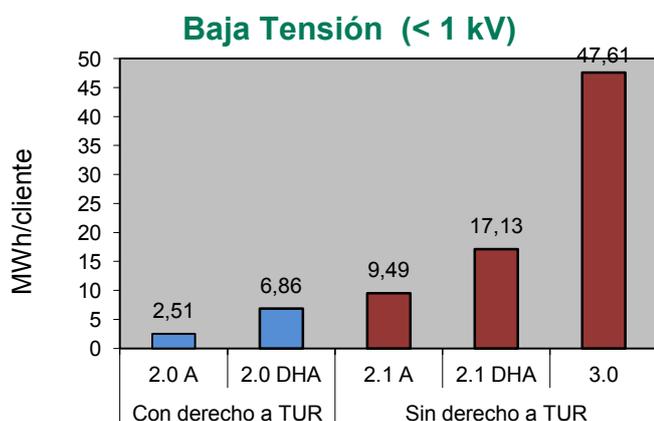
Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

3.2 - Estructura del consumo peninsular por tarifa de acceso

Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso

Peaje	Número de consumidores (Número)		Energía Consumida (GWh)		Tamaño medio (MWh/cliente)	
	2011	jul 2011- jun 2012	2011	jul 2011- jun 2012	2011	jul 2011- jun 2012
BT (< 1 kV)	25.864.281	25.979.282	108.866	108.042	4,21	4,16
Pc ≤ 10 kW	24.343.134	24.460.193	66.058	65.772	2,71	2,69
2.0 A	23.335.460	23.436.140	59.118	58.745	2,53	2,51
2.0 DHA	1.007.674	1.024.053	6.940	7.027	6,89	6,86
2.0 DHS	1	11	0	0	3,47	70,73
Pc > 10 kW	1.521.147	1.519.090	42.808	42.270	28,14	27,83
2.1 A	642.446	643.471	6.252	6.109	9,73	9,49
2.1 DHA	185.132	181.469	3.159	3.109	17,06	17,13
2.1 DHS	1	4	0	0	1,59	13,95
3.0	693.568	694.147	33.397	33.051	48,15	47,61
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	100.261	100.489	69.157	68.630	690	683
3.1.A	82.268	82.287	15.205	15.211	185	185
6.1.A	17.993	18.201	53.952	53.419	2.999	2.935
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1.582	1.597	15.990	16.320	10.109	10.220
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	403	416	8.272	8.646	20.534	20.799
AT 4 (≥ 145 kV)	456	481	24.681	24.145	54.116	50.198
Total	25.966.982	26.082.265	226.965	225.782	8,74	8,66

Tamaño medio por tarifa de acceso (jul 2011- jun 2012)



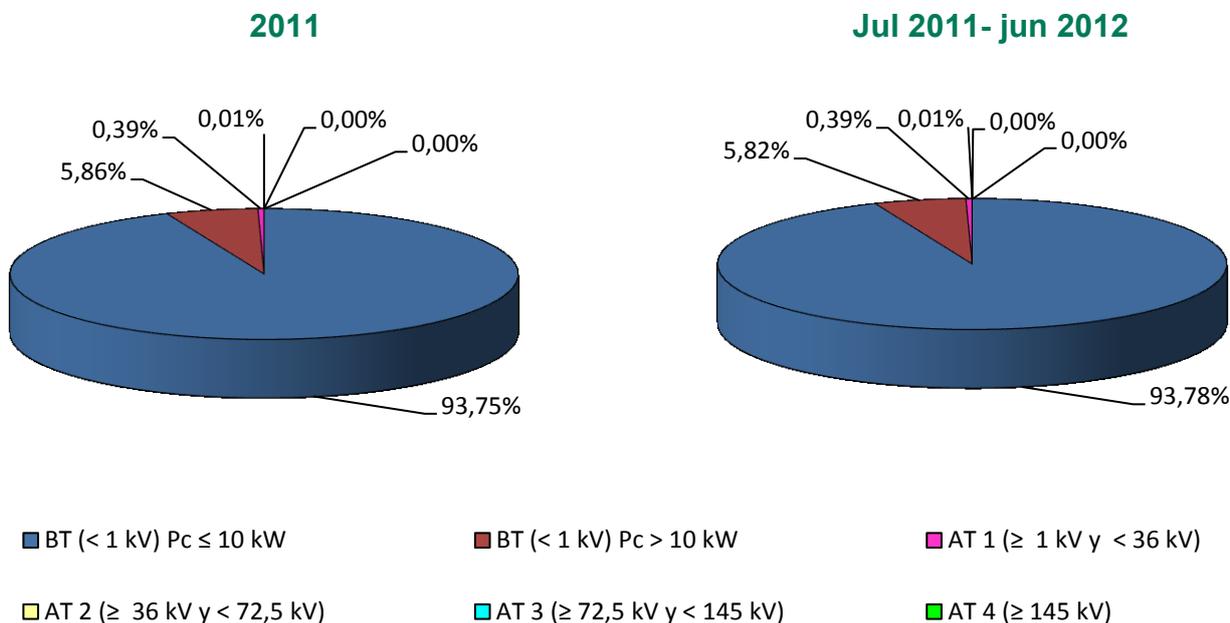
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

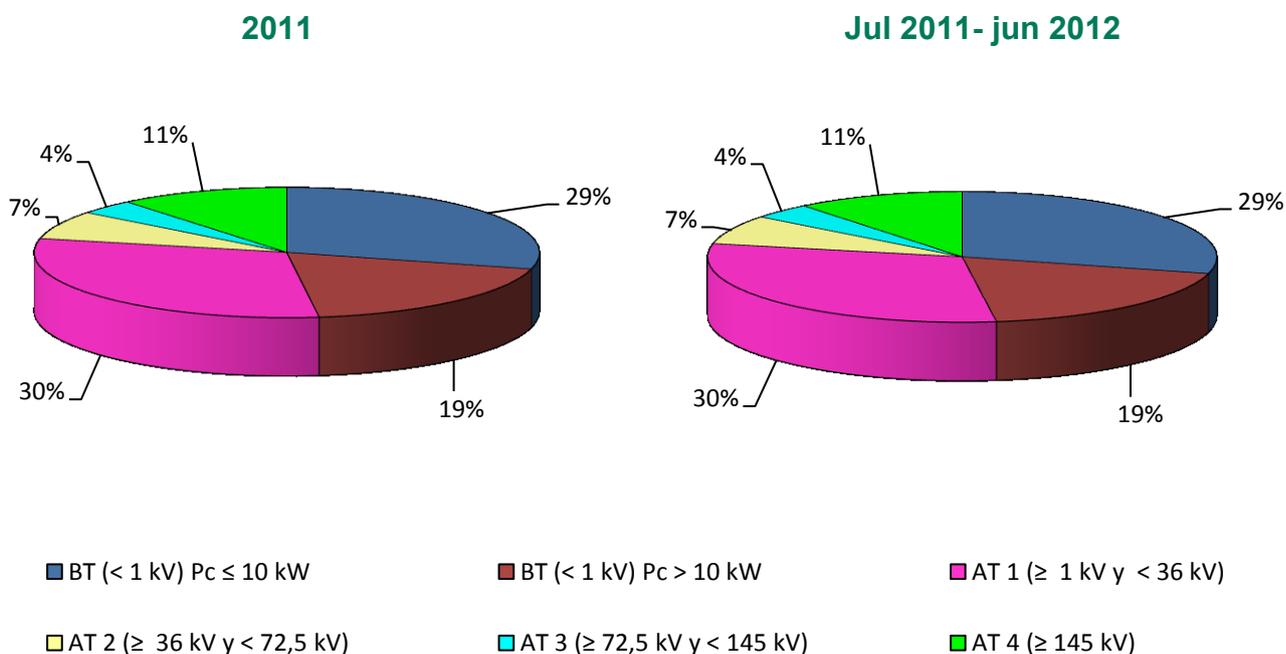
Las tarifas de baja tensión se ha distribuido por potencia contratada según la información de las Circulares 1/2005, 1/2006, 1/2007 y 2/2008

3.2 - Estructura del consumo peninsular por tarifa de acceso

Distribución del número de consumidores por grupo tarifario



Distribución de la energía consumida por grupo tarifario



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

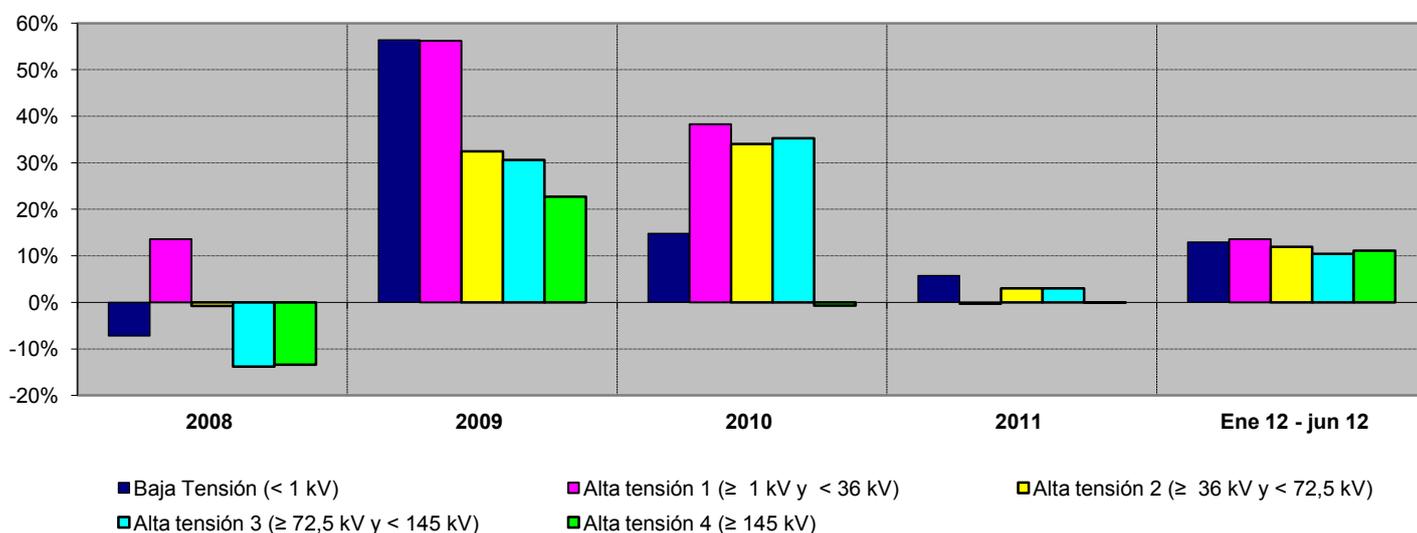
Las tarifas de baja tensión se ha distribuido por potencia contratada según la información de las Circulares 1/2005, 1/2006, 1/2007 y 2/2008

3.2 - Estructura del consumo peninsular por tarifa de acceso

Facturación media de acceso (c€/kWh).

Peaje	Precio medio (c€/kWh)				Tasa de variación (%)			
	2011	abr-12	may-12	jun-12	2011 s/ 2010	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
BT (< 1 kV)	7,64	8,98	9,02	8,90	6%	11%	9%	9%
Pc ≤ 15 kW sin DH	8,81	10,43	10,45	10,30	7%	11%	9%	9%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,72	10,32	10,34	10,20	6%	11%	8%	8%
2.1 A (15< Pc ≤ 10 kW)	9,68	11,47	11,45	11,18	8%	14%	13%	13%
Pc ≤ 15 kW con DH	4,80	5,45	5,96	6,39	3%	7%	4%	7%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	4,46	5,05	5,56	6,06	1%	6%	2%	6%
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	7,35	5,18	5,30	5,39	n.d	n.d	n.d	n.d
2.1 DHA (15< Pc ≤ 10 kW)	5,54	6,38	6,83	7,06	8%	9%	9%	10%
2.1 DHS (15< Pc ≤ 10 kW)	29,06	21,58	18,41	18,64	n.d	n.d	n.d	n.d
3.0 A (Pc > 15 kW)	6,20	7,15	7,13	7,00	5%	11%	10%	10%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	3,82	3,15	2,98	4,45	0%	7%	6%	3%
3.1.A	5,41	5,90	5,76	5,56	0%	5%	4%	4%
6.1.A	3,37	2,39	2,23	4,14	0%	8%	6%	2%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1,50	1,20	1,17	1,77	3%	3%	2%	2%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	1,20	1,00	0,94	1,40	3%	7%	1%	3%
AT 4 (≥ 145 kV)	0,75	0,66	0,65	0,87	0%	11%	10%	8%
Total	5,06	5,34	5,16	5,73	3%	10%	8%	7%

Tasa de variación sobre el año anterior de la facturación media de acceso (%)



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

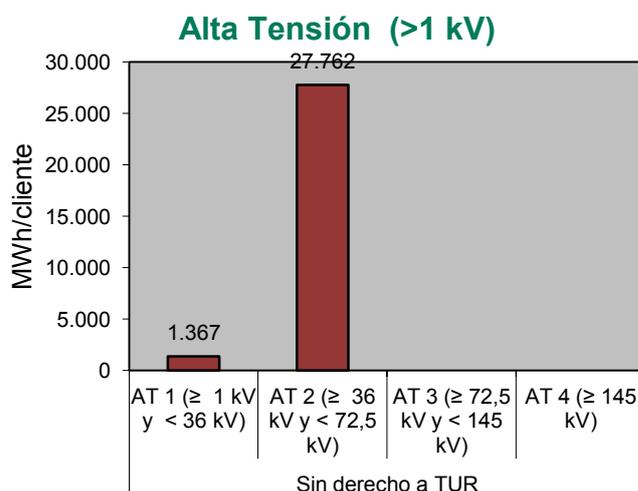
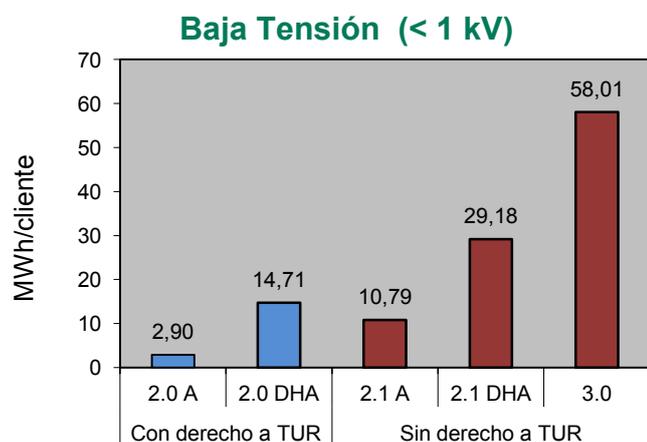
Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

3.3 - Estructura del consumo extrapeninsular e insular por tarifa de acceso

Número de consumidores, energía consumida y tamaño medio por tarifa de acceso

Peaje	Número de consumidores (Número)		Energía Consumida (GWh)		Tamaño medio (MWh/cliente)	
	2011	jul 2011- jun 2012	2011	jul 2011- jun 2012	2011	jul 2011- jun 2012
BT (< 1 kV)	1.823.808	1.834.910	9.016	8.981	4,94	4,89
Pc ≤ 10 kW	1.708.284	1.718.978	5.123	5.100	3,00	2,97
2.0 A	1.699.310	1.709.498	4.984	4.961	2,93	2,90
2.0 DHA	8.973	9.480	138	139	15,39	14,71
2.0 DHS	n.d	n.d	n.d	0	n.d	n.d
Pc > 10 kW	115.525	115.932	3.893	3.881	33,70	33,47
2.1 A	57.656	57.803	632	624	10,97	10,79
2.1 DHA	3.954	4.012	119	117	30,08	29,18
2.1 DHS	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
3.0	53.916	54.118	3.142	3.139	58,28	58,01
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	2.951	2.977	4.016	4.070	1.361	1.367
3.1.A	1.980	1.994	1.114	1.125	563	564
6.1.A	971	983	2.902	2.945	2.989	2.997
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	10	10	247	285	24.088	27.762
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)						
AT 4 (≥ 145 kV)						
Total	1.826.769	1.837.897	13.279	13.335	7,27	7,26

Tamaño medio por tarifa de acceso (jul 2011- jun 2012)



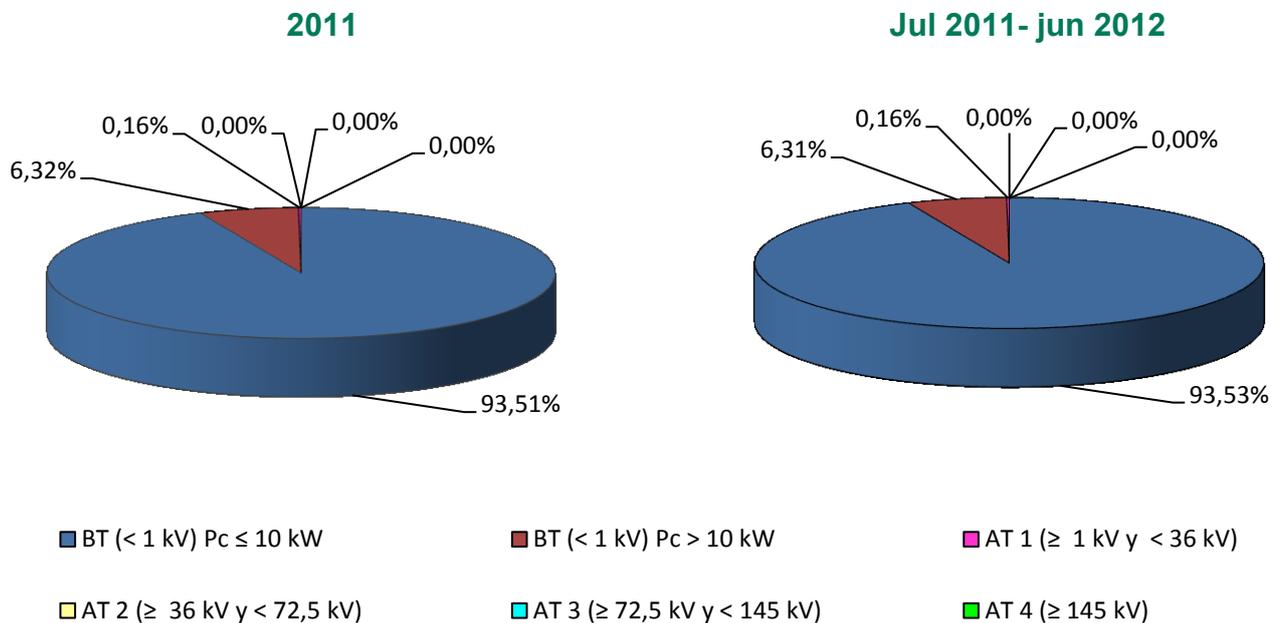
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

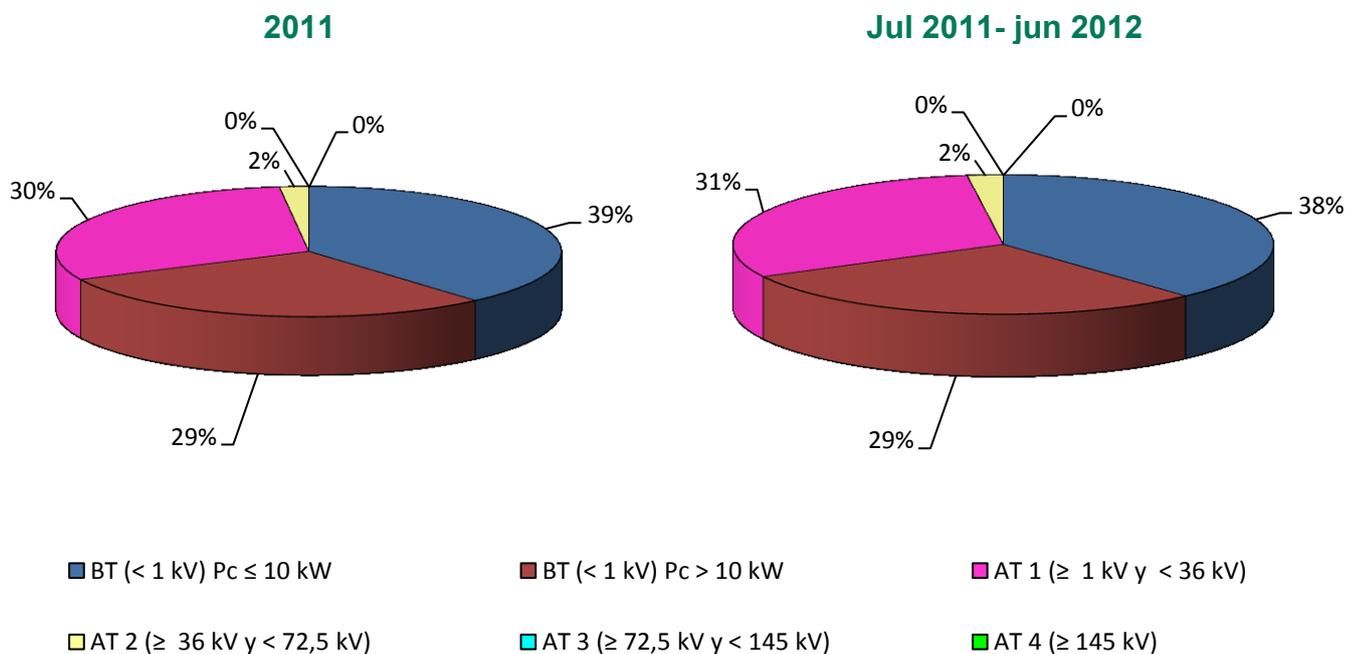
Las tarifas de baja tensión se ha distribuido por potencia contratada según la información de las Circulares 1/2005, 1/2006, 1/2007 y 2/2008

3.3 - Estructura del consumo extrapeninsular e insular por tarifa de acceso

Distribución del número de consumidores por grupo tarifario



Distribución de la energía consumida por grupo tarifario



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

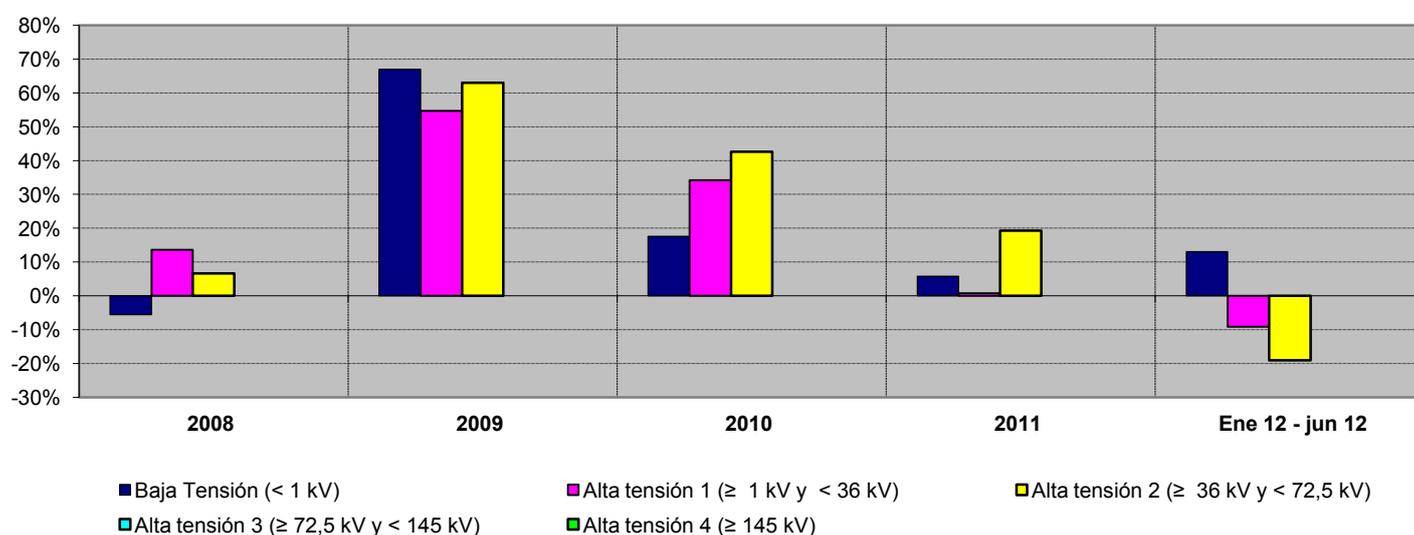
Las tarifas de baja tensión se ha distribuido por potencia contratada según la información de las Circulares 1/2005. 1/2006. 1/2007 v 2/2008

3.3 - Estructura del consumo extrapeninsular e insular por tarifa de acceso

Facturación media de acceso (c€/kWh).

Peaje	Precio medio (c€/kWh)				Tasa de variación (%)			
	2011	abr-12	may-12	jun-12	2011 s/ 2010	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
BT (< 1 kV)	7,60	8,98	8,84	8,50	6%	12%	10%	8%
Pc ≤ 15 kW sin DH	8,69	10,28	10,29	10,03	-48%	12%	10%	8%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,63	10,22	10,25	10,00	7%	13%	10%	8%
2.1 A (15< Pc ≤ 10 kW)	9,17	10,70	10,65	10,30	7%	12%	12%	11%
Pc ≤ 15 kW con DH	4,26	4,90	4,94	4,87	-50%	13%	12%	9%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	3,89	4,51	4,52	4,47	-4%	14%	12%	9%
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	n.d	n.d	n.d	4,14	n.d	n.d	n.d	n.d
2.1 DHA (15< Pc ≤ 10 kW)	4,69	5,37	5,42	5,31	6%	13%	13%	10%
2.1 DHS (15< Pc ≤ 10 kW)	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
3.0 A (Pc > 15 kW)	5,93	6,81	6,67	6,45	4%	10%	10%	9%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	3,65	3,00	2,96	3,52	1%	6%	4%	4%
3.1.A	4,76	5,16	5,07	4,96	1%	6%	6%	5%
6.1.A	3,22	2,21	2,15	2,95	1%	6%	4%	3%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1,66	1,20	1,31	1,47	19%	-14%	-2%	3%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)								
AT 4 (≥ 145 kV)								
Total	6,30	7,03	6,82	6,69	5%	10%	8%	7%

Tasa de variación sobre el año anterior de la facturación media de acceso (%)



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

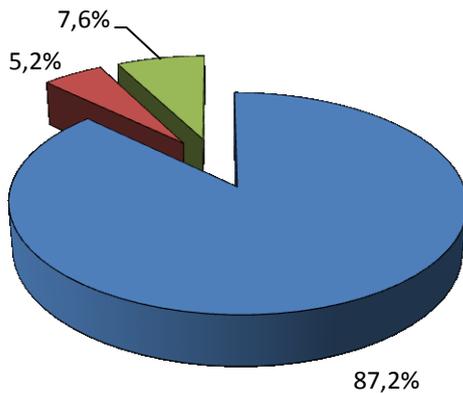
Nota: No se incluye conexiones internacionales, empleados, consumos propios, concesiones administrativas, ni información sobre los suministros conectados a los distribuidores con menos de 100.000 clientes

3.4 - Estructura del consumo nacional por sector de actividad

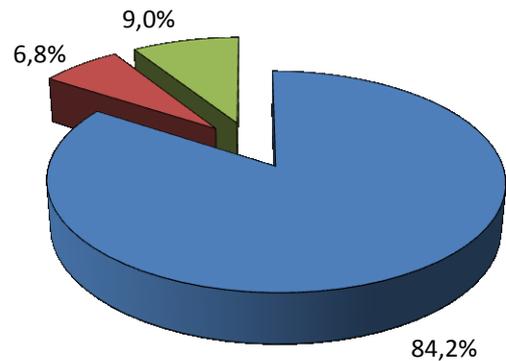
Distribución por sector de actividad de los consumidores de BT con Pc<10 kW

Consumidores acogidos a tarifas sin discriminación horaria

Nº Consumidores



Energía



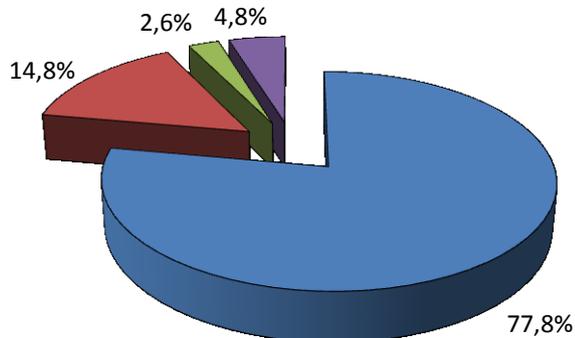
■ USOS DOMESTICOS

■ ADMON. Y OTROS SERV. PUBLICOS

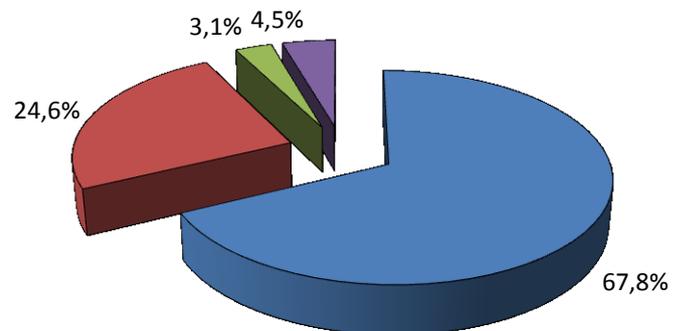
■ RESTO

Consumidores acogidos a tarifas con discriminación horaria

Nº Consumidores



Energía



■ USOS DOMESTICOS

■ ALUMBRADO PUBLICO

■ ADMON. Y OTROS SERV. PUBLICOS

■ RESTO

Fuente: CNE (SINCRO)

Nota: Datos correspondientes al año 2010. Se incluye en la categoría "Resto" los sectores con menos del 3% del nº de consumidores o de la energía consumida del grupo correspondiente

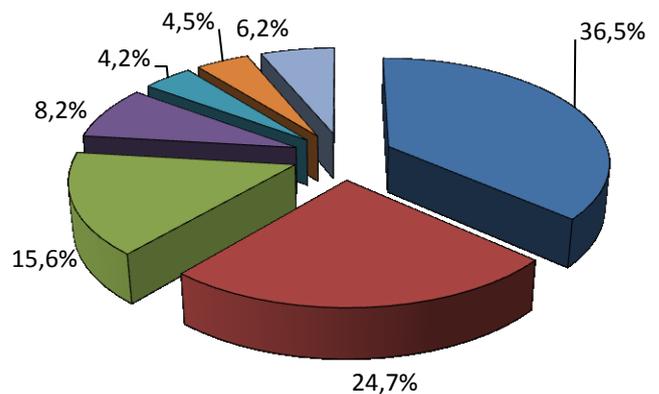
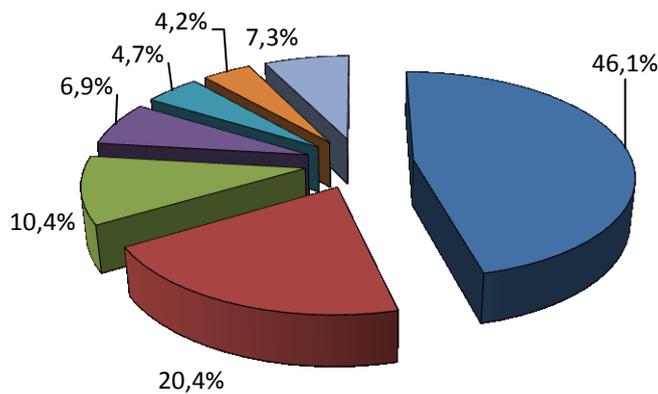
3.4 - Estructura del consumo nacional por sector de actividad

Distribución por sector de actividad de los consumidores de BT con Pc<15 kW y Pc>10 kW

Consumidores acogidos a tarifas sin discriminación horaria

Nº Consumidores

Energía

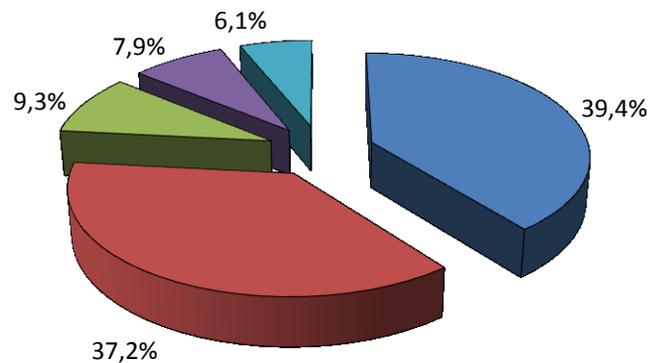
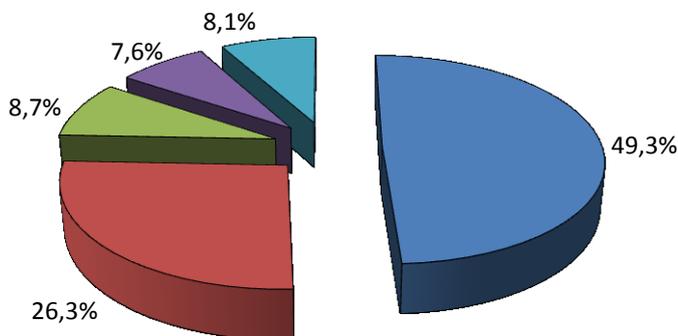


- USOS DOMESTICOS
- ADMN. Y OTROS SERV. PUBLICOS
- COMERCIO Y SERVICIOS
- ALUMBRADO PUBLICO
- CONSTRUCCION Y OBRAS PUBLICAS
- HOSTELERIA
- RESTO

Consumidores acogidos a tarifas con discriminación horaria

Nº Consumidores

Energía



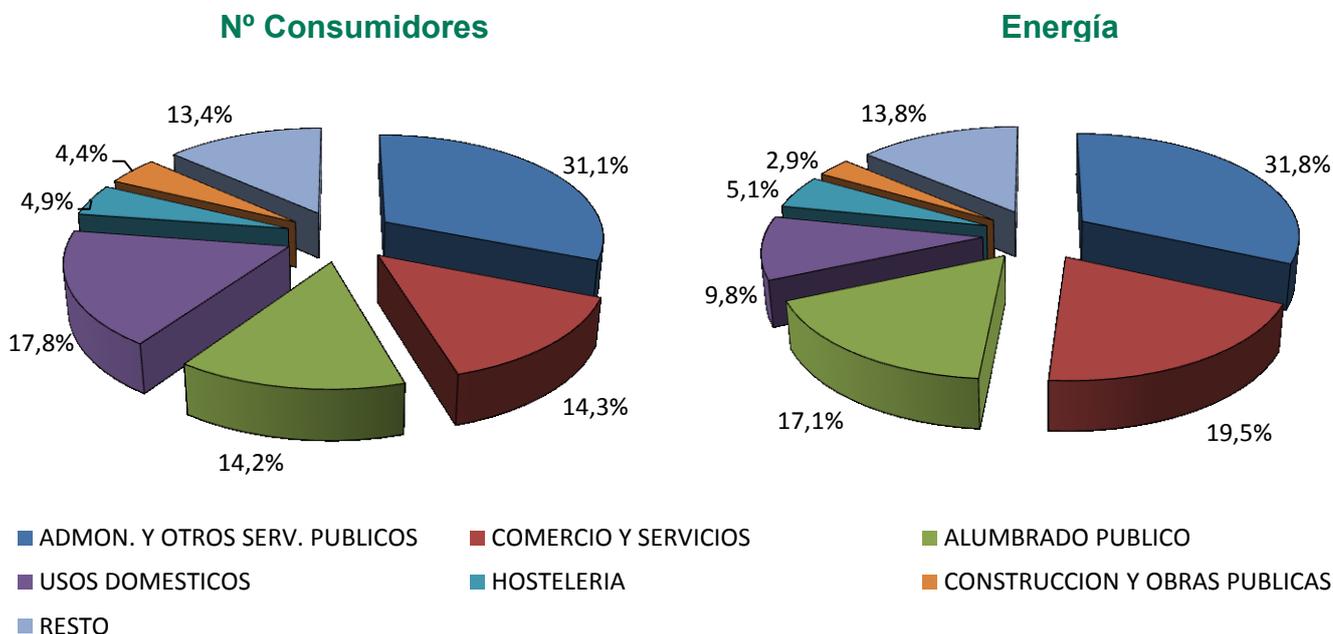
- USOS DOMESTICOS
- ALUMBRADO PUBLICO
- ADMN. Y OTROS SERV. PUBLICOS
- COMERCIO Y SERVICIOS
- RESTO

Fuente: CNE (SINCRO)

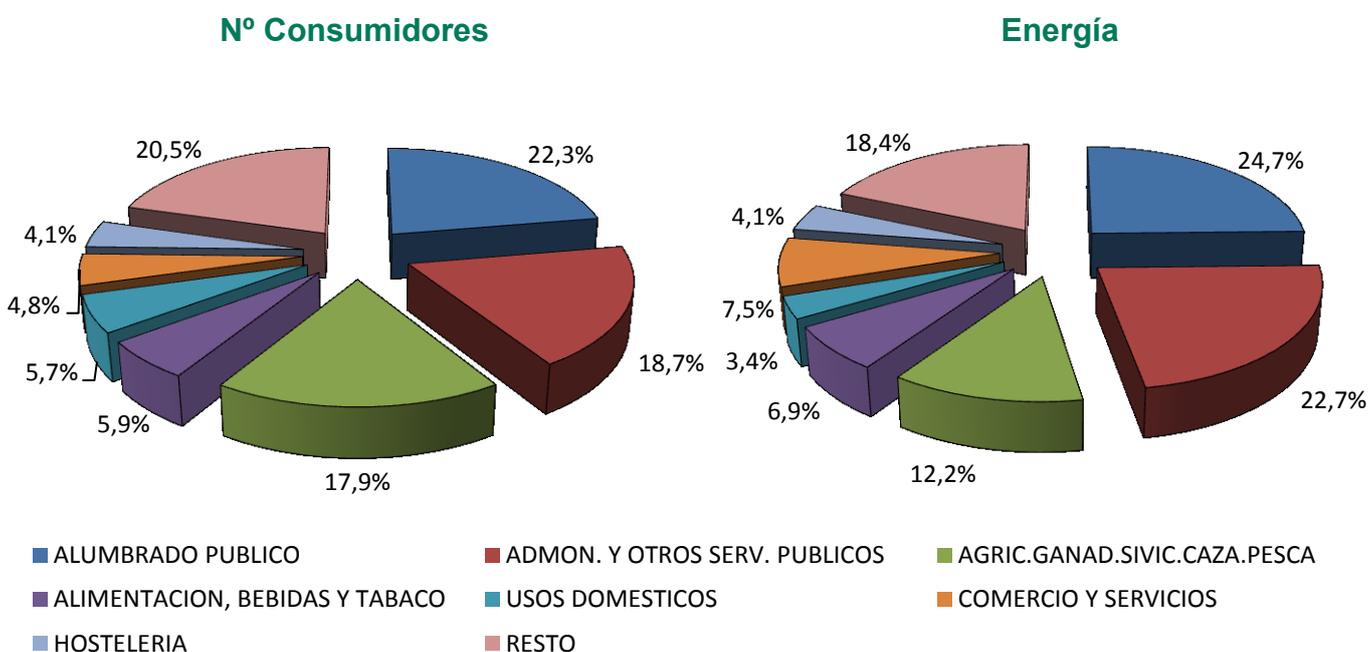
Nota: Datos correspondientes al año 2010. Se incluye en la categoría "Resto" los sectores con menos del 3% del nº de consumidores o de la energía consumida del grupo correspondiente

3.4 - Estructura del consumo nacional por sector de actividad

Distribución por sector de actividad de los consumidores de BT con Pc > 15 kW



Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT1 con Pc < 450 kW

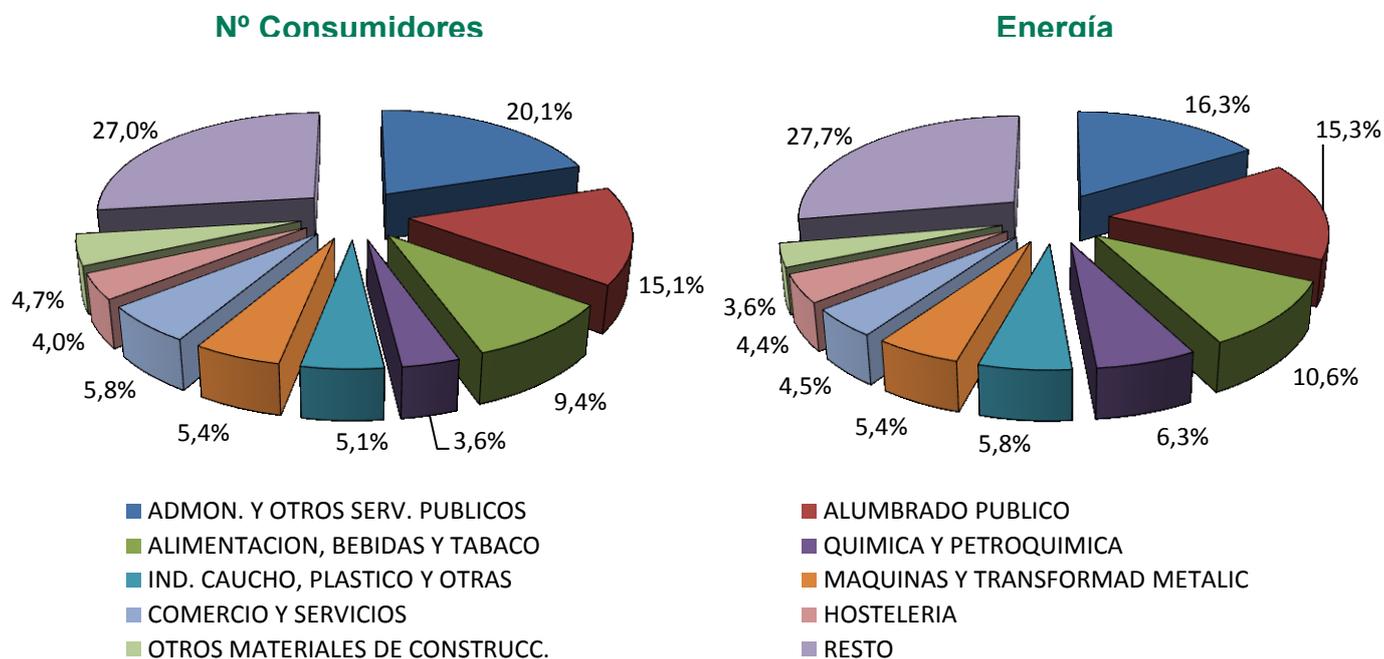


Fuente: CNE (SINCRO)

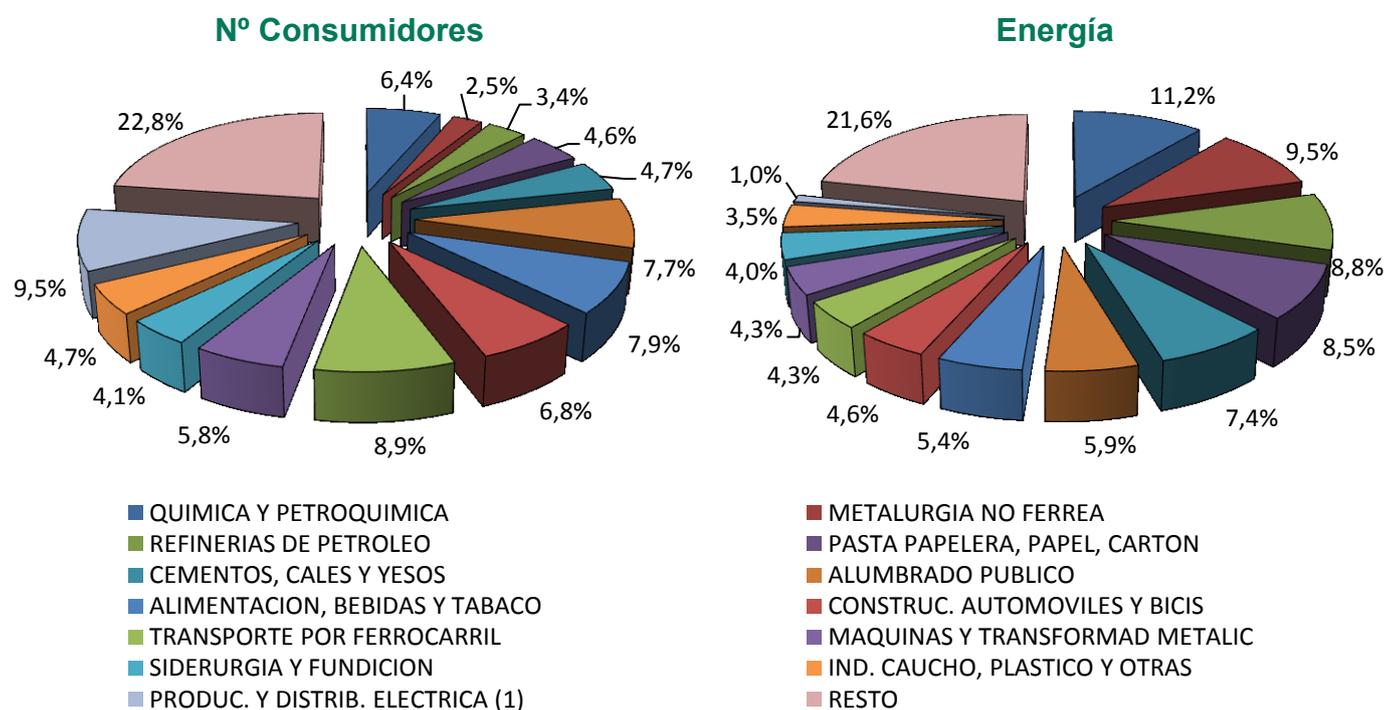
Nota: Datos correspondientes al año 2010. Se incluye en la categoría "Resto" los sectores con menos del 3% del nº de consumidores o de la energía consumida del grupo correspondiente

3.4 - Estructura del consumo nacional por sector de actividad

Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT1 con Pc > 450 kW



Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)



Fuente: CNE (SINCRO)

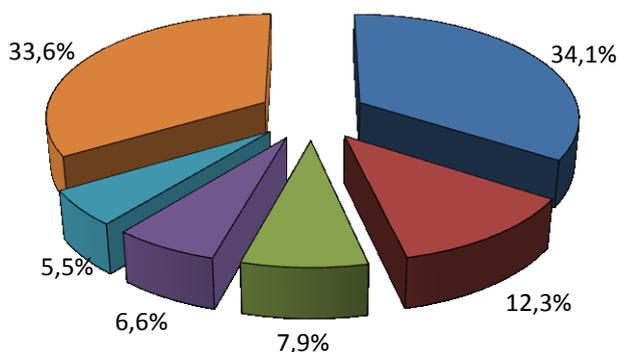
Nota: Datos correspondientes al año 2010. Se incluye en la categoría "Resto" los sectores con menos del 4% del nº de consumidores o de la energía consumida del grupo correspondiente

(1) Incluye distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley 54/1997 e instalaciones productoras de energía eléctrica acogidas al régimen especial

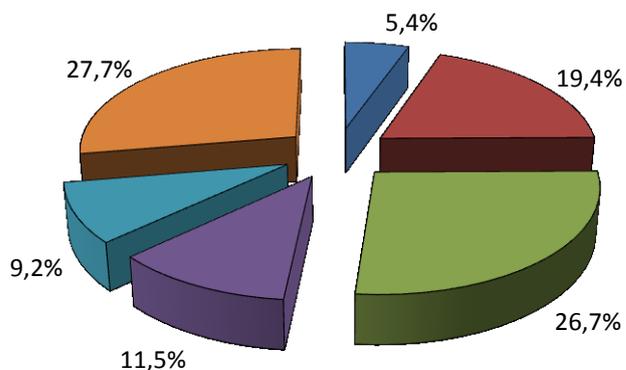
3.4 - Estructura del consumo nacional por sector de actividad

Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT3 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV)

Nº Consumidores



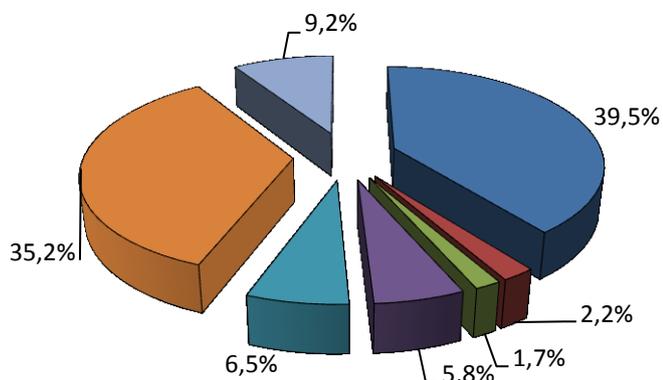
Energía



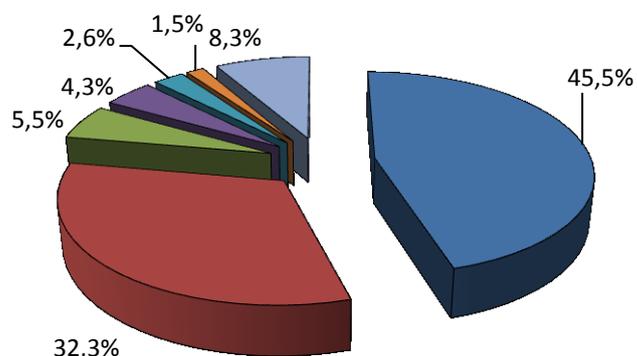
- PRODUC. Y DISTRIB. ELECTRICA (1)
- SIDERURGIA Y FUNDICION
- QUIMICA Y PETROQUIMICA
- PASTA PAPELERA, PAPEL, CARTON
- CEMENTOS, CALES Y YESOS
- RESTO

Distribución por sector de actividad de los consumidores del NT4 (≥ 145 kV)

Nº Consumidores



Energía



- SIDERURGIA Y FUNDICION
- METALURGIA NO FERREA
- QUIMICA Y PETROQUIMICA
- PASTA PAPELERA, PAPEL, CARTON
- TRANSPORTE POR FERROCARRIL
- PRODUC. Y DISTRIB. ELECTRICA (1)
- RESTO

Fuente: CNE (SINCRO)

Nota: Datos correspondientes al año 2010. Se incluye en la categoría "Resto" los sectores con menos del 4% del nº de consumidores o de la energía consumida del grupo correspondiente

(1) Incluye distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley 54/1997 e instalaciones productoras de energía eléctrica acogidas al régimen especial

4.1- Consumidores con derecho a acogerse a las TUR (Pc≤10 kW)

Número de consumidores y energía consumida. Junio 2012

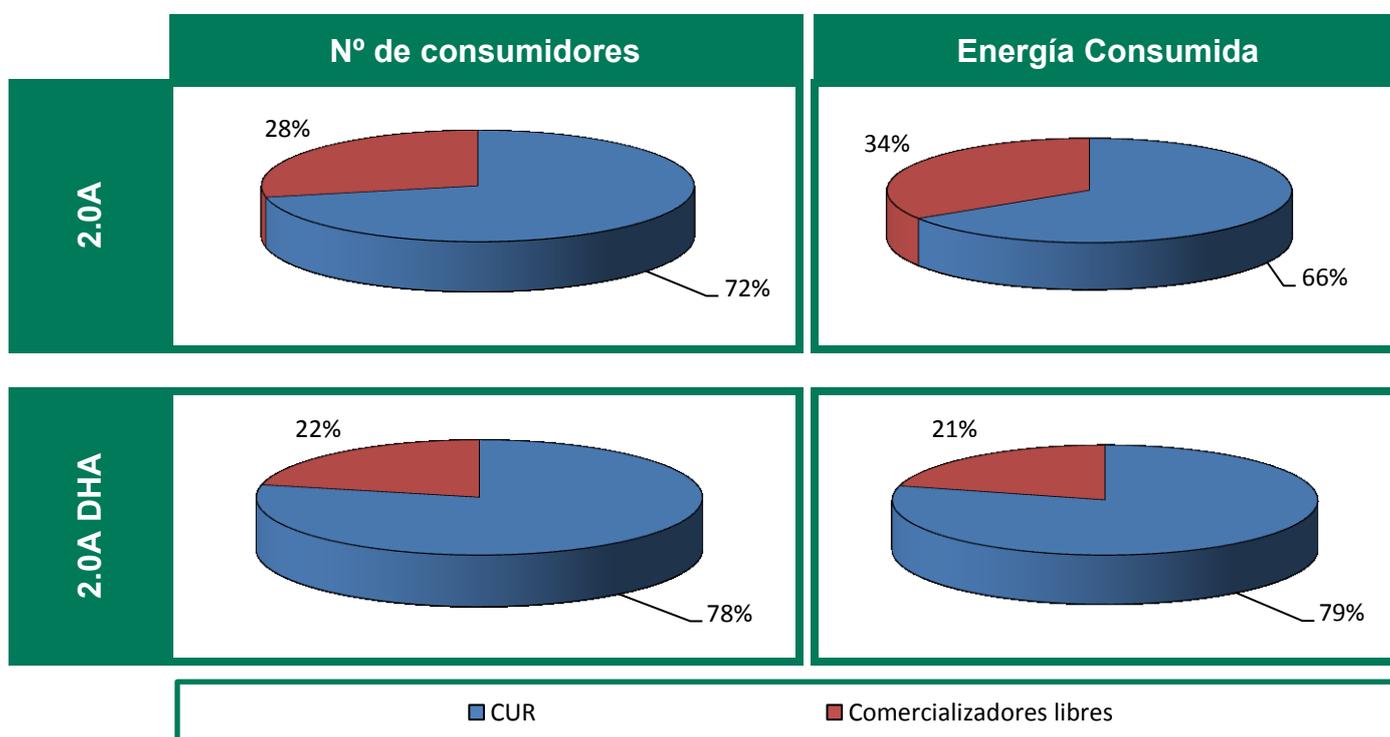
Consumidores abastecidos por CUR

Peaje	Nº de consumidores (Número)	Energía Consumida (GWh)	Tamaño medio (kWh/cliente y año)	Potencia contratada (kW/cliente)
2.0A	17.759.828	3.117	2.345	3,89
2.0A DHA	809.798	327	6.930	5,47
2.0A DHS	-	-		
TOTAL	18.569.626	3.444	2.544	3,96

Consumidores abastecidos por comercializadoras libres

Peaje	Nº de consumidores (Número)	Energía Consumida (GWh)	Tamaño medio (kWh/cliente y año)	Potencia contratada (kW/cliente)
2.0A	7.006.610	1.609	3.119	4,27
2.0A DHA	222.103	86	6.952	5,60
2.0A DHS	37	0		3,68
TOTAL	7.228.750	1.696	3.224	4,31

Porcentaje de consumidores abastecidos por CUR en junio 2012

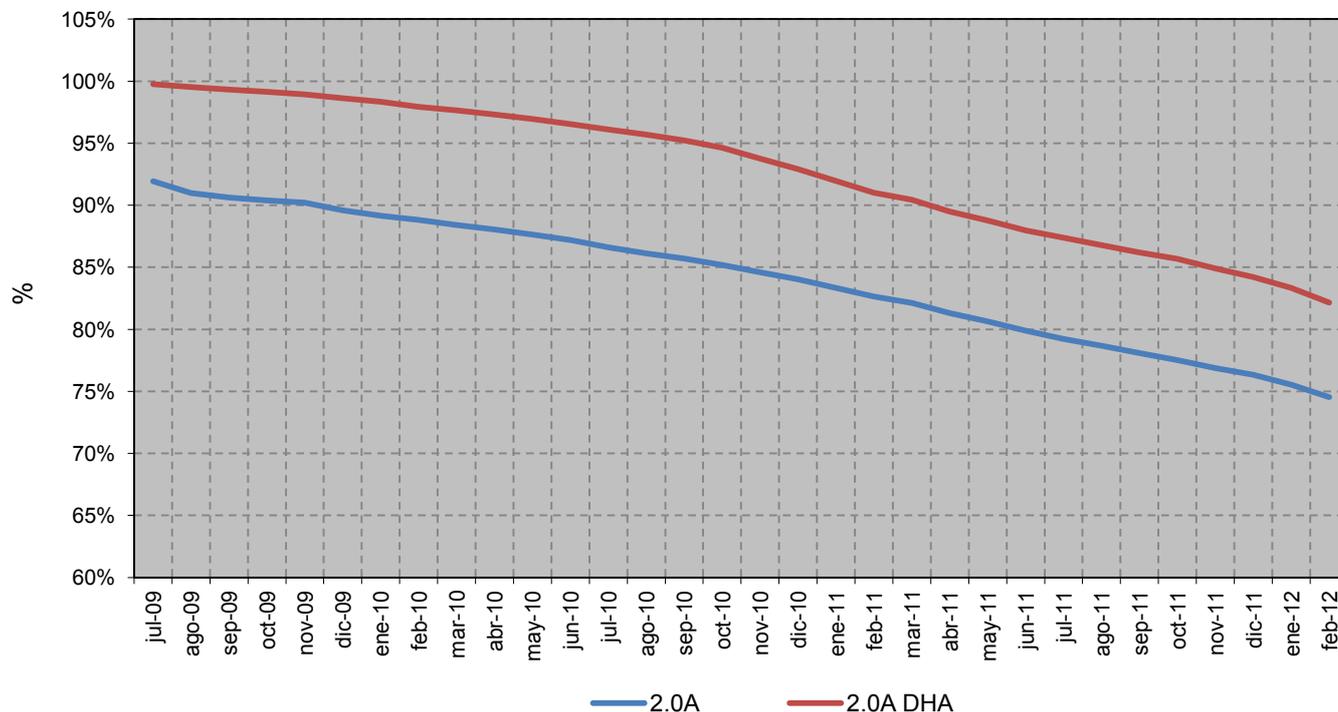


Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

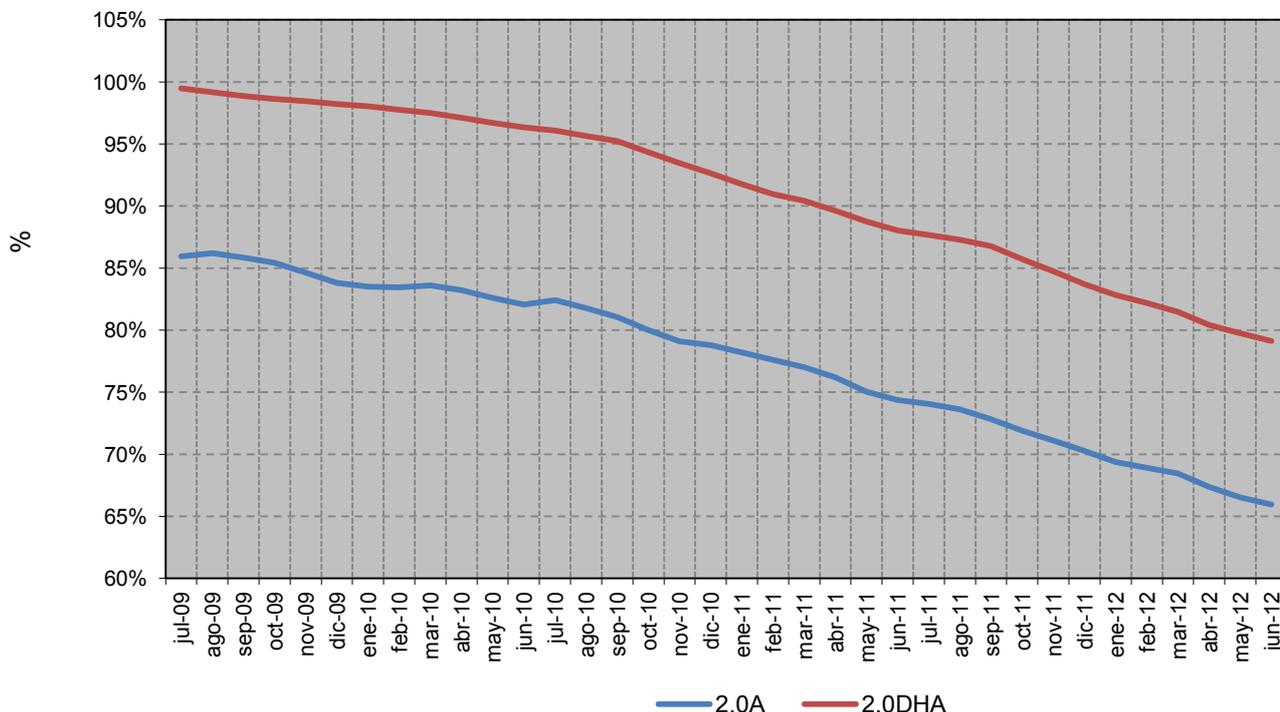
Nota: No se incluye información de los suministros conectados a los distribuidores de menos de 100.000 clientes

4.1- Consumidores con derecho a acogerse a las TUR (Pc≤10 kW)

Porcentaje de consumidores abastecidos por CUR



Porcentaje de energía consumida por los suministros abastecidos por CUR

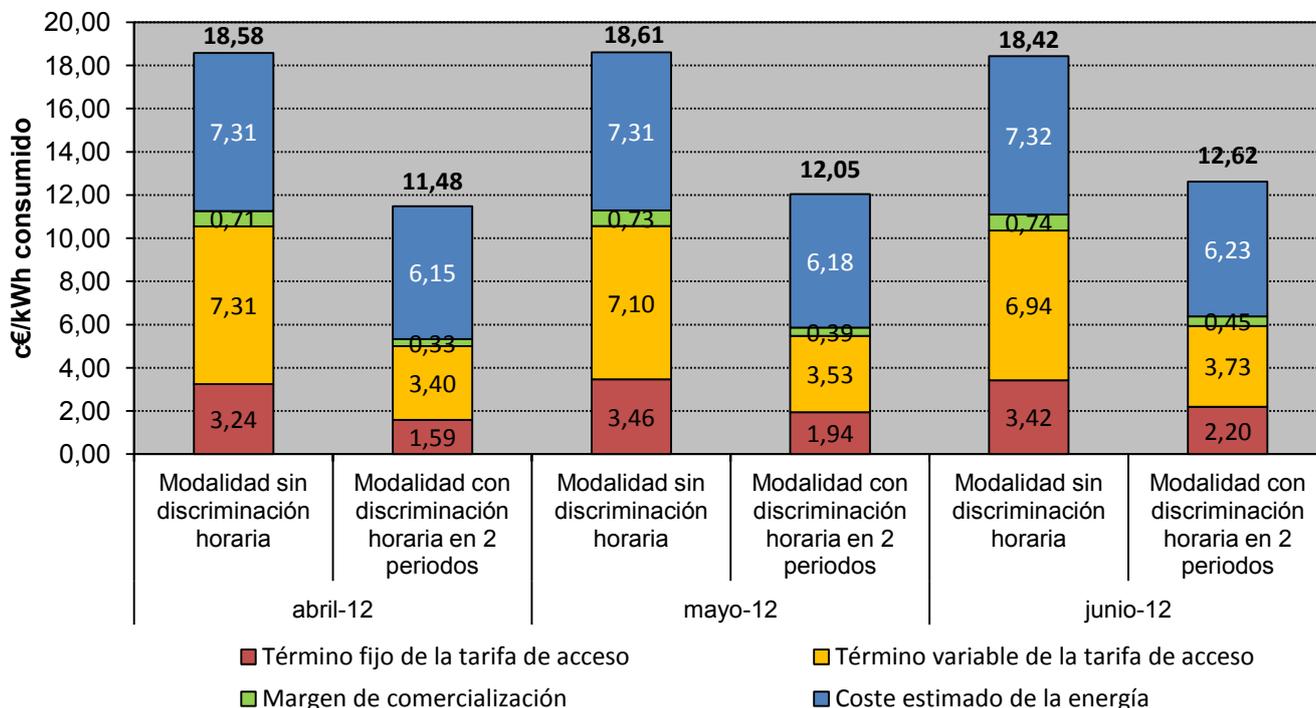


Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

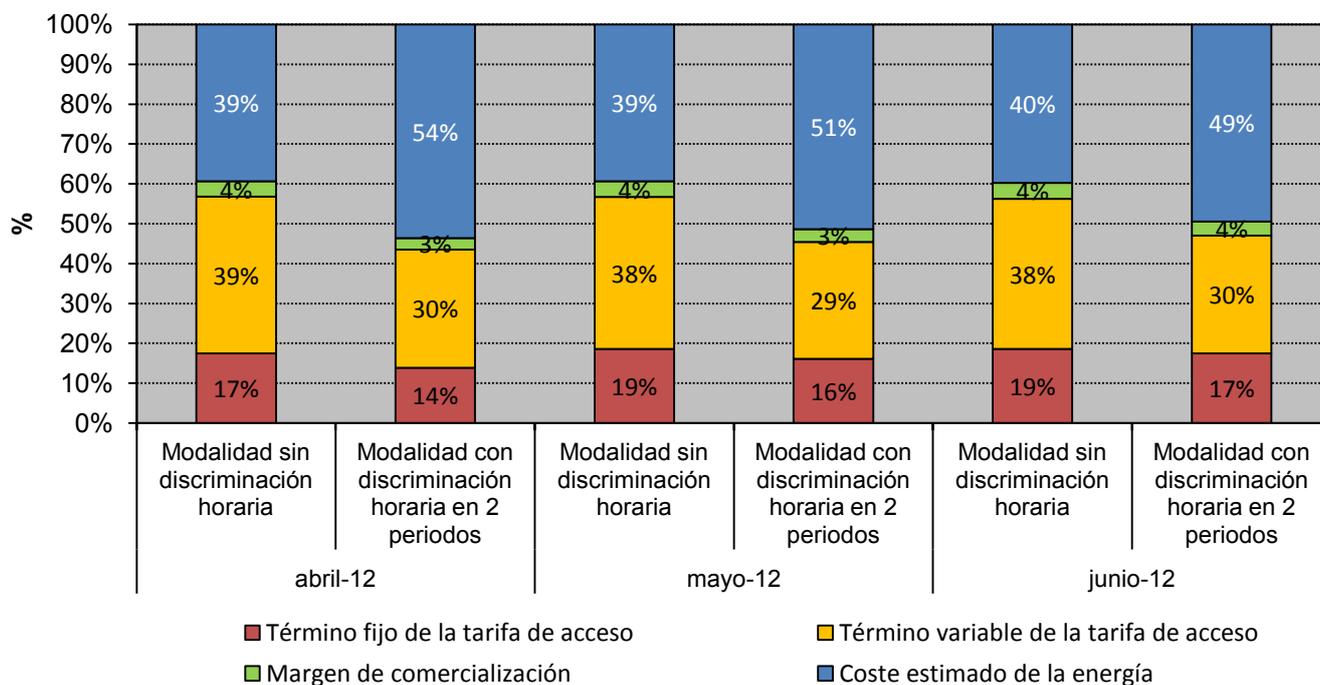
Nota: No se incluye información de los suministros conectados a los distribuidores de menos de 100.000 clientes

4.1- Consumidores con derecho a acogerse a las TUR (Pc≤10 kW) (1)

Precio medio final (c€/kWh) de los consumidores acogidos a TUR (2)



Distribución del precio medio final de los consumidores acogidos a TUR (2)



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

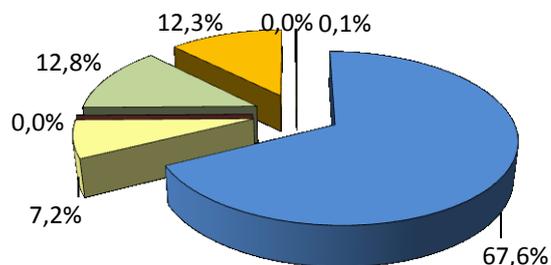
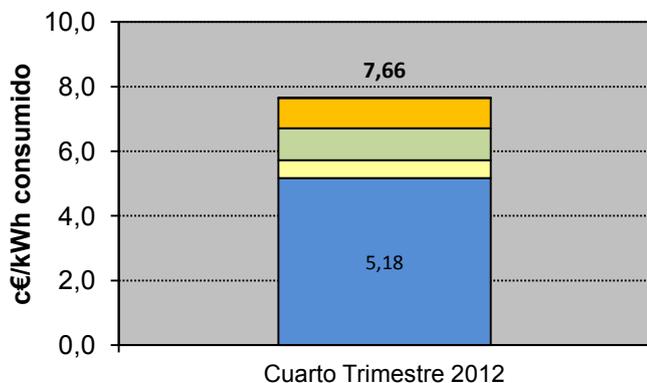
Nota (1): Resultado de aplicar las TUR, a las variables de facturación de los consumidores con derecho a acogerse a las TUR abastecidos por CUR, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas.

(2) Componentes del precio medio final de los clientes acogidos a TUR de acuerdo con la nomenclatura de la Orden ITC/1659/2009

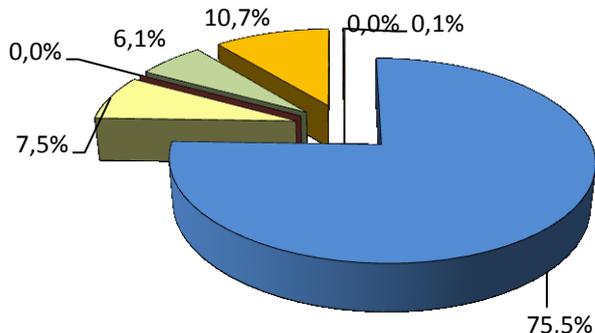
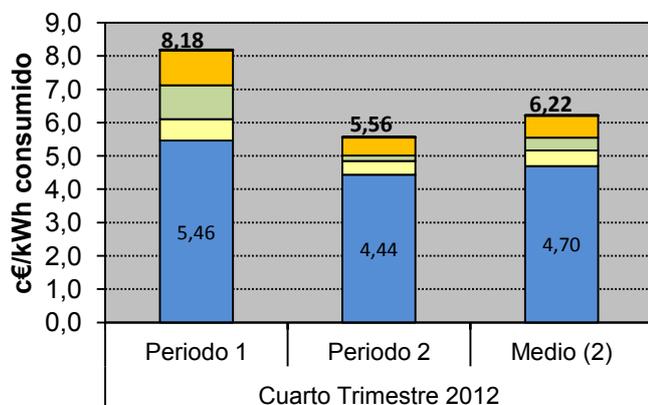
4.1- Consumidores con derecho a acogerse a las TUR (Pc≤10 kW)

Coste de Energía incluido en las Tarifas de Último recurso previsto para el Cuarto Trimestre 2012 (c€/kWh) (1)

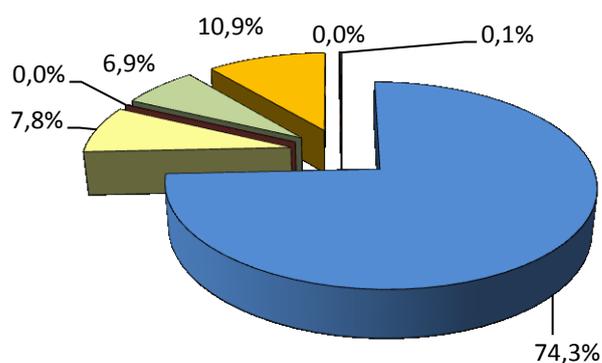
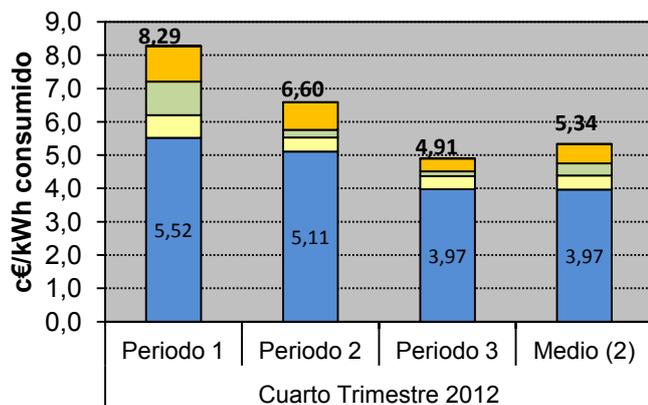
Modalidad sin Discriminación Horaria



Modalidad con Discriminación Horaria en dos periodos



Modalidad con Discriminación Horaria Supervalle



- Coste estimado de la energía en el Mercado Diario
- Prima de Riesgo
- Pérdidas
- Cuota OS

- Servicios de Ajuste
- Coste Servicio Capacidad
- Cuota OMIE

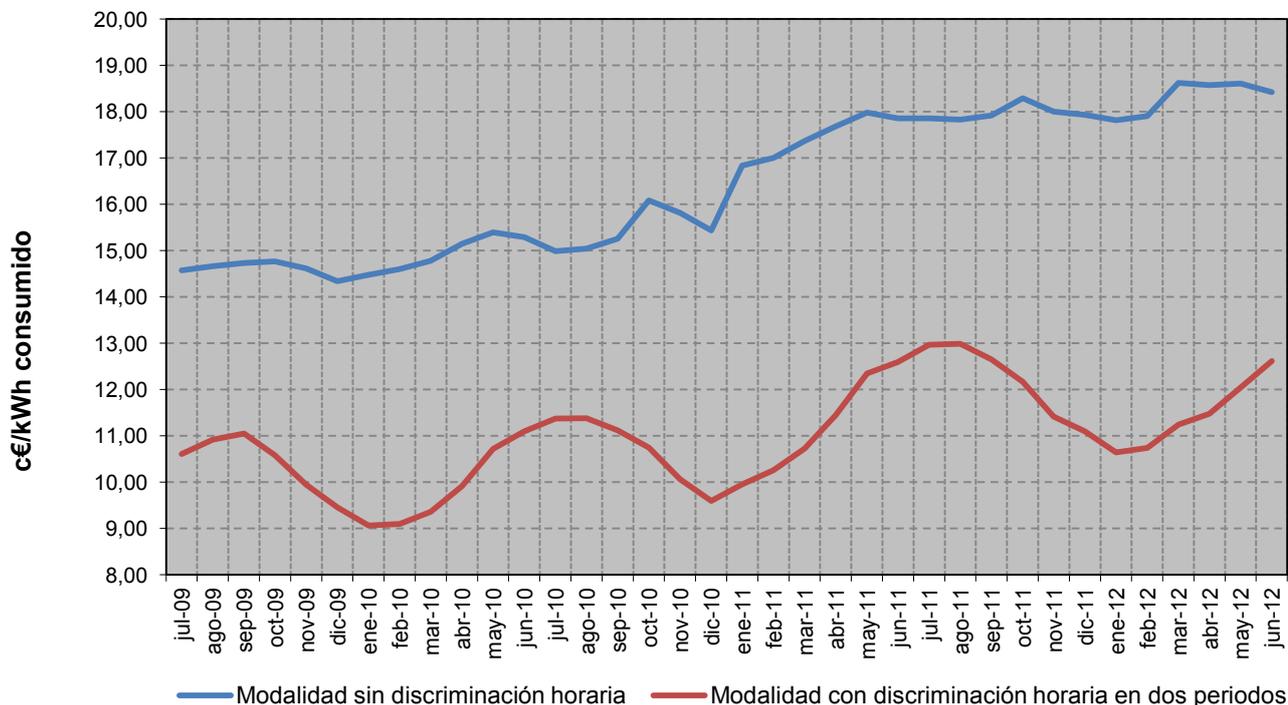
Fuente: CNE (SINGRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: (1) Componentes del coste estimado de la energía de acuerdo con la nomenclatura de la Orden ITC/1659/2009

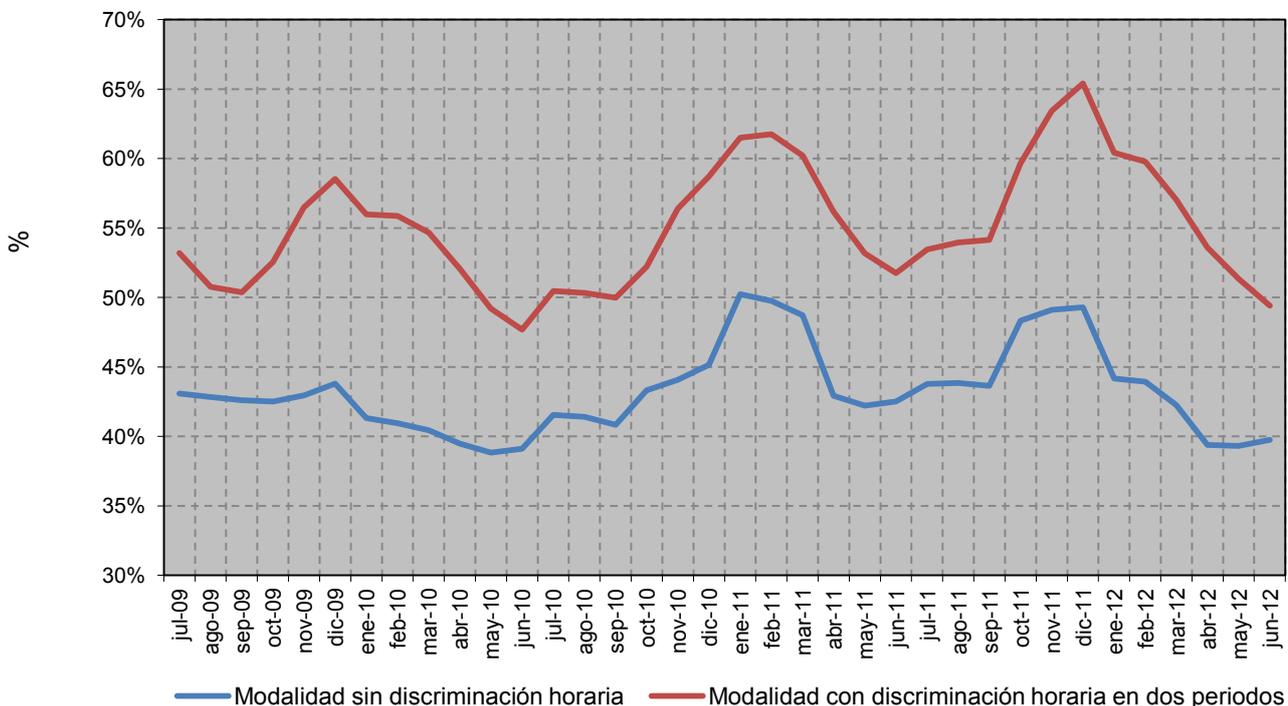
(2) Medio previsto considerando perfiles finales

4.1- Consumidores con derecho a acogerse a las TUR (Pc≤10 kW)

Precio medio final (c€/kWh) de los consumidores acogidos a TUR



Porcentaje que supone el coste estimado de la energía sobre el precio medio final



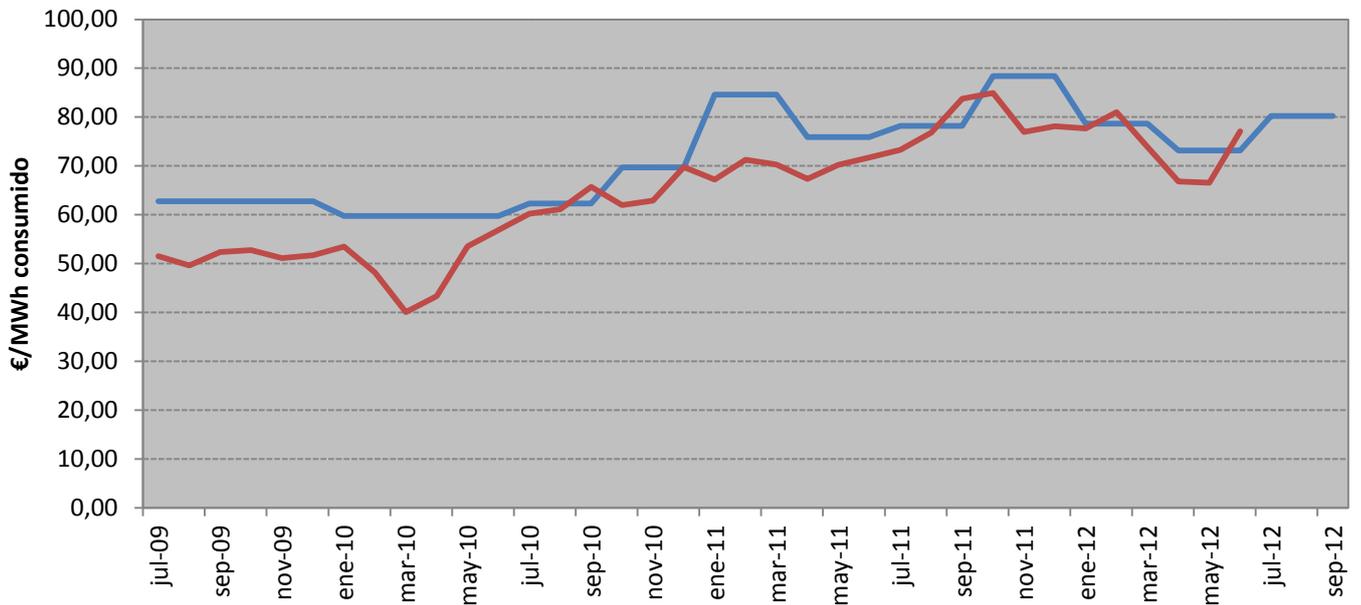
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

Nota: No se incluye información de los suministros conectados a los distribuidores de menos de 100.000 clientes

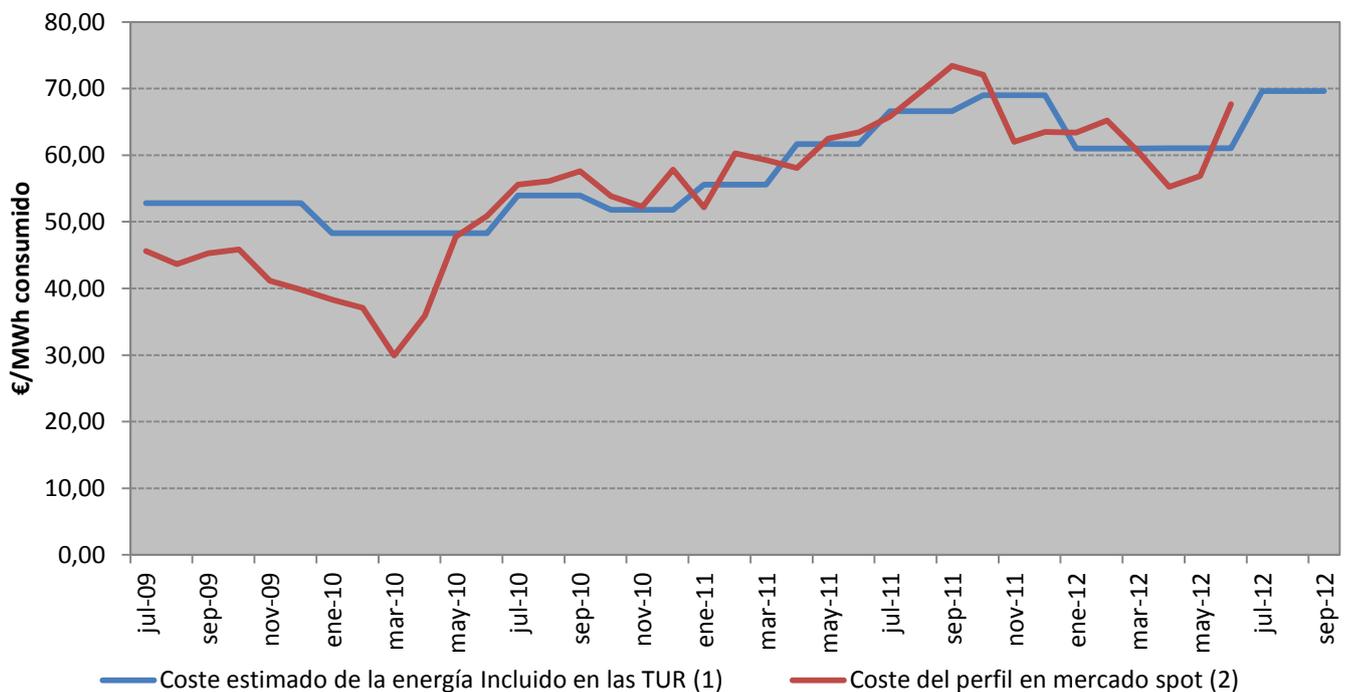
4.1- Consumidores con derecho a acogerse a las TUR (Pc≤10 kW)

Comparativa entre el coste estimado de la energía incluido en las Tarifas de Último Recurso y el coste de adquisición del perfil de la TUR en el mercado spot

Modalidad sin Discriminación Horaria



Modalidad con Discriminación Horaria en dos periodos



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

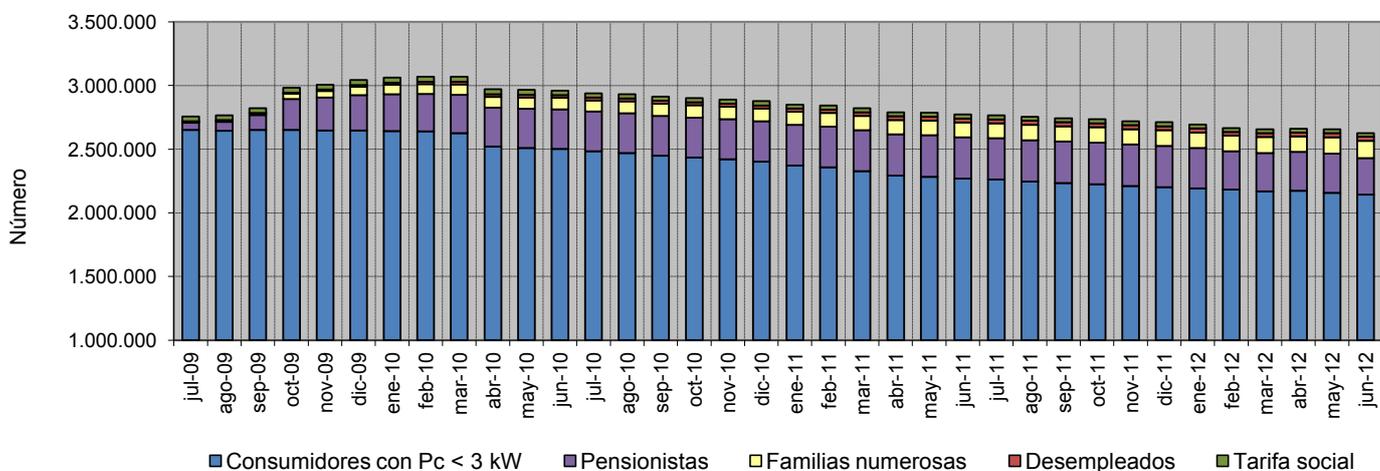
Nota: (1) Considerando perfiles finales

(2) Coste de adquisición del perfil en el mercado spot, incluye coste del mercado diario, coste de los SS.CC y pagos del servicio de capacidad. El coste de los SS.CC se calcula aplicando al precio horario de los SS.CC de los CUR al perfil correspondiente.

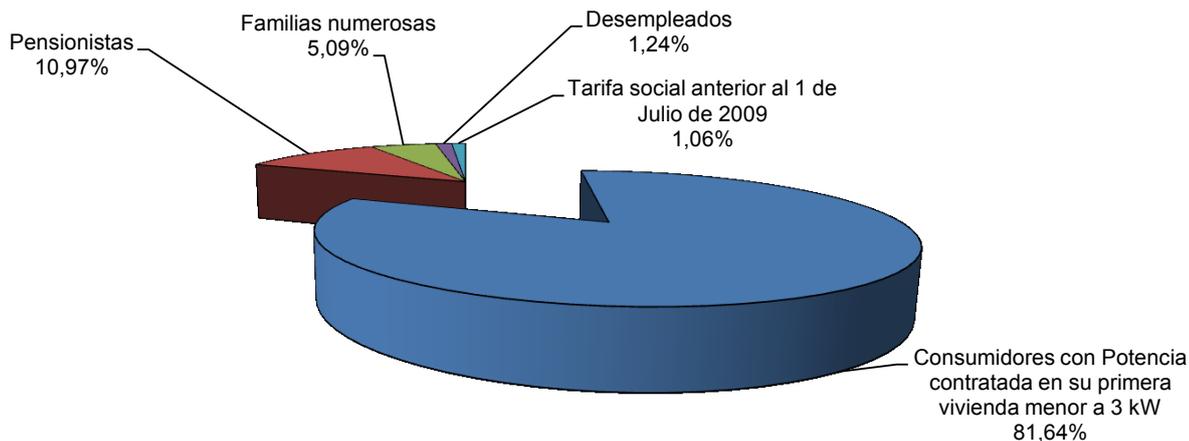
4.2- Bono Social

Consumidores acogidos al Bono social

TIPO	Número			Tasa de variación (%)	
	abr-12	may-12	jun-12	may 12 s/ abr 12	jun 12 s/ may 12
Consumidores con Potencia contratada en su primera vivienda menor a 3 kW	2.173.574	2.157.293	2.142.952	-1%	-1%
Pensionistas	304.760	308.405	287.828	1%	-7%
Familias numerosas	122.886	128.616	133.697	5%	4%
Desempleados	29.292	31.274	32.589	7%	4%
Tarifa social anterior al 1 de Julio de 2009	31.209	29.575	27.886	-5%	-6%
TOTAL ACOGIDOS BONO SOCIAL	2.661.721	2.655.163	2.624.951	0%	-1%



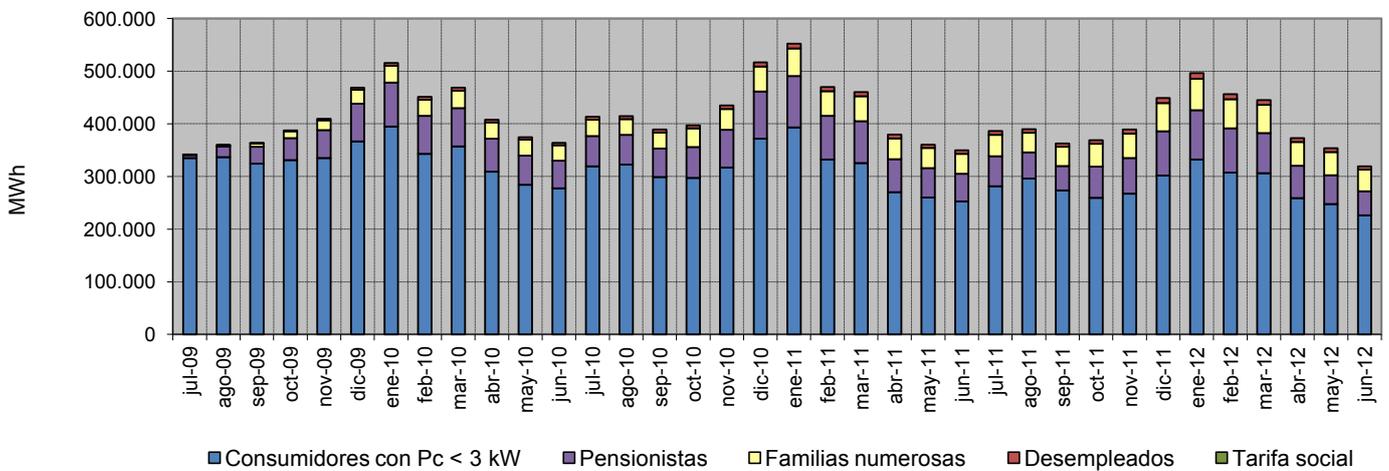
Distribución del número de consumidores por categorías en junio 2012



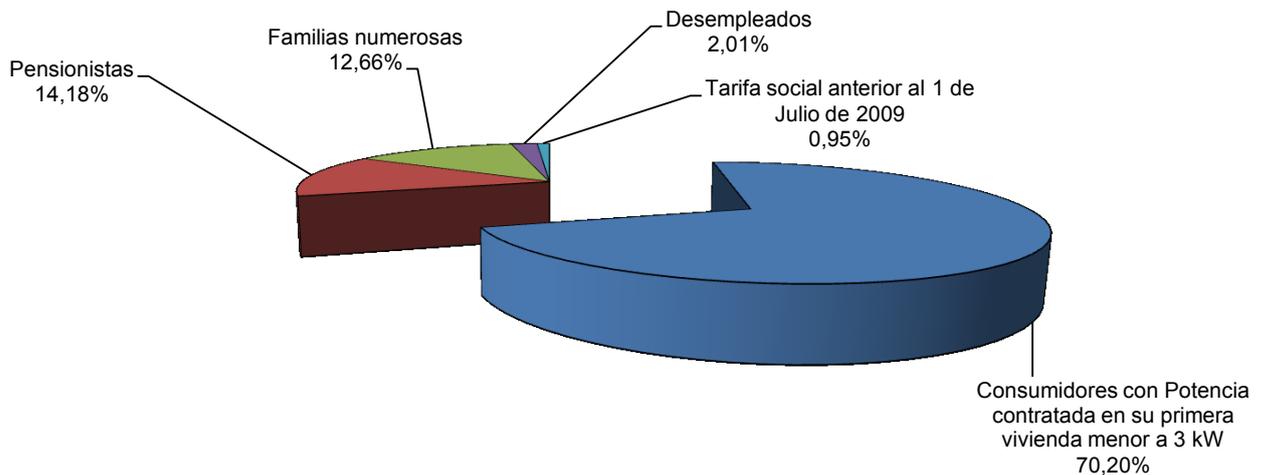
4.2- Bono Social

Energía consumida por los suministros acogidos al Bono social

TIPO	Energía consumida (MWh)			Tasa de variación (%)	
	abr-12	may-12	jun-12	may 12 s/ abr 12	jun 12 s/ may 12
Consumidores con Potencia contratada en su primera vivienda menor a 3 kW	259.111	247.681	226.370	-4%	-9%
Pensionistas	61.447	54.672	45.711	-11%	-16%
Familias numerosas	45.021	44.125	40.828	-2%	-7%
Desempleados	7.042	6.948	6.493	-1%	-7%
Tarifa social anterior al 1 de Julio de 2009	3.978	3.675	3.060	-8%	-17%
TOTAL ACOGIDOS BONO SOCIAL	376.599	357.100	322.462	-5%	-10%

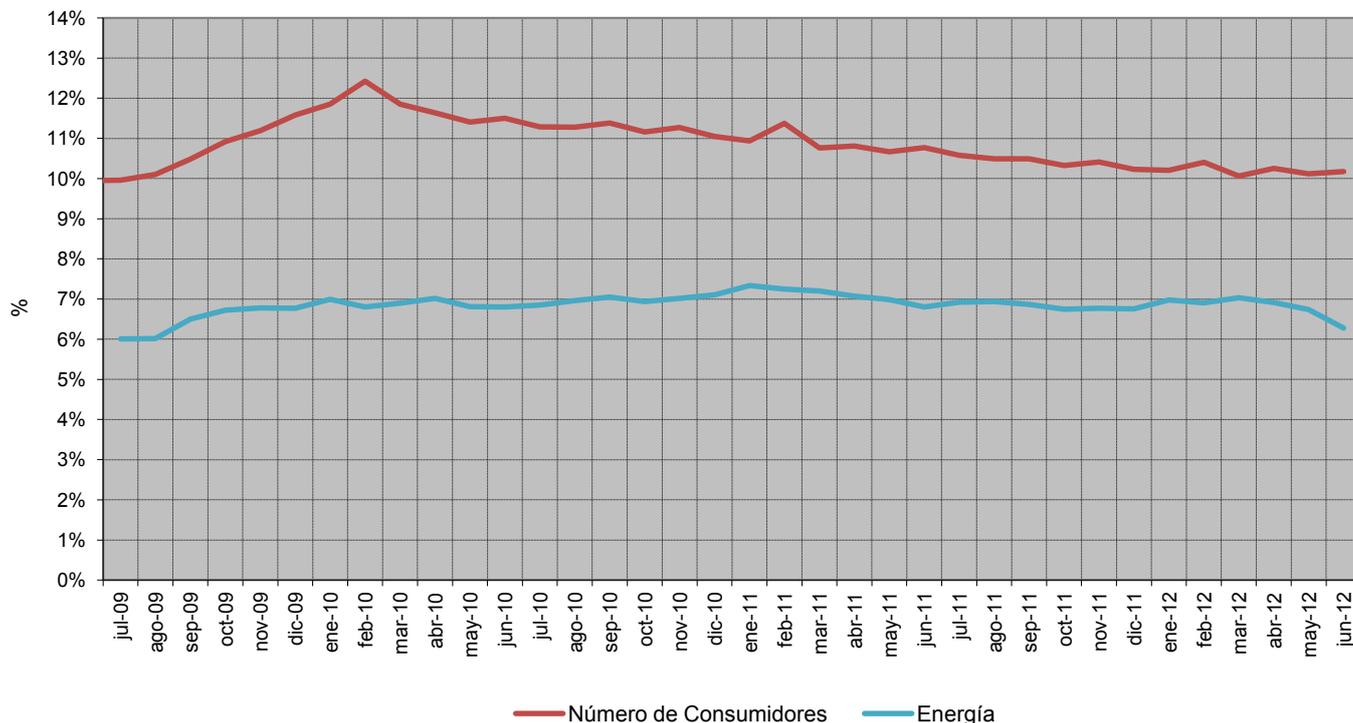


Distribución de la energía consumida por categorías en junio 2012



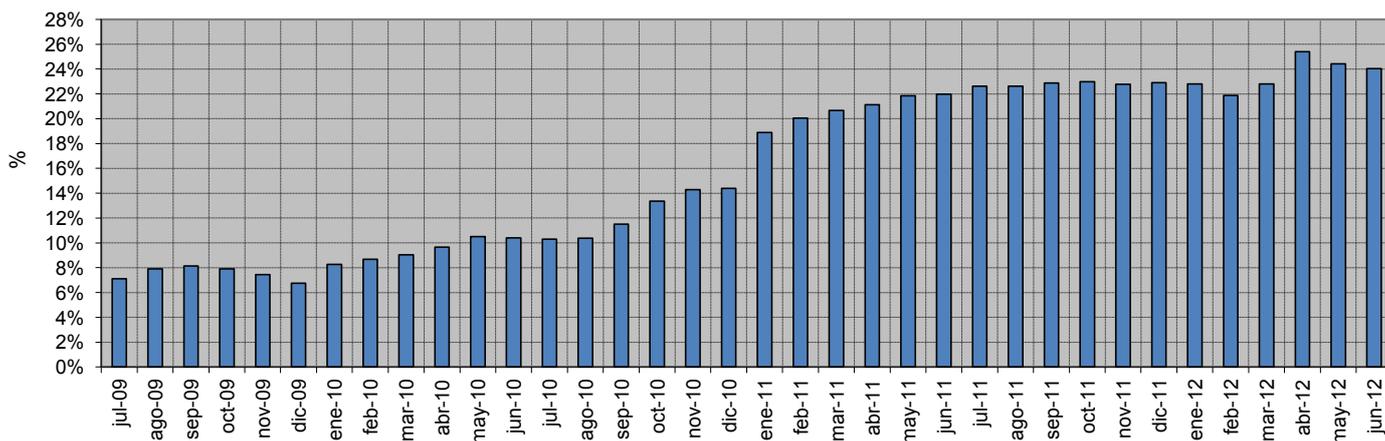
4.2- Bono Social

Porcentaje de consumidores con derecho a TUR acogidos al Bono Social (1)



Descuento en la facturación media resultante de aplicar el Bono Social (%)

FACTURACIÓN MEDIA	c€/kWh		
	abr-12	may-12	jun-12
Resultante de aplicar las condiciones del Bono Social	13,09	13,29	13,34
Resultante de aplicar las TUR	17,55	17,58	17,57
Descuento resultante (%)	-25,4%	-24,4%	-24,0%



Fuente: CNE

Nota: (1) Porcentaje de consumidores con derecho a TUR acogidos al Bono Social = (Consumidores acogidos al Bono Social) / (Consumidores con derecho a TUR), incluyéndose en el denominador los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso conectados a distribuidores con más de 100.000 clientes.

4.3- Consumidores sin derecho a acogerse a las TUR

Número de consumidores y energía consumida. Junio 2012

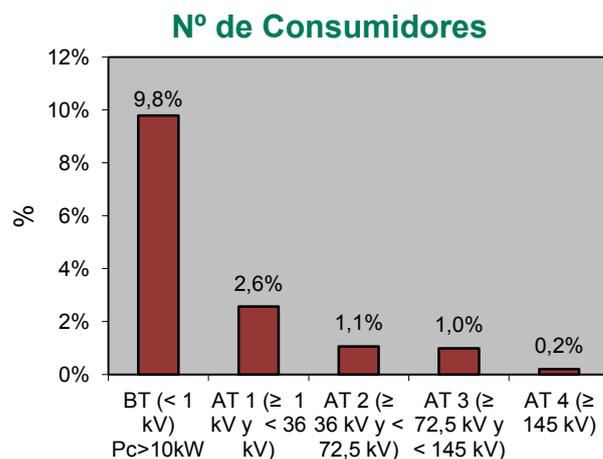
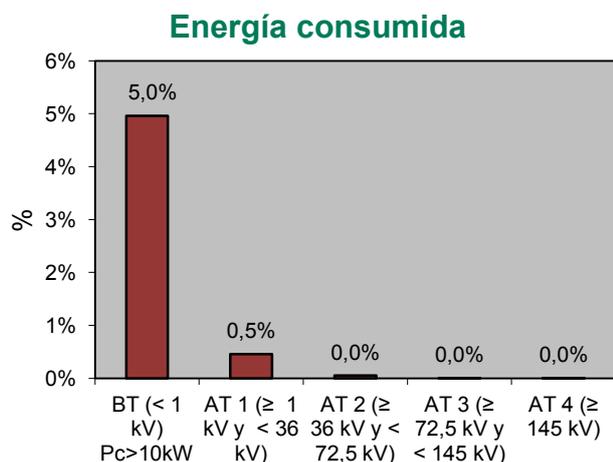
Consumidores abastecidos por CUR

NT	Número de consumidores (Número)	Energía Consumida (MWh)	Tamaño medio (kWh/cliente y mes)
BT (< 1 kV) Pc>10kW	156.530	188.203	1.202
AT 1 (\geq 1 kV y < 36 kV)	2.635	29.606	11.236
AT 2 (\geq 36 kV y < 72,5 kV)	17	684	40.255
AT 3 (\geq 72,5 kV y < 145 kV)	4	30	7.511
AT 4 (\geq 145 kV)	1	6	6.240
TOTAL	159.187	218.530	1.373

Consumidores abastecidos por comercializadoras libres

NT	Número de consumidores (Número)	Energía Consumida (MWh)	Tamaño medio (kWh/cliente y mes)
BT (< 1 kV) Pc>10kW	1.442.668	3.605.319	2.499
AT 1 (\geq 1 kV y < 36 kV)	100.142	6.461.819	64.527
AT 2 (\geq 36 kV y < 72,5 kV)	1.582	1.387.682	877.169
AT 3 (\geq 72,5 kV y < 145 kV)	400	777.347	1.943.368
AT 4 (\geq 145 kV)	496	1.966.812	3.965.346
TOTAL	1.545.288	14.198.979	9.189

Porcentaje de consumidores abastecidos por CUR en junio 2012

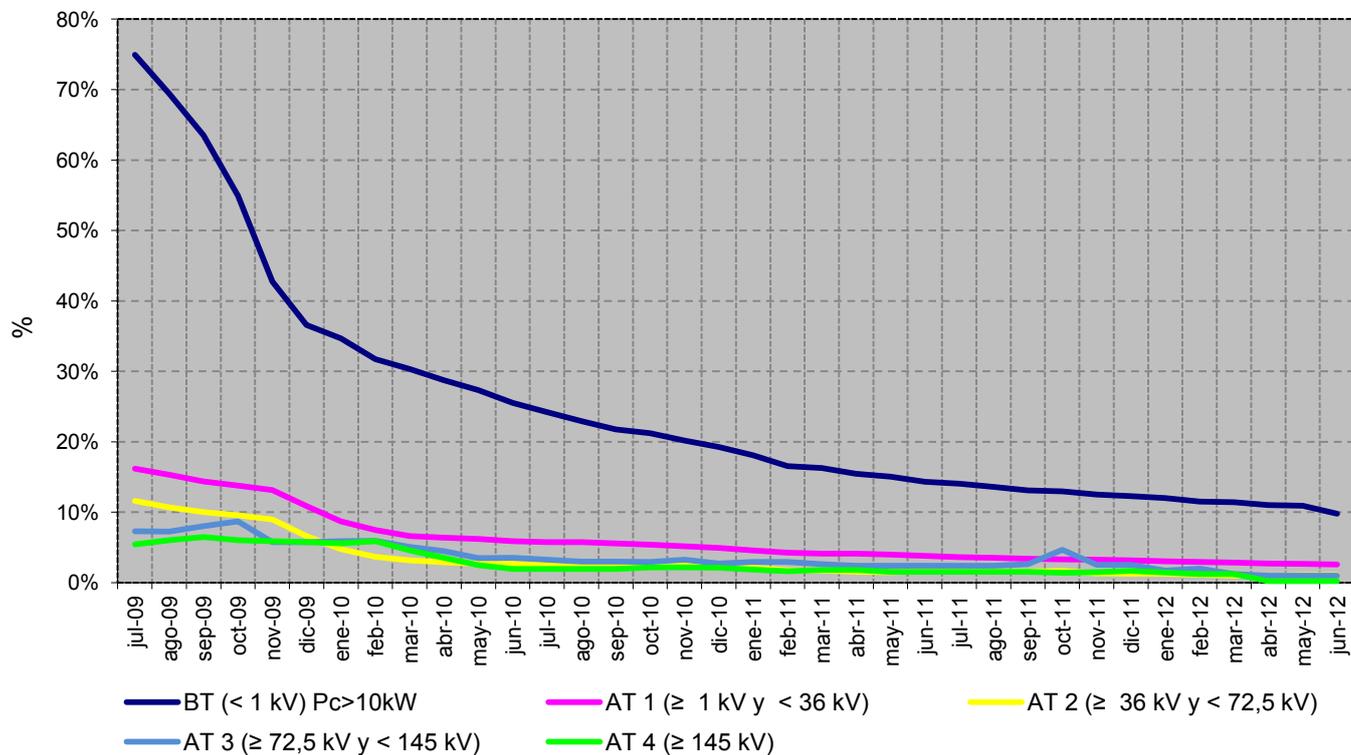


Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

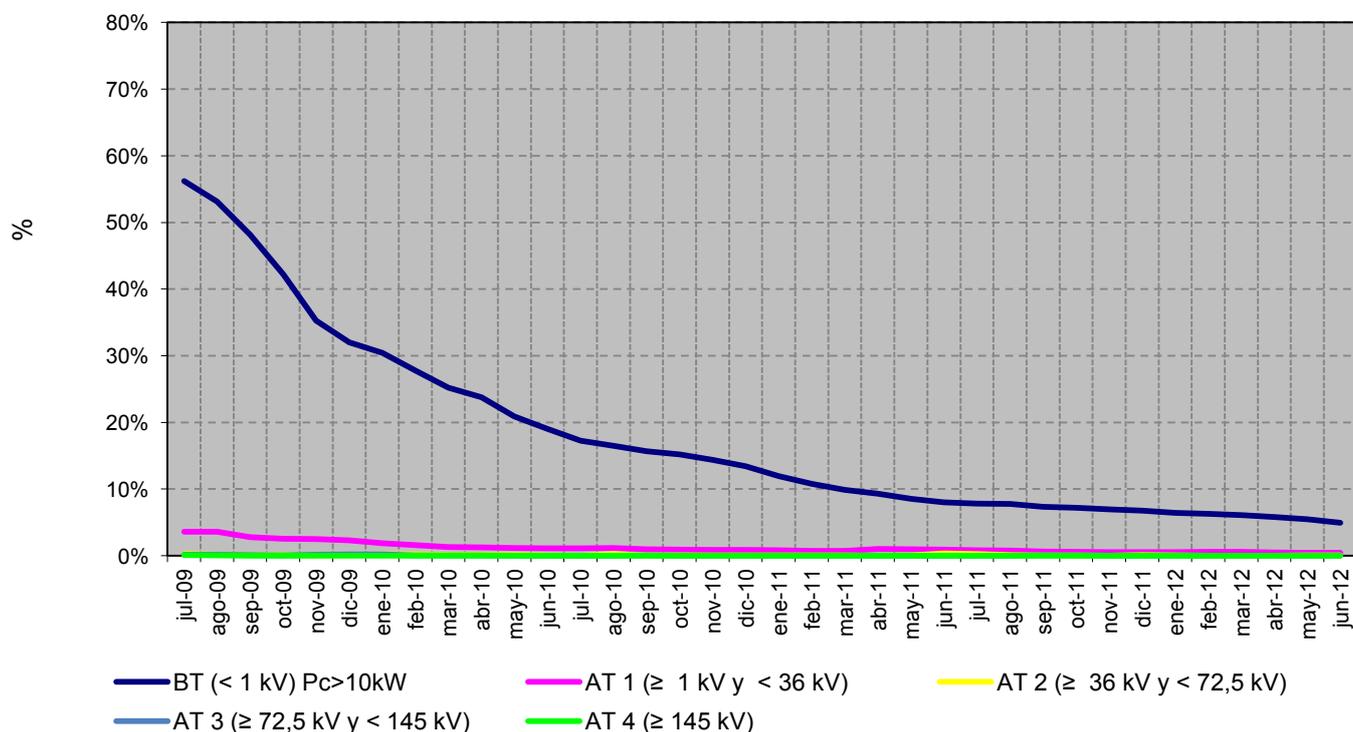
Nota: No se incluye información de los suministros conectados a los distribuidores de menos de 100.000 clientes

4.3- Consumidores sin derecho a acogerse a las TUR

Porcentaje de consumidores abastecidos por CUR



Porcentaje de energía consumida por los suministros abastecidos por CUR



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012)

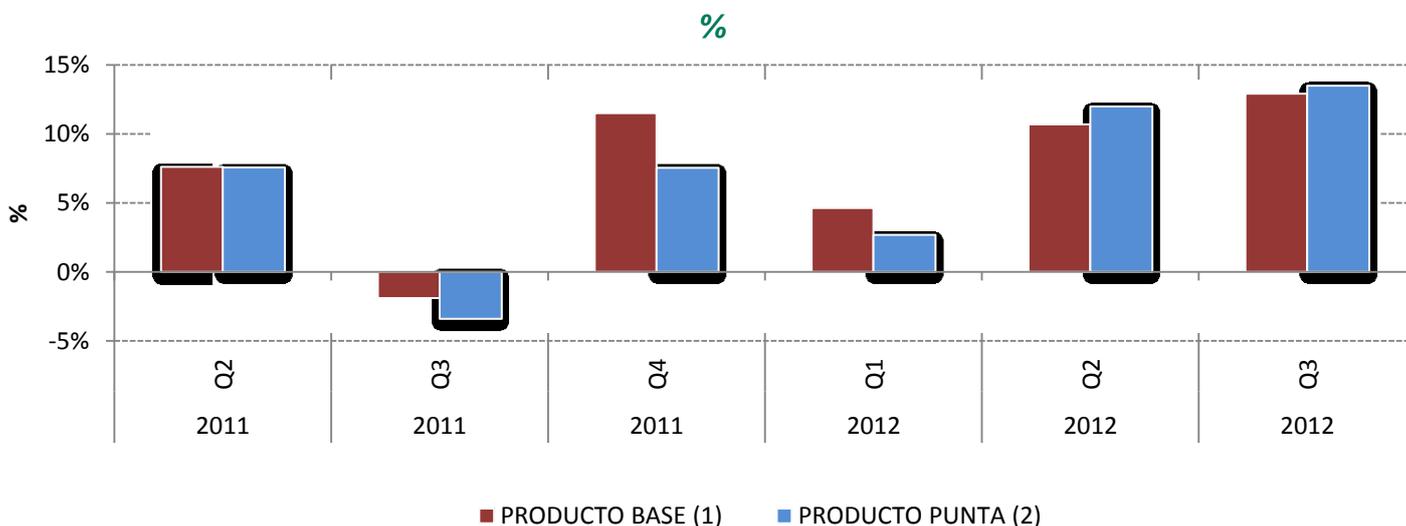
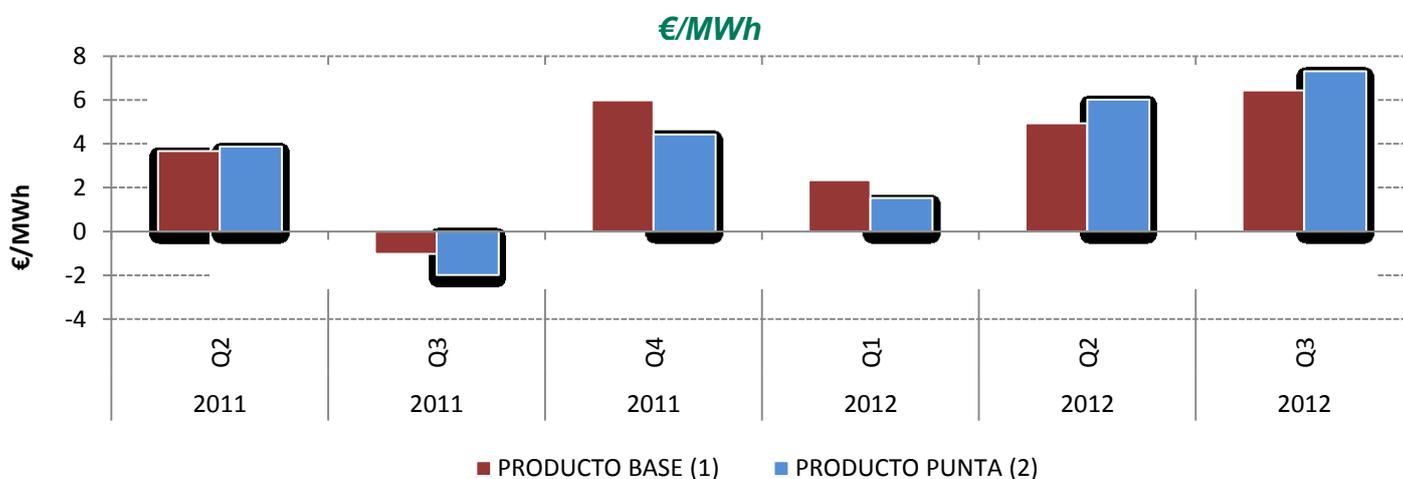
Nota: No se incluye información de los suministros conectados a los distribuidores de menos de 100.000 clientes

4.4- Coste de energía de los CUR

Resultado de las subastas CESUR vs precios registrados en OMEL (€/MWh)

AÑO	TRIMESTRE	Nº SUBASTA	Producto Base (1) (€/MWh)		Producto Punta (2) (€/MWh)		Diferencias: SUBASTAS vs OMEL	
			SUBASTA	OMEL (3)	SUBASTA	OMEL (3)	BASE	PUNTA
2012	Q2	18	51,00	46,07	56,27	50,25	10,7%	12,0%
2012	Q3	19	56,25	49,81	61,50	54,19	12,9%	13,5%

Diferencial entre los productos subastados y el resultado del mercado



Fuente: OMEL y CNE

Nota: (1) El producto base, incluye todas las horas de todos los días del año.

(2) El producto punta, incluye desde las 8h hasta las 20h horas de todos los días de lunes a viernes.

(3) Precio medio aritmético del mercado diario durante las horas incluidas en cada producto, incluye información hasta agosto 2012

5.1- Costes previstos del sistema

Escandallo de costes de acceso

	Miles de €		Año 2012 vs Año 2011	
	Año 2011 (1)	Año 2012 (2)	Miles de €	Tasa de variación
Costes de Transporte	1.534.426	1.525.452	-8.974	-0,6%
Costes de Distribución	5.231.289	4.946.812	-284.477	-5,4%
Retribución a la distribución	4.862.115	4.606.000	-256.115	-5,3%
Distribuidores D.T. 11ª	359.174	340.812	-18.362	-5,1%
Limpieza de márgenes	10.000		-10.000	
Costes de Gestión Comercial	226.591	56.648	-169.943	-75,0%
Sistema de interrumpibilidad en mercado	522.000	505.000	-17.000	-3,3%
Diversificación y Seguridad del Abastecimiento	54.343	56.729	2.386	4,4%
Moratoria Nuclear	54.207	56.579	2.372	4,4%
2º parte del ciclo de combustible nuclear	136	150	14	10,1%
Prima del Régimen Especial	5.968.145	7.220.988	1.252.843	21,0%
Costes Permanentes	824.924	516.285	-308.639	-37,4%
Compensación extrapeninsular e insulares	760.654	473.206	-287.448	-37,8%
Operador del Sistema	39.032	19.071	-19.961	-51,1%
CNE	25.238	24.008	-1.229	-4,9%
Anualidades déficit de años anteriores	1.649.769	2.190.575	540.806	32,8%
<i>Titulizados antes RDL 6/2010</i>	<i>412.584</i>	<i>416.982</i>	<i>4.398</i>	<i>1,1%</i>
<i>Fondo de titulación</i>	<i>508.512</i>	<i>984.817</i>		
<i>Déficit pendiente de titular</i>	<i>728.673</i>	<i>788.776</i>	<i>60.103</i>	<i>8,2%</i>
Exceso de déficit de años anteriores	53.944	979.105	925.161	1715,0%
Ingresos por Exportaciones	-43.100	-52.980	-9.880	22,9%
Coste Total (A)	16.022.331	17.944.614	1.922.284	12,0%

Escenario de demanda previsto

	Año 2011 (1)	Año 2012 (2)
Demanda en barras de central	274.352	272.246
Pérdidas implícitas (%)	9,33%	9,20%
Demanda en consumo	250.939	249.319

Fuentes: MIET, Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011, Orden ITC/2585/2011, Orden IET/3586/2011, Real Decreto Ley 13/2012 y Orden IET/843/2012 y CNE

Notas: (1) Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011 y Orden ITC/2585/2011

(2) Orden IET/3586/2011, Real Decreto Ley 13/2012 y Orden IET/843/2012

5.1- Costes previstos del sistema

Evolución del escandallo de costes de acceso

	2011 (3)		2012 (4)		
	Miles de €	%	Miles de €	%	11 s/10
Transporte (1)	1.491.326	9,3	1.472.472	8,2	-1,3
Distribución	5.231.289	32,6	4.946.812	27,6	-5,4
Gestión Comercial	226.591	1,4	56.648	0,3	-75,0
Sistema de interrumpibilidad en mercado	522.000	3,3	505.000	2,8	-3,3
Diversificación y seguridad del abastecimiento	54.343	0,3	56.729	0,3	4,4
Prima del Régimen Especial	5.968.145	37,2	7.220.988	40,2	21,0
Costes Permanentes	824.924	5,1	516.285	2,9	-37,4
Déficit de Años anteriores (2)	1.703.713	10,6	3.169.680	17,7	86,0
Total	16.022.331	100	17.944.614	100	12,0

Fuentes: MIET, Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011, Orden ITC/2585/2011, Orden IET/3586/2011, Real Decreto Ley 13/2012 y Orden IET/843/2012 y CNE

Notas: (1) Incluye ingresos por exportaciones

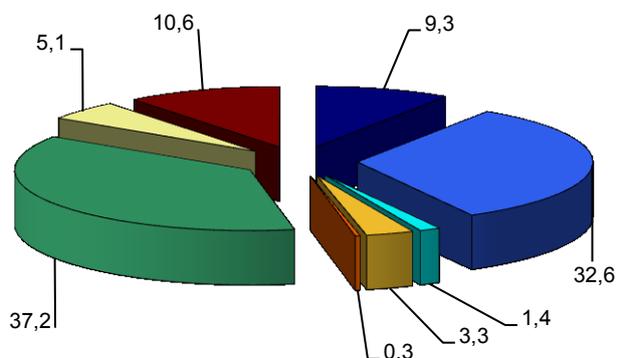
(2) Incluye anualidades déficit de años anteriores y exceso de déficit de años anteriores

(3) Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011 y Orden ITC/2585/2011

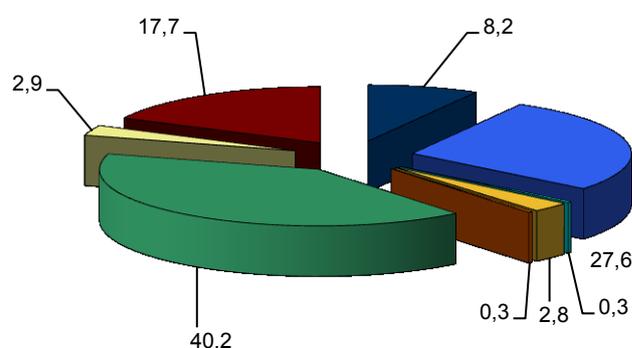
(4) Orden IET/3586/2011, Real Decreto Ley 13/2012 y Orden IET/843/2012

Estructura del escandallo de costes de acceso

Año 2011



Año 2012



■ Transporte

■ Gestión Comercial

■ Diversificación y seguridad del abastecimiento

■ Costes Permanentes

■ Distribución

■ Sistema de interrumpibilidad en mercado

■ Prima del Régimen Especial

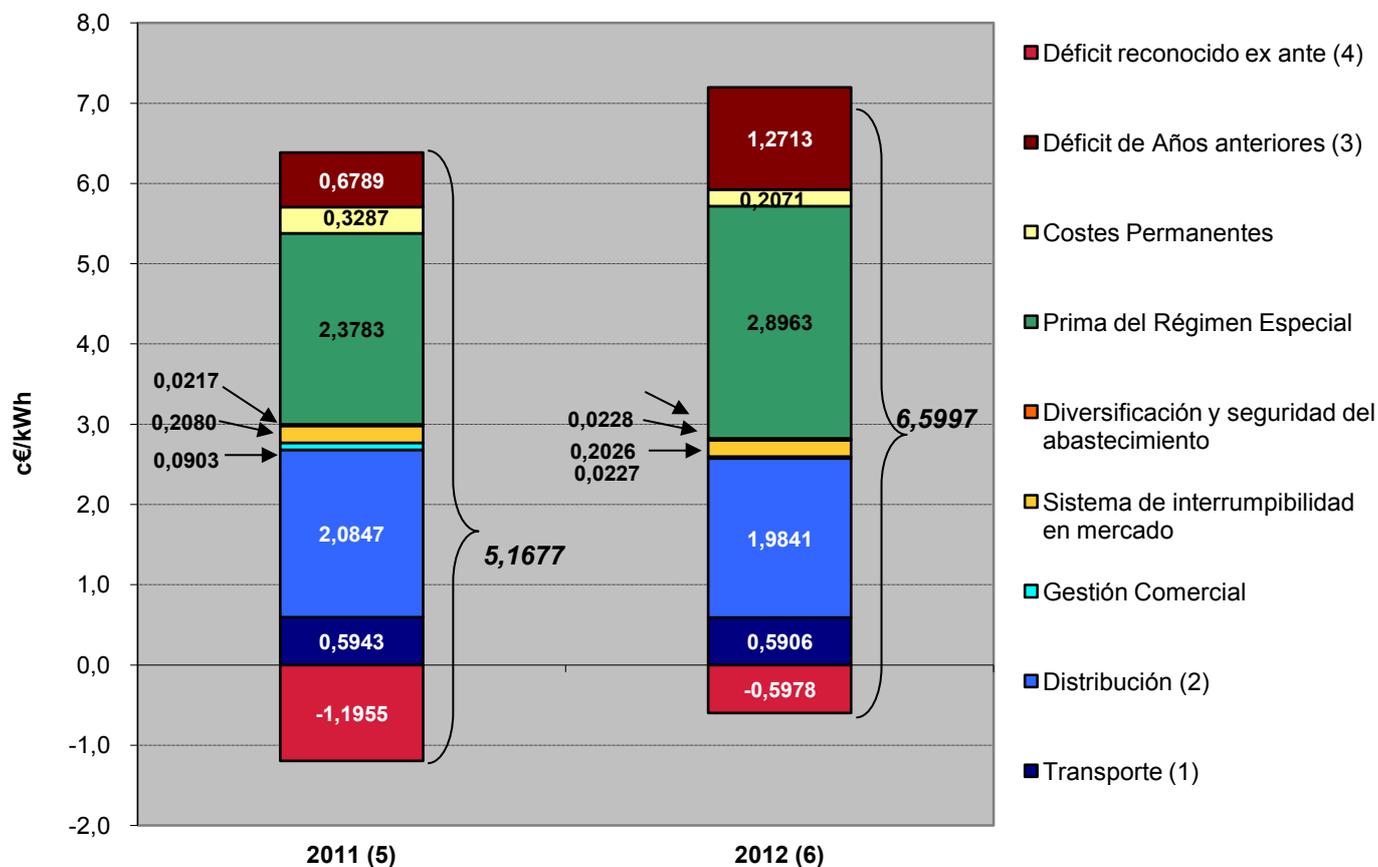
■ Déficit de Años anteriores

Fuentes: MIET, Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011, Orden ITC/2585/2011, Orden IET/3586/2011, Real Decreto Ley 13/2012 y Orden IET/843/2012 y CNE

5.1- Costes previstos del sistema

Composición del coste medio de acceso por concepto de coste. c€/kWh

	2011 (5)		2012 (6)	
	c€/kWh	%	c€/kWh	%
Transporte (1)	0,5943	11,5	0,5906	8,9
Distribución (2)	2,0847	40,2	1,9841	30,1
Gestión Comercial	0,0903	1,7	0,0227	0,3
Sistema de interrumpibilidad en mercado	0,2080	4,0	0,2026	3,1
Diversificación y seguridad del abastecimiento	0,0217	0,4	0,0228	0,3
Prima del Régimen Especial	2,3783	45,8	2,8963	43,9
Costes Permanentes	0,3287	6,3	0,2071	3,1
Déficit de Años anteriores (3)	0,6789	13,1	1,2713	19,3
Déficit reconocido ex ante (4)	- 1,1955	-23,0	- 0,5978	-9,1
Total	5,1894	100	6,5997	100



Fuentes: MIET, Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011, Orden ITC/2585/2011, Orden IET/3586/2011, Real Decreto Ley 13/2012 y Orden IET/843/2012 y CNE

Notas: (1) Incluye ingresos por exportaciones
 (2) Se incluye el coste del Plan de Ahorro y Eficiencia energética
 (3) Para 2011: 3.000 M€ según Real Decreto Ley 14/2010
 Para 2012: 1.500 M€ según Real Decreto Ley 14/2010
 (4) Incluye anualidades déficit de años anteriores y exceso de déficit de años anteriores
 (5) Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011 y Orden ITC/2585/2011
 (6) Orden IET/3586/2011

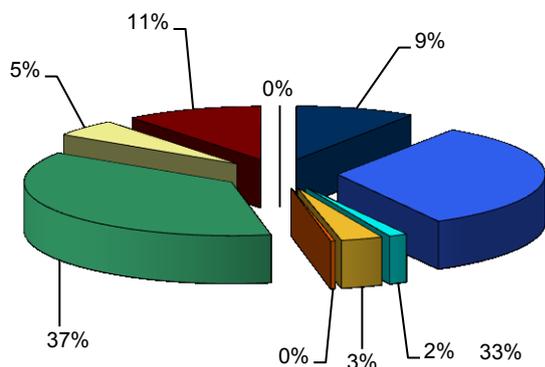
5.2- Costes previstos del sistema vs costes reales

Escandallo de costes de acceso. Año 2011

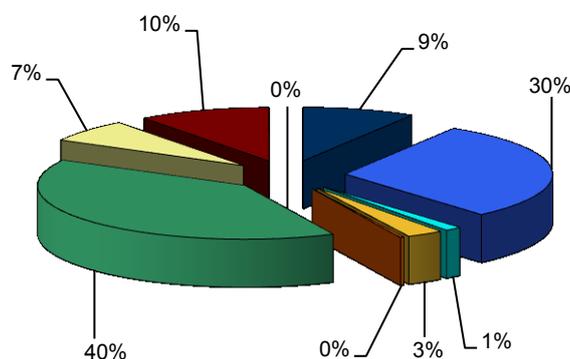
	Miles de €		Liq 14/2011 vs previsto	
	Previsto (3)	Liq 14/2011	Miles de €	%
Transporte	1.491.326	1.534.426	43.100	3%
Distribución (1)	5.231.289	5.234.177	2.888	0%
Gestión Comercial	226.591	226.591		
Sistema de interrumpibilidad en mercado	522.000	497.195	-24.805	-5%
Diversificación y seguridad del abastecimiento	54.343	49.418	-4.925	-9%
Prima del Régimen Especial	5.968.145	6.984.805	1.016.660	17%
Costes Permanentes	824.924	1.198.770	373.846	45%
Anualidades Déficit de Años anteriores	1.703.713	1.794.563	90.850	5%
Otros conceptos de costes (2)		3.291	3.291	
Total	16.022.331	17.523.236	1.500.905	9%

Estructura del escandallo de costes de acceso. Año 2010

Previsto (3)



Liq 14/2011



- Transporte
- Gestión Comercial
- Diversificación y seguridad del abastecimiento
- Costes Permanentes
- Otros conceptos de costes (2)

- Distribución (1)
- Sistema de interrumpibilidad en mercado
- Prima del Régimen Especial
- Anualidades Déficit de Años anteriores

Fuentes: Orden ITC/3519/2009, Orden ITC/1732/2010 y CNE

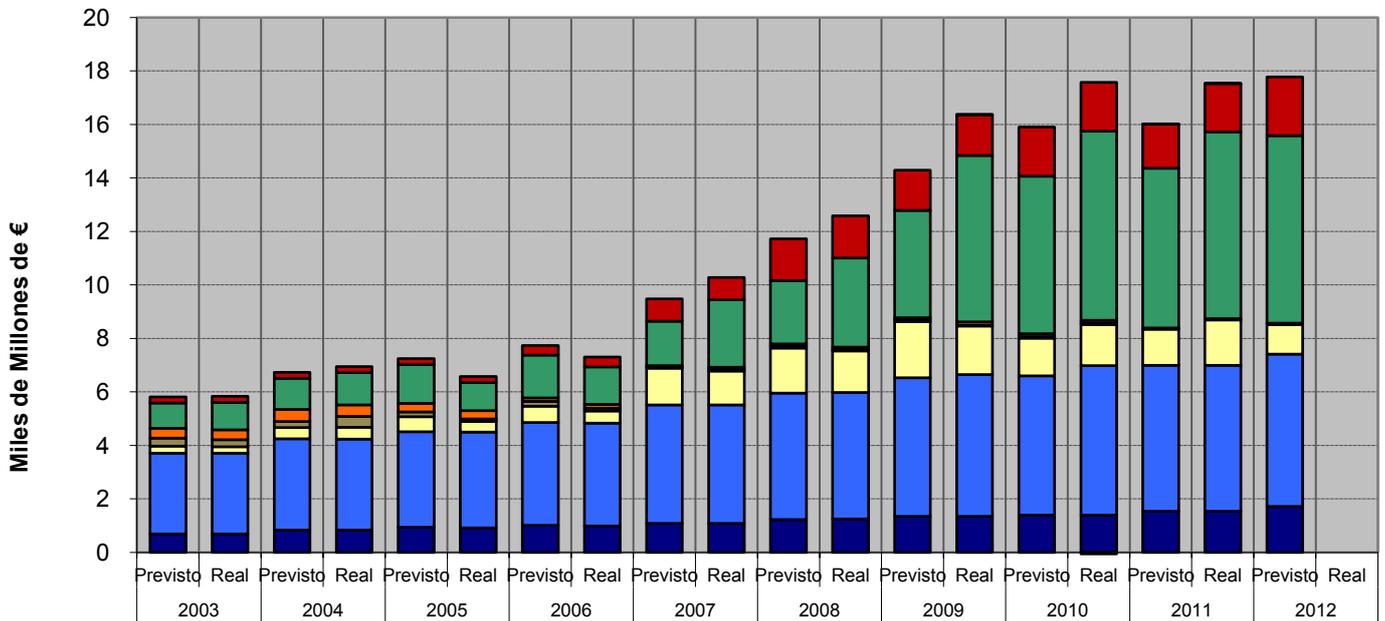
Notas: (1) Se incluye el coste del Plan de Ahorro y Eficiencia energética

(2) Diferencia entre pérdidas medias y estándares.

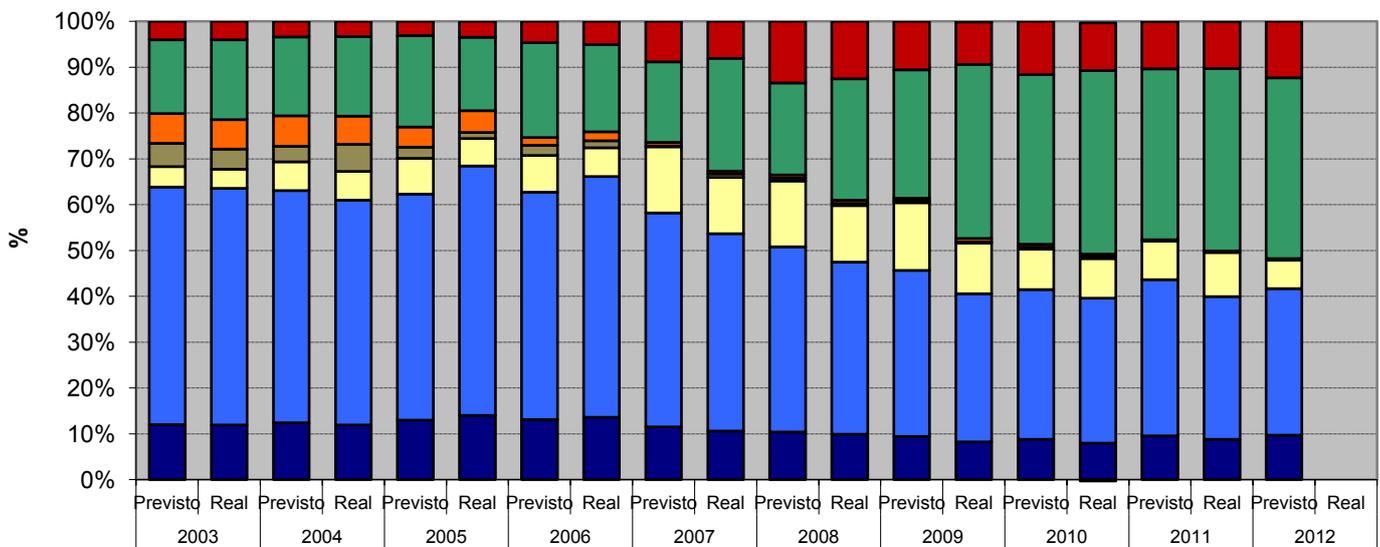
(3) Orden ITC/3519/2009 y Orden ITC/1732/2010. No incluye ingresos por exportaciones

5.2- Costes previstos del sistema vs costes reales

Escandallo de costes de acceso. 2003 - 2012



Distribución del escandallo de costes por concepto. 2003-2012



- | | |
|--|------------------------------------|
| ■ Transporte | ■ Distribución y Gestión Comercial |
| ■ Costes Permanentes | ■ CTC's |
| ■ Costes de diversificación y seguridad abastecimiento | ■ Prima Régimen Especial |
| ■ Déficit de Años anteriores | ■ Otros costes liquidables |

6.- Mercado de producción. España

Evolución del mercado de electricidad en los últimos tres meses

€/MWh

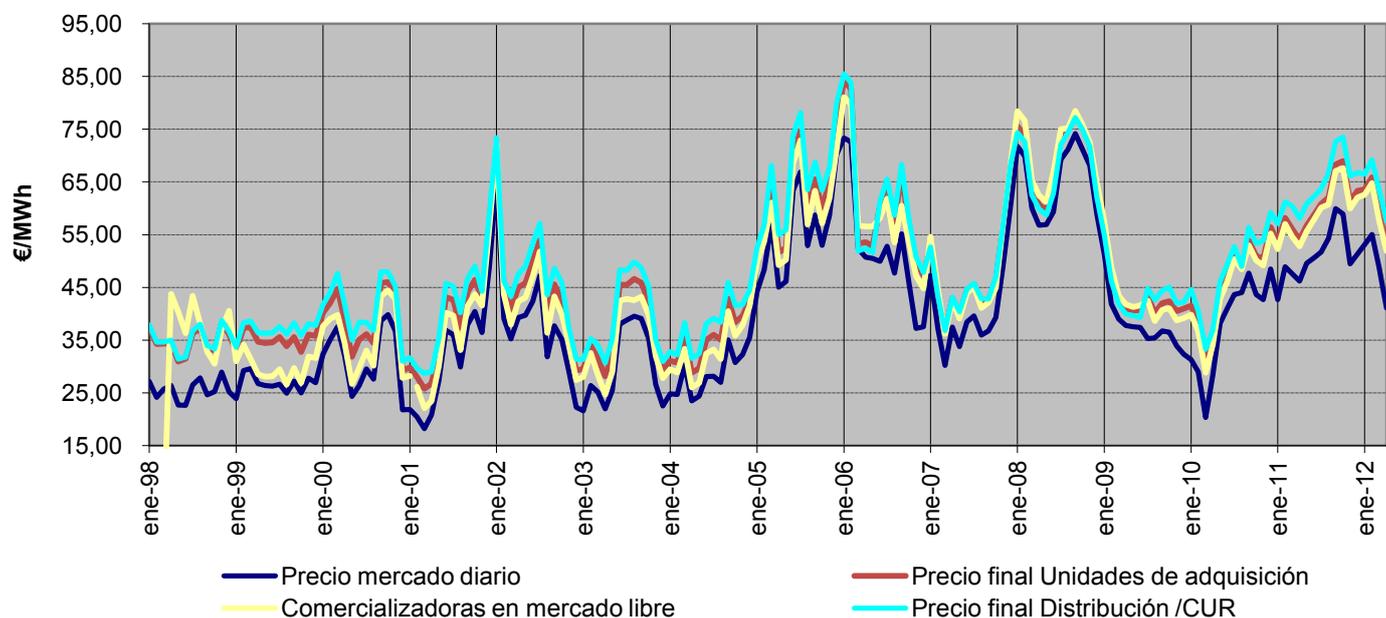
Mes	Precio medio ponderado diario	Precio medio ponderado final			Coste Medio Garantía de Potencia		
		Unidades de Adquisición	Comercializadoras en mercado libre (1)	Distribución /CUR (2)	Unidades de Adquisición	Comercializadoras en mercado libre (1)	Distribución /CUR (2)
jun-12	54,30	63,56	62,77	66,98	6,23	5,51	9,35
jul-12	51,20	61,28	60,69	63,69	7,19	6,66	9,36
ago-12	50,22	58,55	57,42	63,26	4,83	3,74	9,32

Evolución del mercado de electricidad en los últimos tres últimos años

€/MWh

AÑO	Precio medio ponderado diario	Precio medio ponderado final			Coste Medio Garantía de Potencia		
		Unidades de Adquisición	Comercializadoras en mercado libre (1)	Distribución /CUR (2)	Unidades de Adquisición	Comercializadoras en mercado libre(1)	Distribución /CUR (2)
2010	38,01	45,60	44,78	47,58	3,54	2,88	5,10
2011	50,80	60,10	58,98	63,68	6,14	5,15	9,25
Enero - Ago 2012	50,01	60,01	58,92	63,96	6,13	5,27	9,25

Evolución del mercado de electricidad



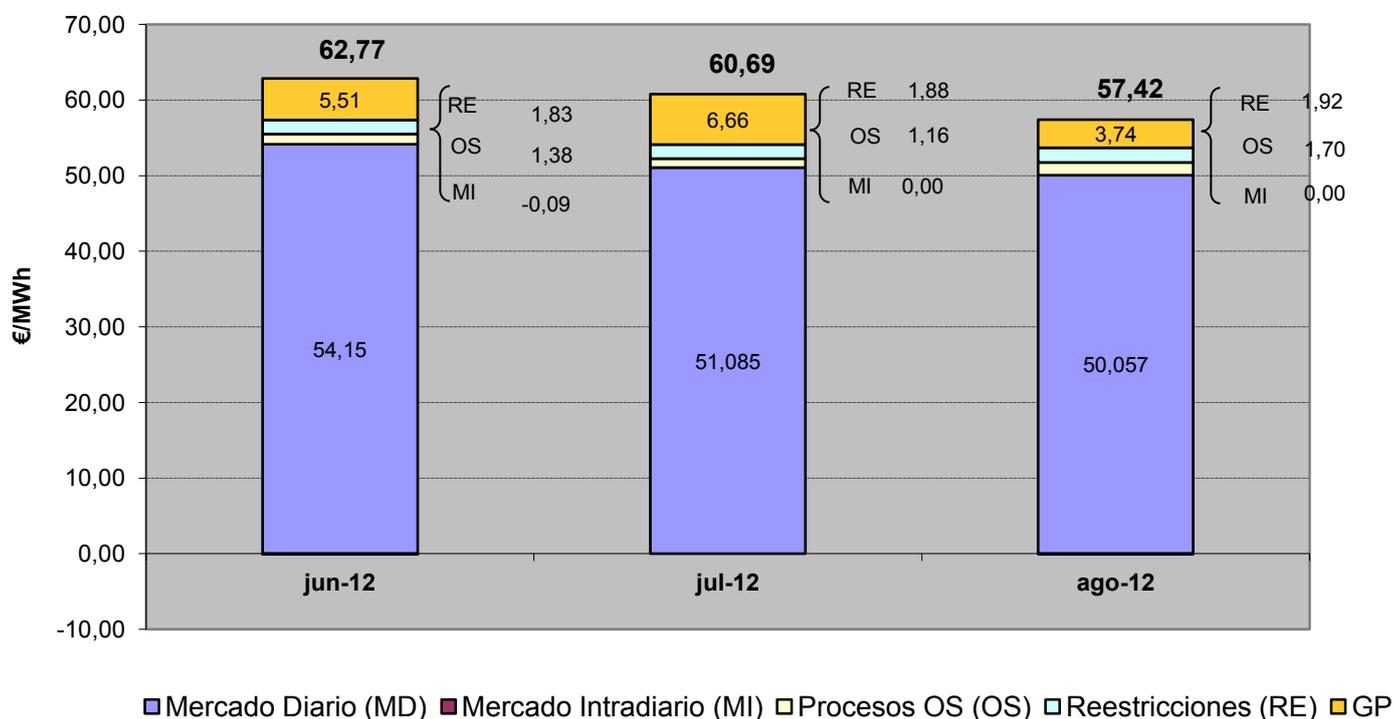
Fuente: OMEL, REE Y CNE

Nota: (1) A partir de 1 de enero de 2007, no se incluyen las adquisiciones realizadas por agentes externos

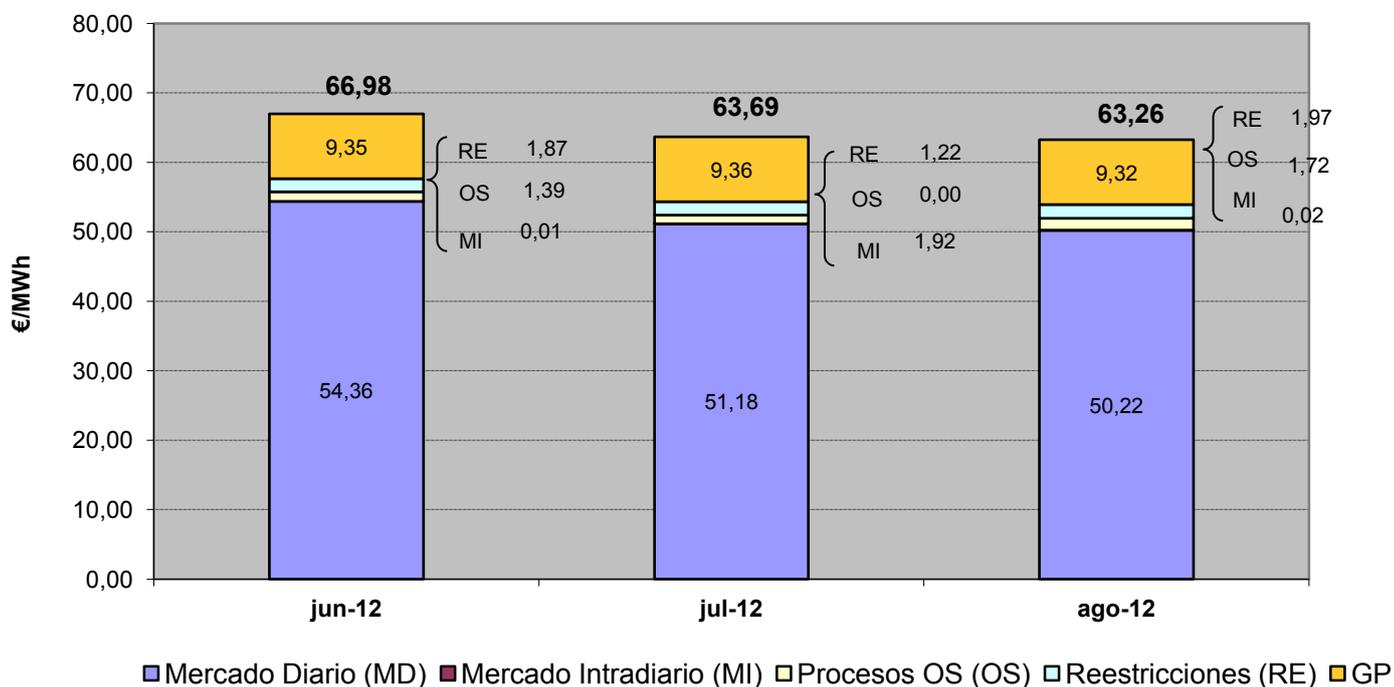
(2) Hasta junio de 2009 P.F.M. Distribuidoras, a partir de julio de 2009 P.F.M. Comercializadoras de Último Recurso

6.- Mercado de producción. España

Componentes del precio medio final de comercializadoras en mercado libre



Componentes del precio medio final de CUR



6.- Mercado de producción. España

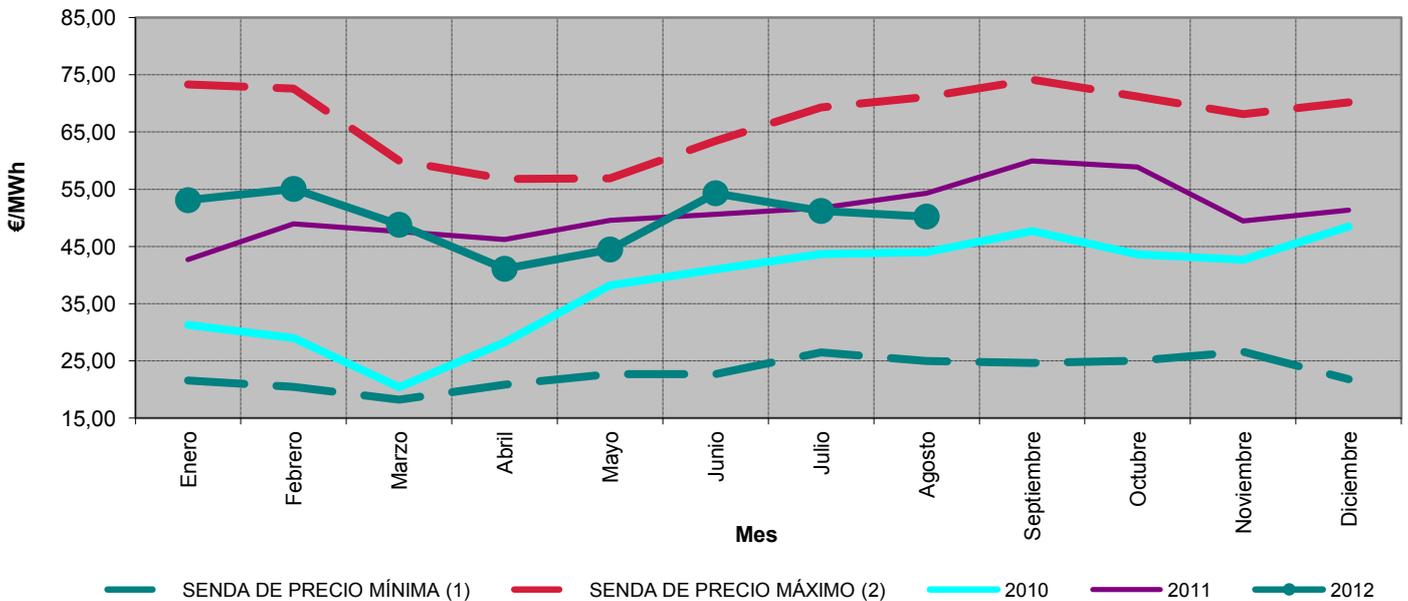
Evolución del precio medio ponderado del mercado diario

En los últimos tres meses

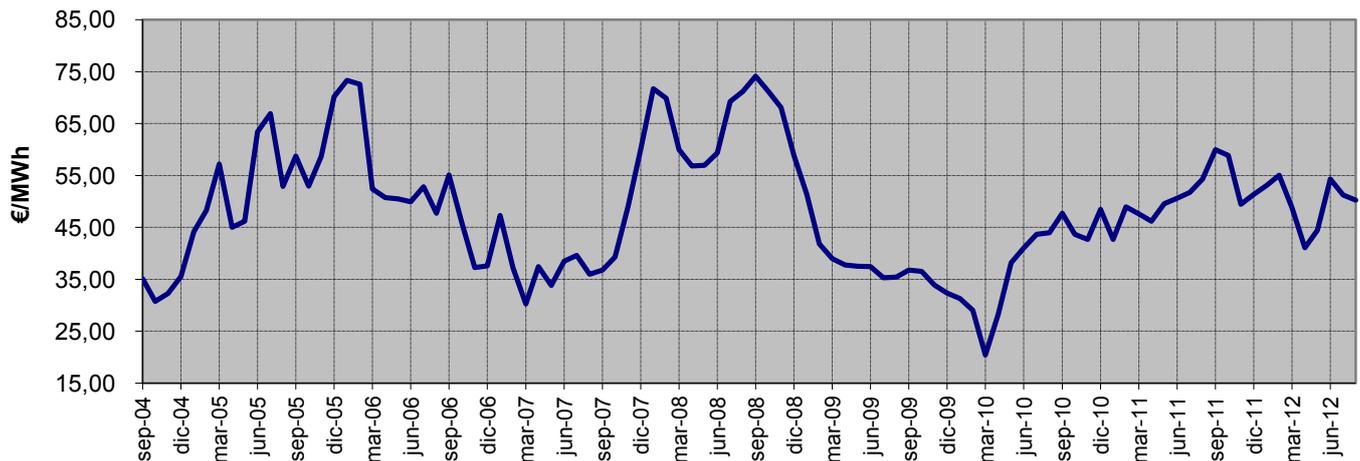
Mes	€/MWh	% de variación	
		sobre el mes anterior	sobre el mismo mes del año anterior
jun-12	54,30	22,1%	7,3%
jul-12	51,20	-5,7%	-1,0%
ago-12	50,22	-1,9%	-7,6%

En los últimos tres años

Año	€/MWh	% variación sobre el año anterior
2010	38,01	5,0%
2011	50,80	33,6%
2012	50,01	-1,6%



Precios medios ponderados diarios. Septiembre 2004 - agosto 2012



Fuente: OMEL, REE Y CNE

Notas: (1) Para cada uno de los meses refleja el mínimo precio mensual del mercado diario registrado en el periodo 1998 - 2011
(2) Para cada uno de los meses refleja el máximo precio mensual del mercado diario registrado en el periodo 1998 - 2011

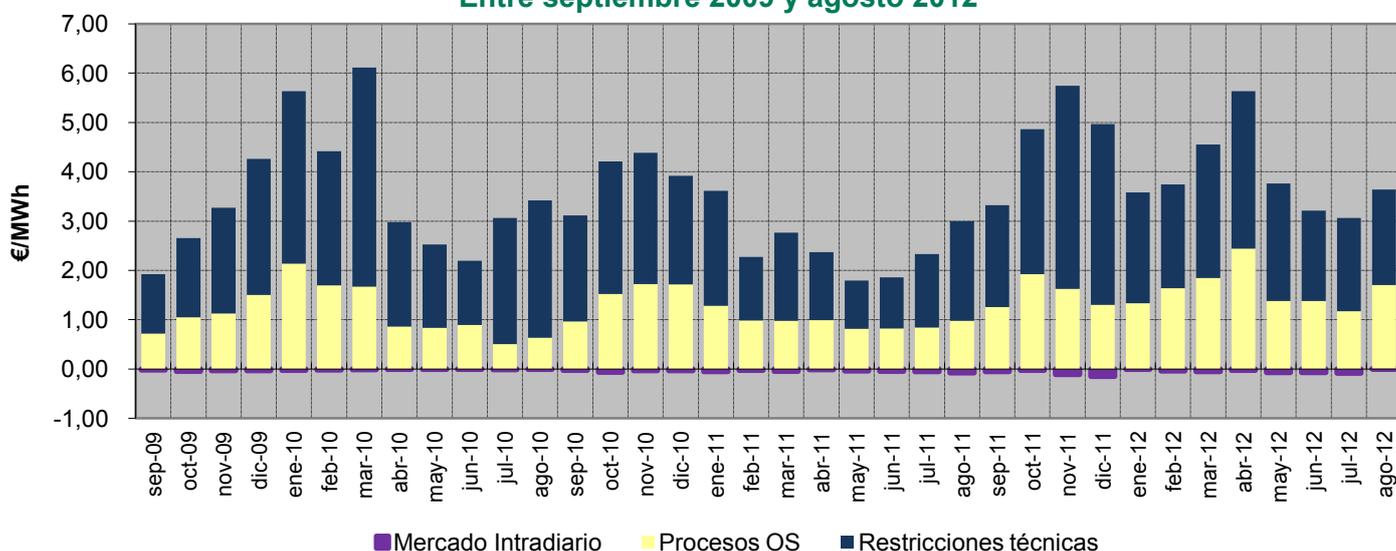
6.- Mercado de producción. España

Impacto de los mercados intradiarios, procesos OS y restricciones técnicas en el precio final del mercado del conjunto de los agentes

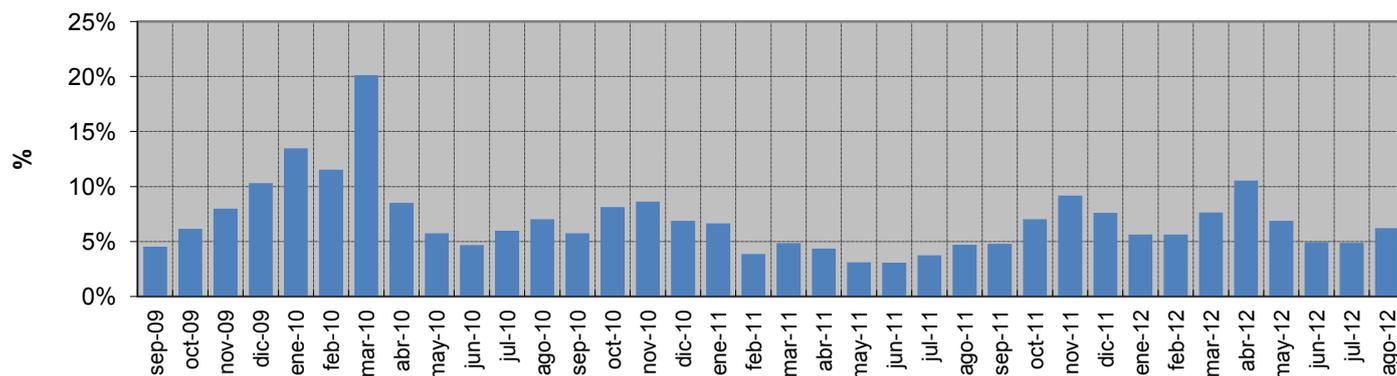
En los últimos tres meses

Mes	€/MWh				Tasa de variación de los SS.CC	
	Mercado Intradiario	Procesos OS	Restricciones técnicas	SS.CC	sobre el mes anterior	sobre el mismo mes del año anterior
jun-12	-0,072	1,378	1,835	3,142	-15%	73%
jul-12	-0,081	1,174	1,891	2,983	-5%	31%
ago-12	0,004	1,701	1,931	3,636	22%	25%

Entre septiembre 2009 y agosto 2012



Porcentaje que suponen los SS.CC sobre el precio medio ponderado final del conjunto de los agentes. Septiembre 2009 - agosto 2012



6.- Mercado de producción. España

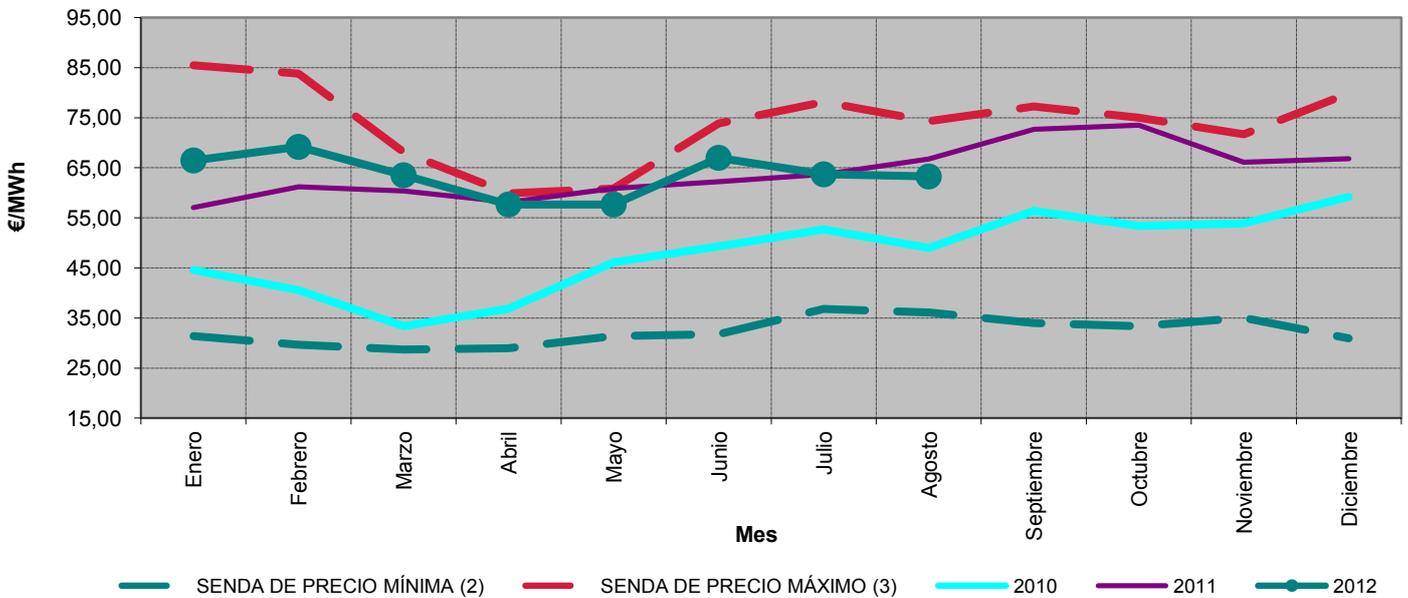
Evolución del precio medio ponderado del distribuidores/CUR (1)

En los últimos tres meses

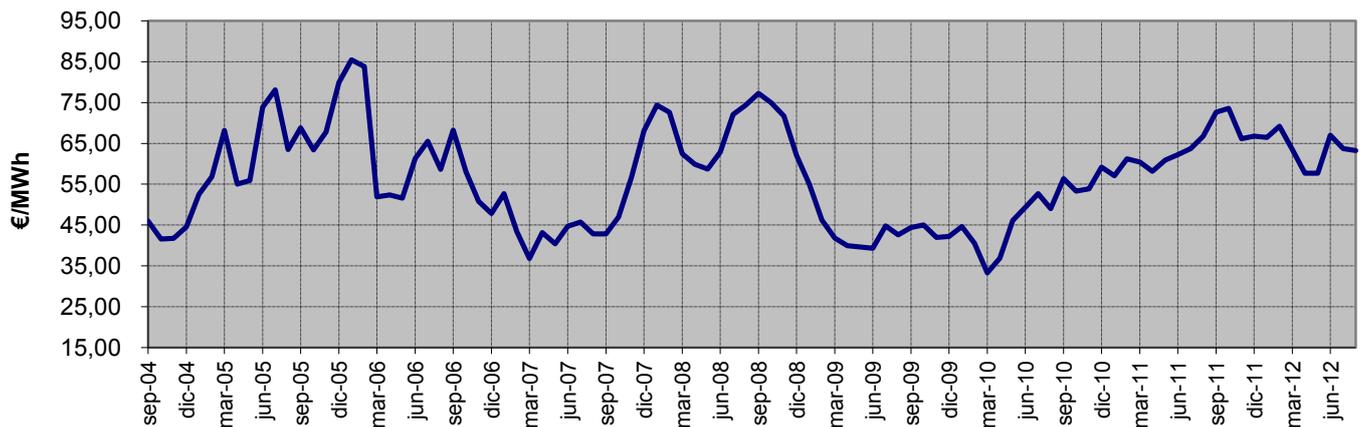
Mes	€/MWh	% de variación	
		sobre el mes anterior	sobre el mismo mes del año anterior
jun-12	66,98	16,1%	7,6%
jul-12	63,69	-4,9%	0,0%
ago-12	63,26	-0,7%	-5,2%

En los últimos tres años

Año	€/MWh	% variación sobre el año anterior
2010	47,58	31,4%
2011	63,68	33,9%
2012	63,96	0,4%



Precios medios ponderados de distribuidores. Septiembre 2004 - agosto 2012



Fuente: OMEL, REE Y CNE

- Notas:
- (1) Hasta junio de 2009 P.F.M. Distribuidoras, a partir de julio de 2009 P.F.M. Comercializadoras de Último Recurso
 - (2) Para cada uno de los meses refleja el mínimo precio final registrado en el periodo 1998 - 2011
 - (3) Para cada uno de los meses refleja el máximo precio final registrado en el periodo 1998 - 2011

6.- Mercado de producción. España

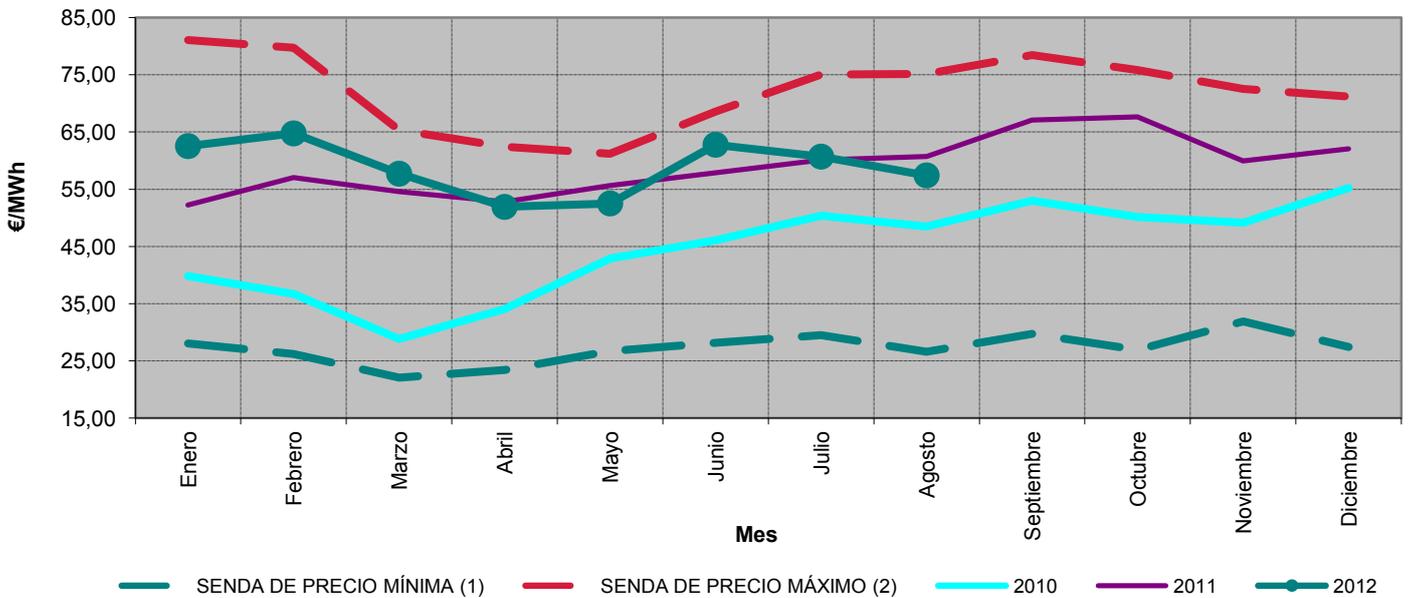
Evolución del precio medio ponderado de comercializadoras en mercado libre

En los últimos tres meses

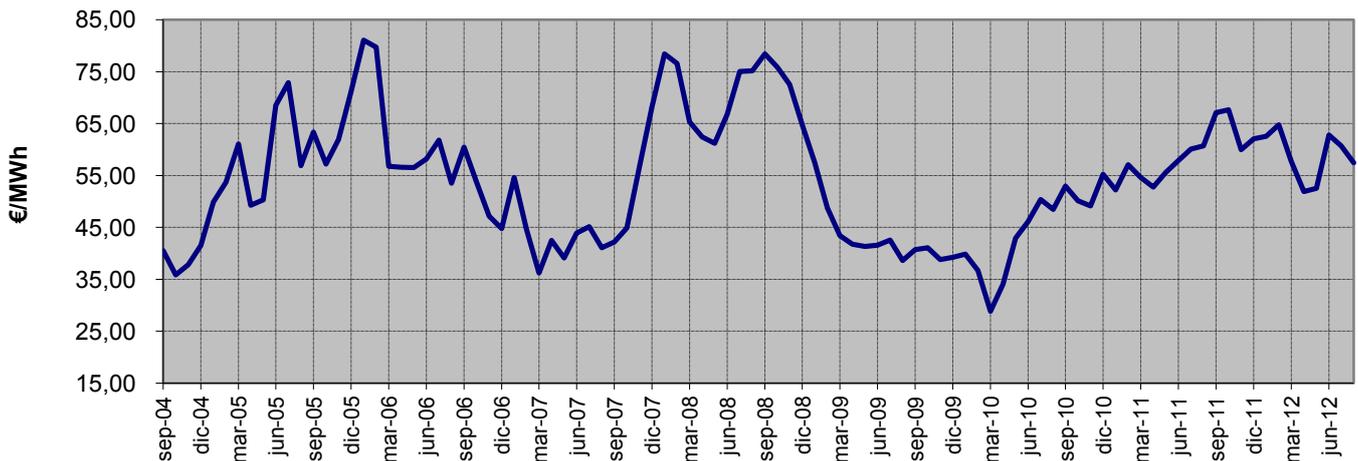
En los últimos tres años

Mes	€/MWh	% de variación	
		sobre el mes anterior	sobre el mismo mes del año anterior
jun-12	62,77	19,5%	8,5%
jul-12	60,69	-3,3%	1,0%
ago-12	57,42	-5,4%	-5,4%

Mes	€/MWh	% variación sobre el año anterior
2010	44,78	23,7%
2011	58,98	31,7%
2012	58,92	-0,1%



Precios medios ponderados de de clientes cualificados. Septiembre 2004 - agosto 2012

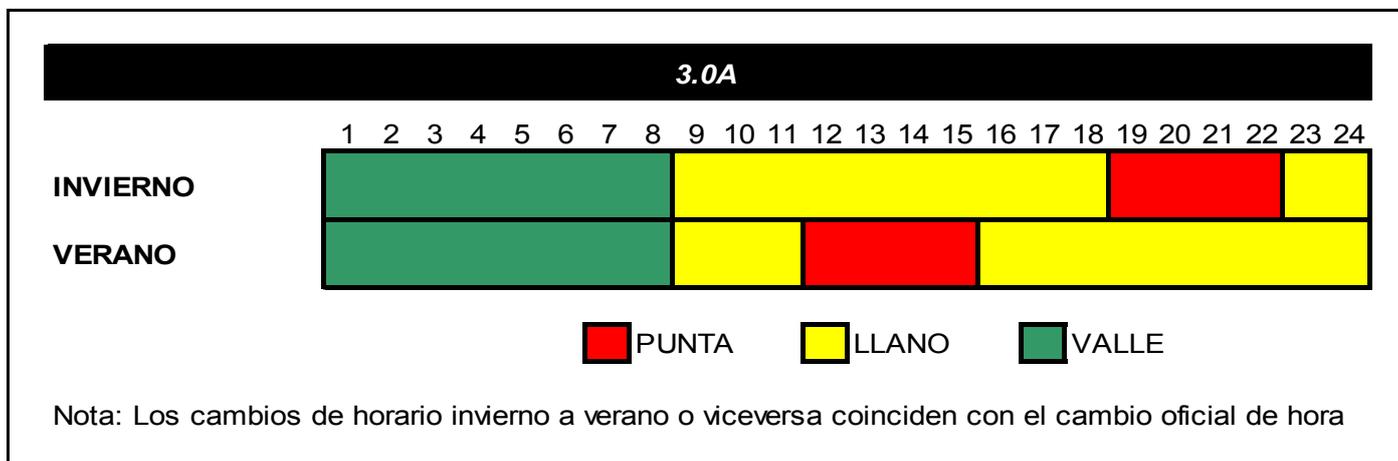


Fuente: OMEL, REE Y CNE

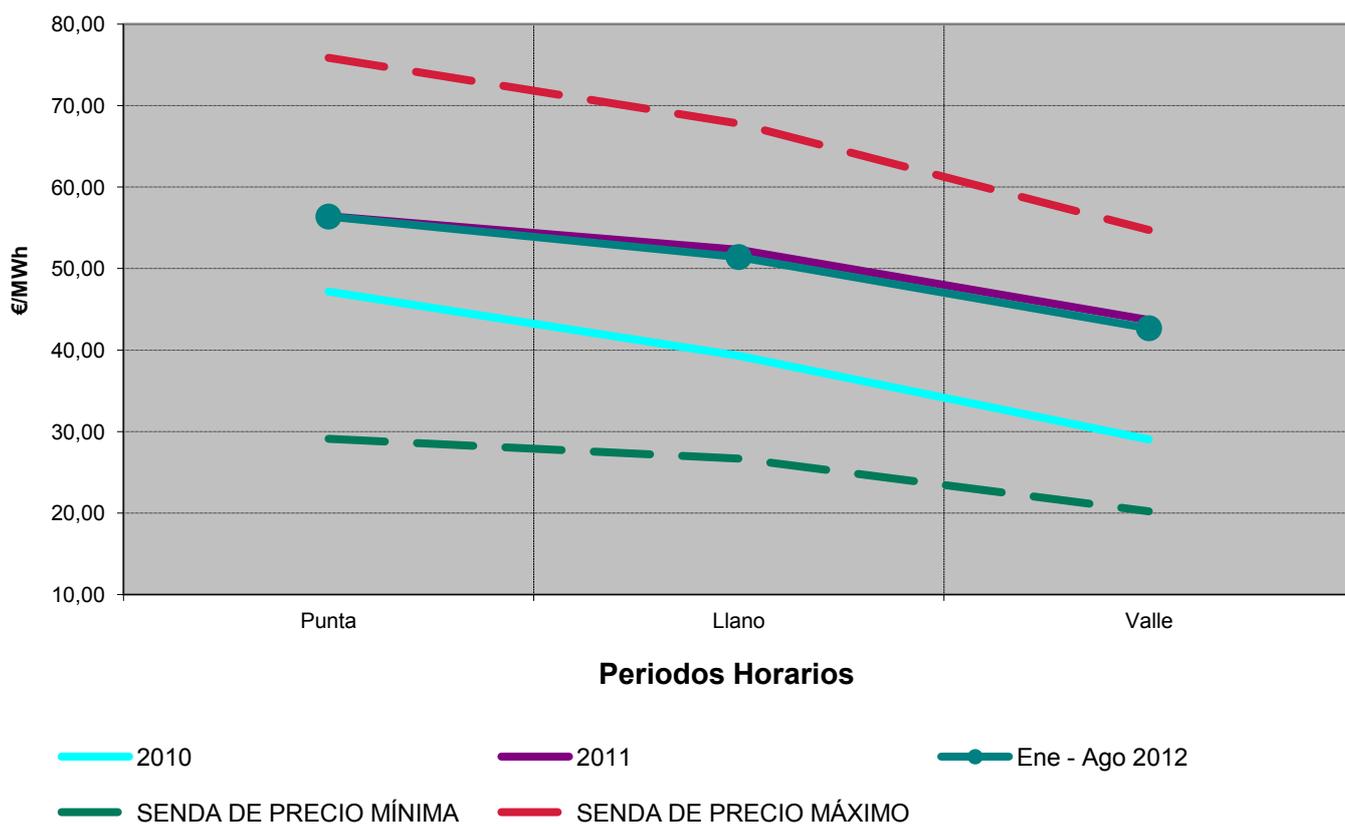
Notas: (1) Para cada uno de los meses refleja el mínimo precio final registrado en el periodo 1998 - 2011
(2) Para cada uno de los meses refleja el máximo precio final registrado en el periodo 1998 - 2011

6.- Mercado de producción. España

Calendario de la discriminación horaria en tres periodos de baja tensión (3.0A) del RD 1164/2001. Zona Peninsular



Precio medio ponderado del mercado diario por periodo tarifario de la discriminación horaria en tres periodos de baja tensión del RD 1164/2001 (€/MWh) (1)

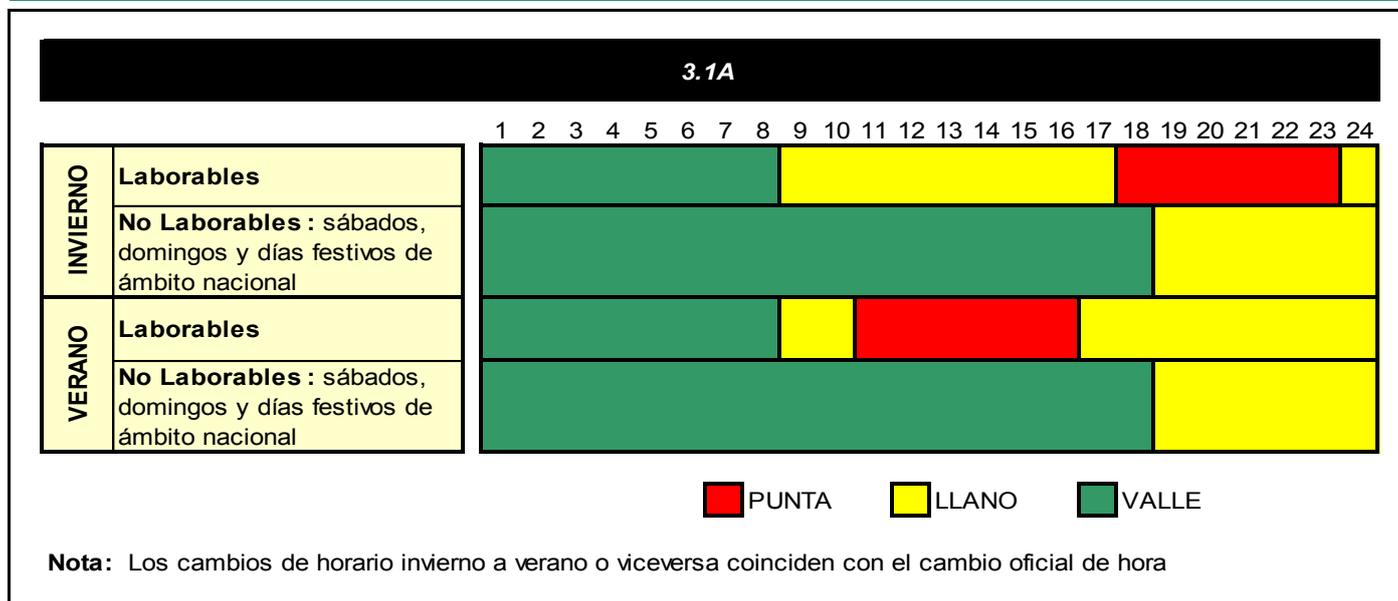


Fuente: OMEL, REE Y CNE

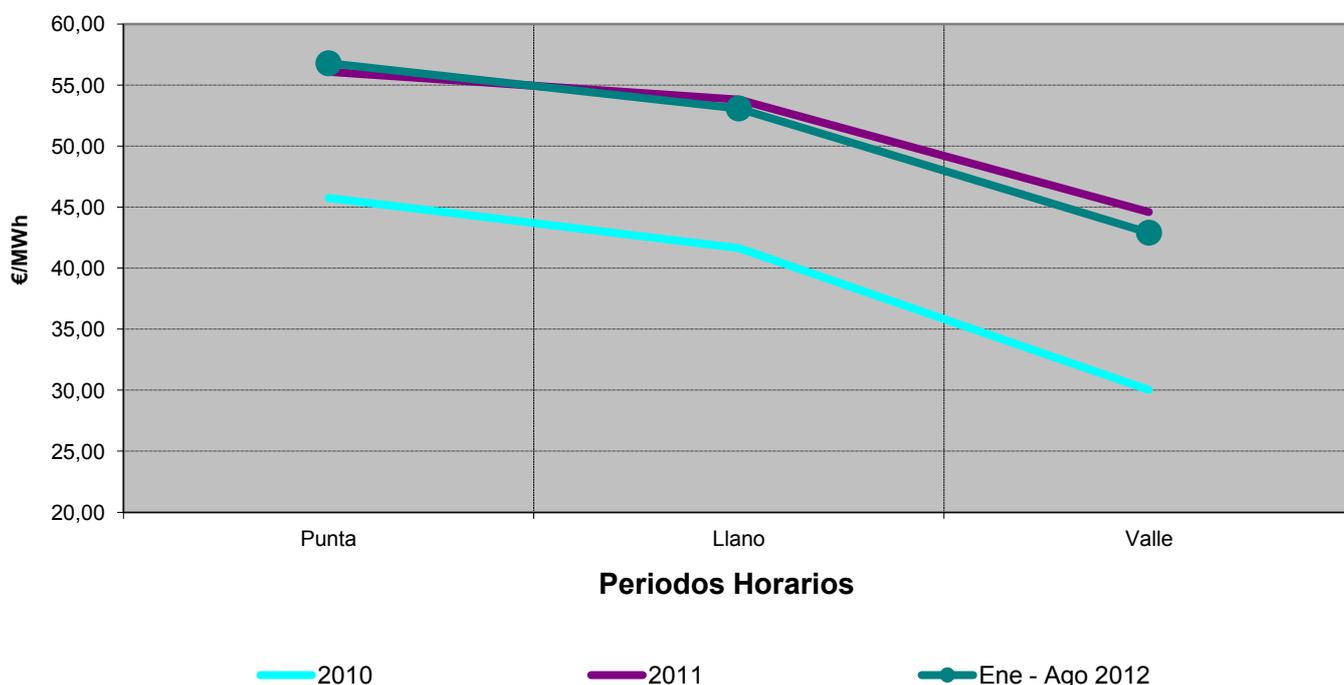
Nota : (1) A partir del 2009 se aplica el calendario establecido en la Orden ITC/2794/2007 para la tarifa 3.0A

6.- Mercado de producción. España

Calendario de la discriminación horaria en tres periodos de alta tensión (3.1A) del RD 1164/2001. Zona Peninsular



Precio medio ponderado del mercado diario por periodo tarifario de la discriminación horaria en tres periodos de alta tensión del RD 1164/2001 (€/MWh) (1)

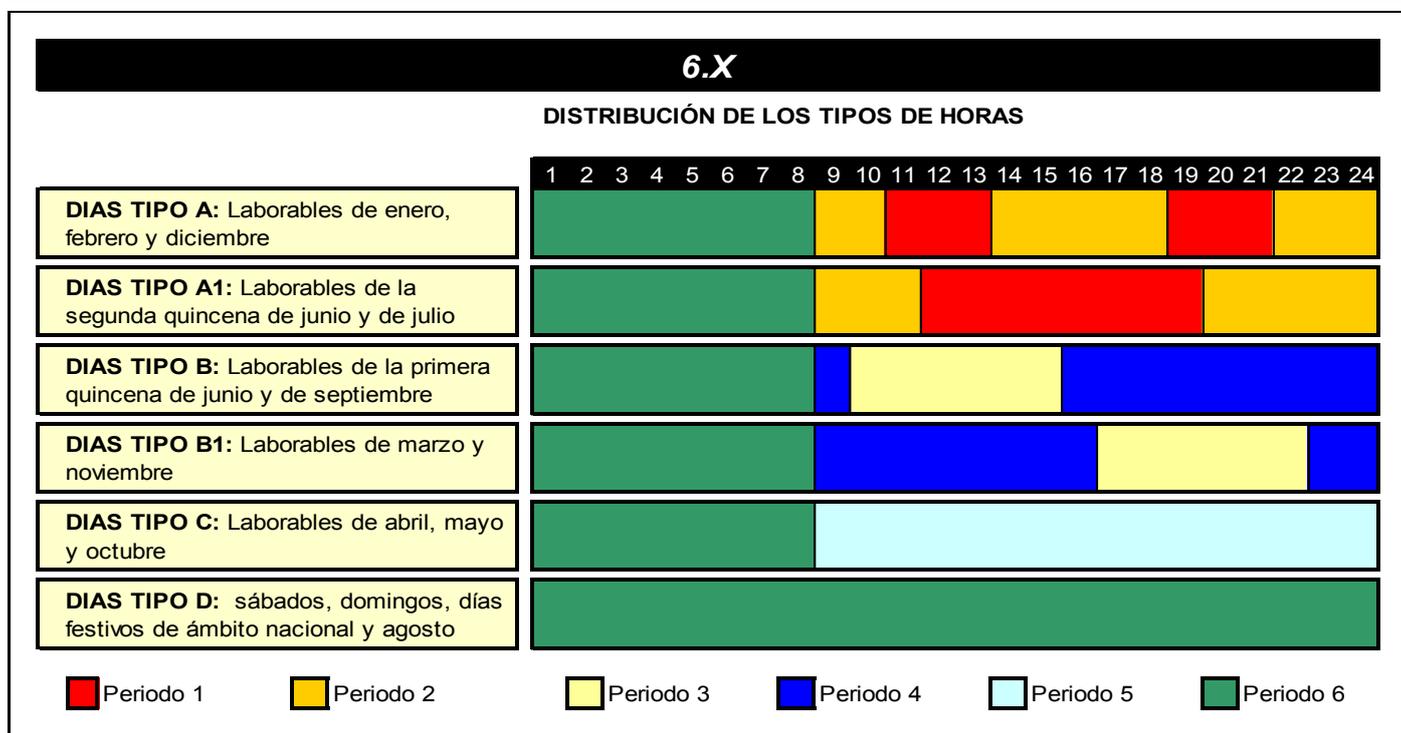


Fuente: OMEL, REE Y CNE

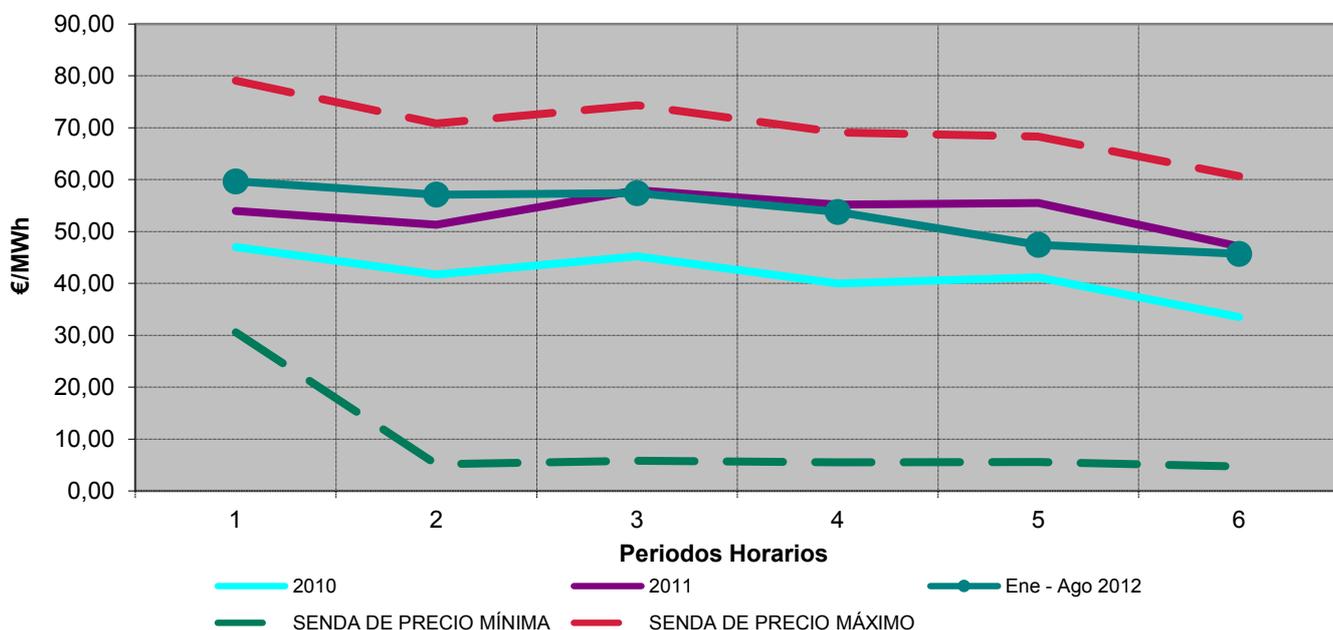
Nota : (1) Información disponible a partir 2009, dado que hasta dicho año el calendario aplicable de la tarifa de acceso 3.0A y 3.1A era el mismo.

6.- Mercado de producción. España

Calendario de la discriminación horaria en seis periodos del RD 1164/2001. Zona Peninsular

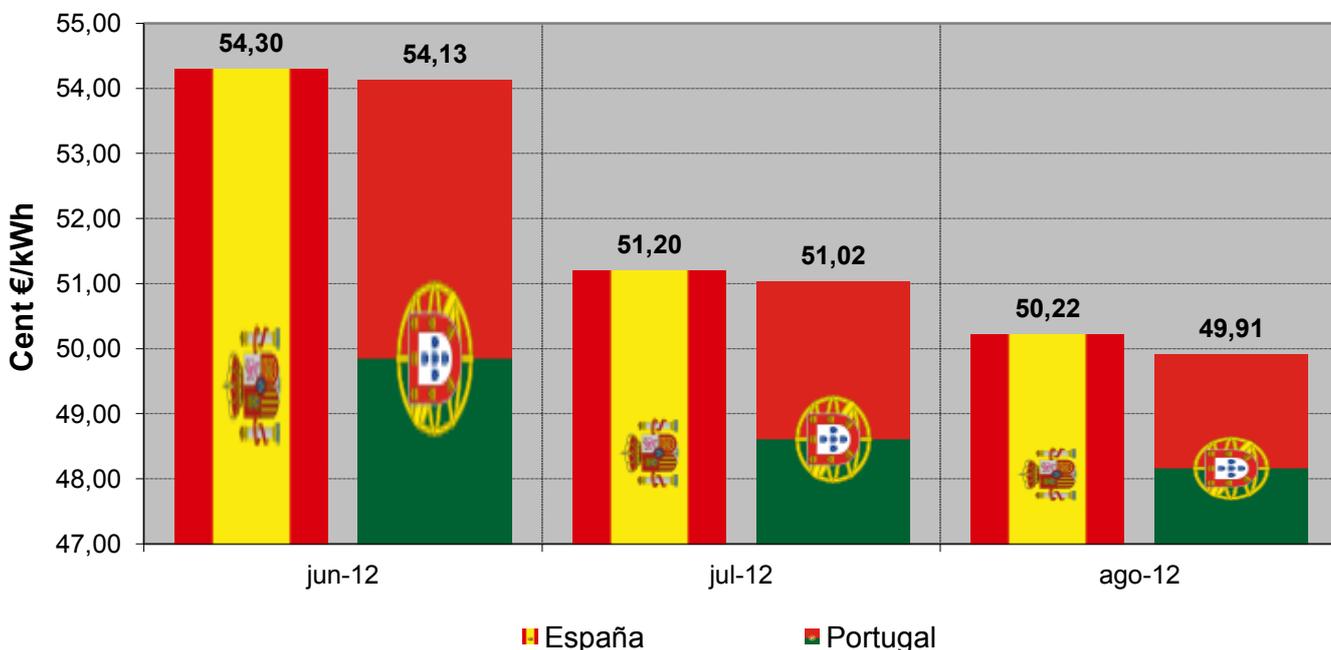


Precio medio ponderado del mercado diario por periodo tarifario de la discriminación horaria en seis periodos del RD 1164/2001 (€/MWh)



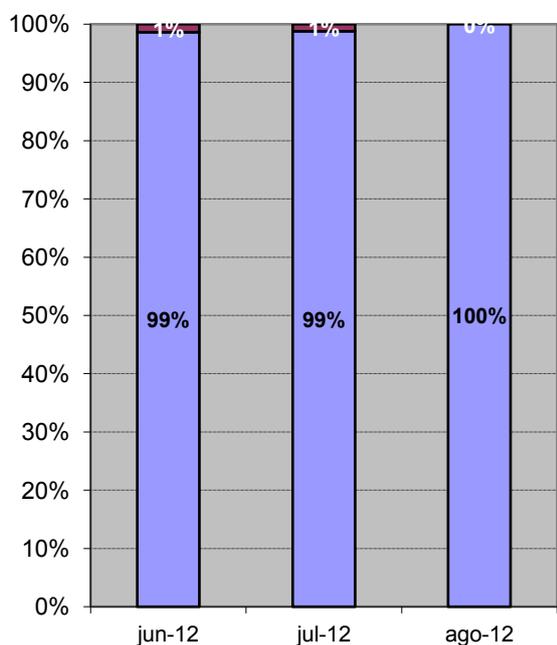
7.- Mercado de producción. MIBEL

Evolución del mercado de electricidad en los últimos tres meses

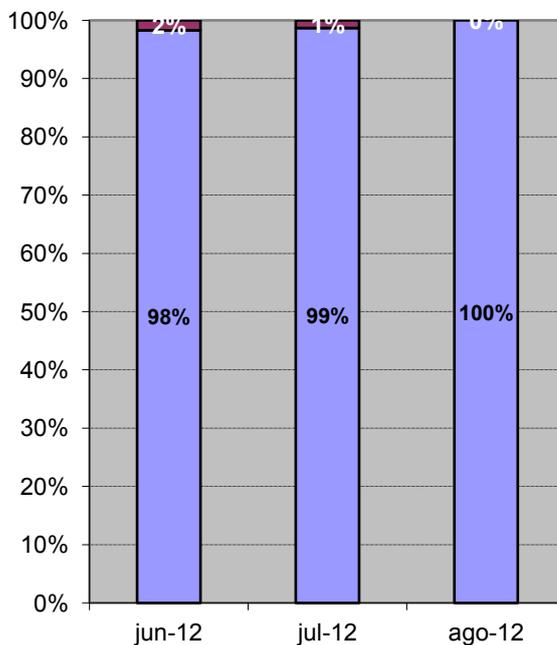


Aplicación del "Market Splitting"

Nº de Horas



Energía

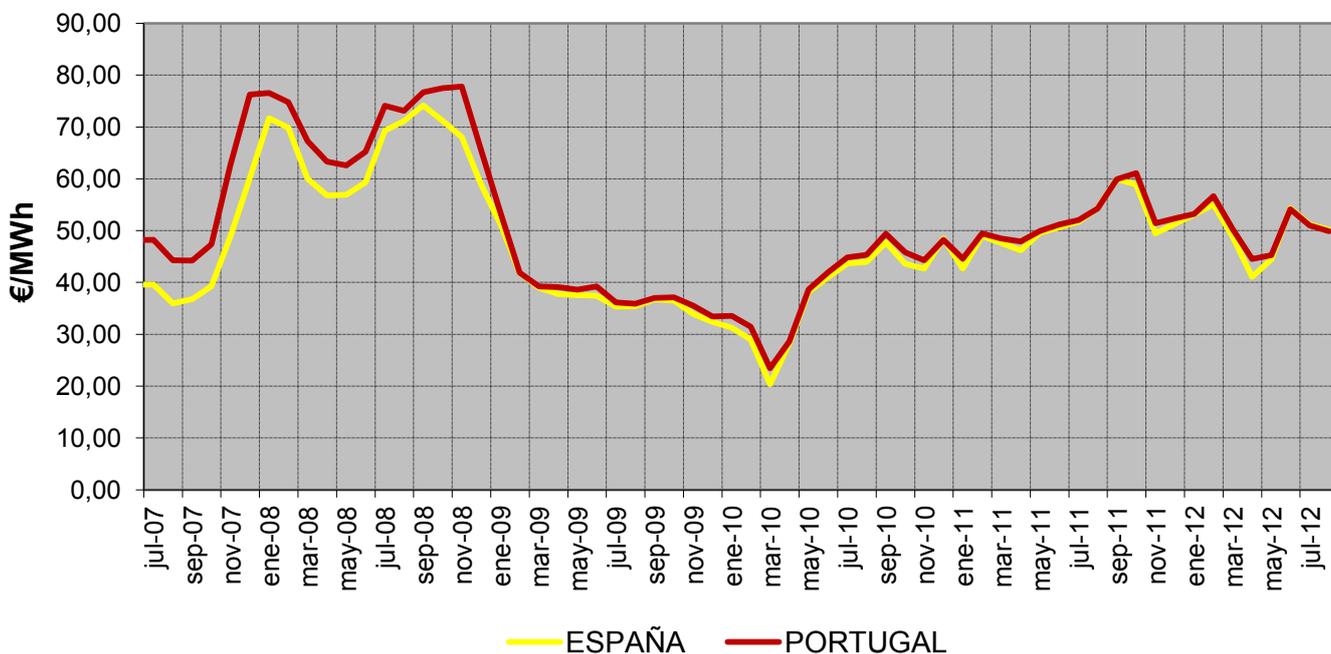


■ Precio España ≠ Precio Portugal

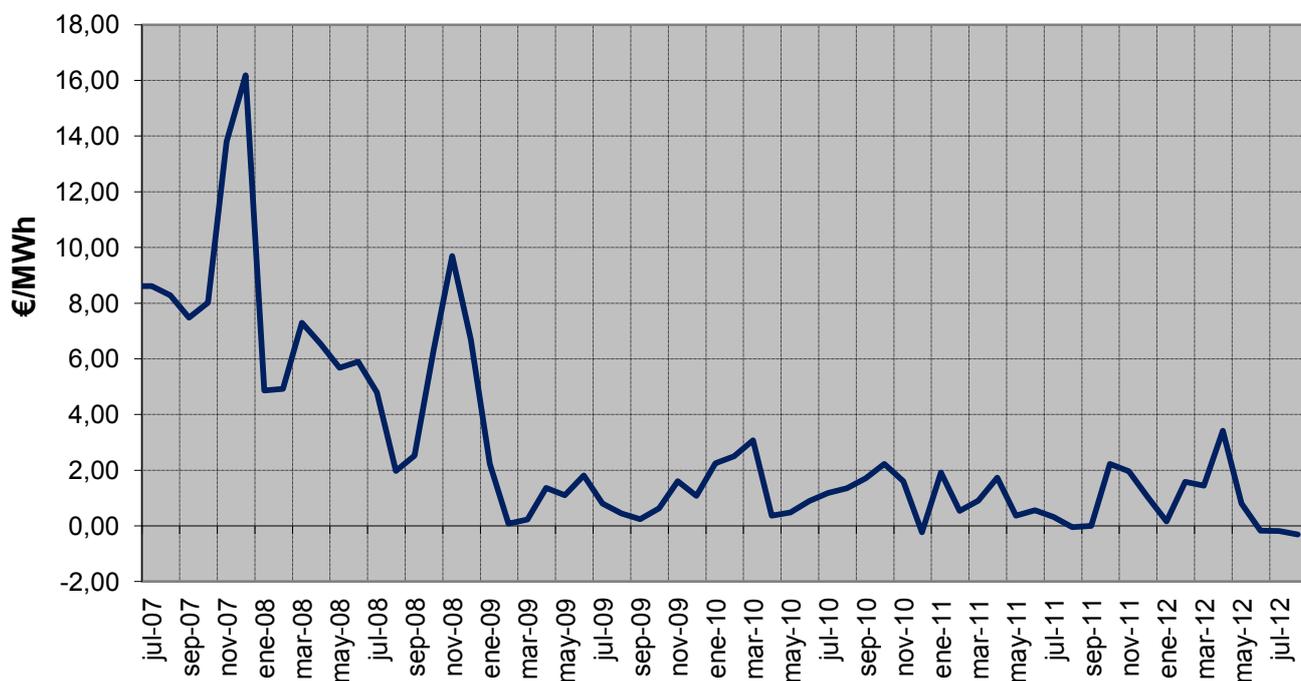
■ Precio España = Precio Portugal

7.- Mercado de producción. MIBEL

Evolución del mercado de electricidad desde julio de 2007



Diferencias de precios entre la zona portuguesa y española desde julio de 2007



8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

En la presente sección se calcula cual hubiera sido la facturación por el suministro de electricidad, en adelante FSE, que hubiera tenido el consumidor medio (de cada tarifa de acceso), por la adquisición de la energía en el mercado spot.

La FSE incluye los siguientes componentes de coste:

- Facturación media de acceso por grupo tarifario, según la base de datos de liquidaciones eléctricas.
- Facturación media de los pagos por capacidad resultante de aplicar los precios unitarios del servicio de capacidad a la demanda en consumo por grupo tarifario, según la información de la base de datos de liquidaciones eléctricas, incrementada por las pérdidas estándares.
- Facturación de la energía en el mercado spot resultante de aplicar el coste horario de energía en el mercado organizado para Comercializadoras en Mercado Libre y Consumidores Directos a Mercado Libre publicado en la página web de la CNE, a la curva de carga horaria en b.c. del grupo tarifario.

La curva de carga en b.c. del grupo tarifario se confecciona distribuyendo la demanda en consumo por periodo tarifario de cada grupo tarifario incrementada por las pérdidas estándares según el perfil de consumo del grupo tarifario.

Para los consumidores de baja tensión, se han considerado como perfiles de consumo los perfiles finales publicados por REE en su página web. Para los consumidores de alta tensión se ha considerado un perfil de consumo plano.

La FSE no incluye impuestos, ni margen de comercialización

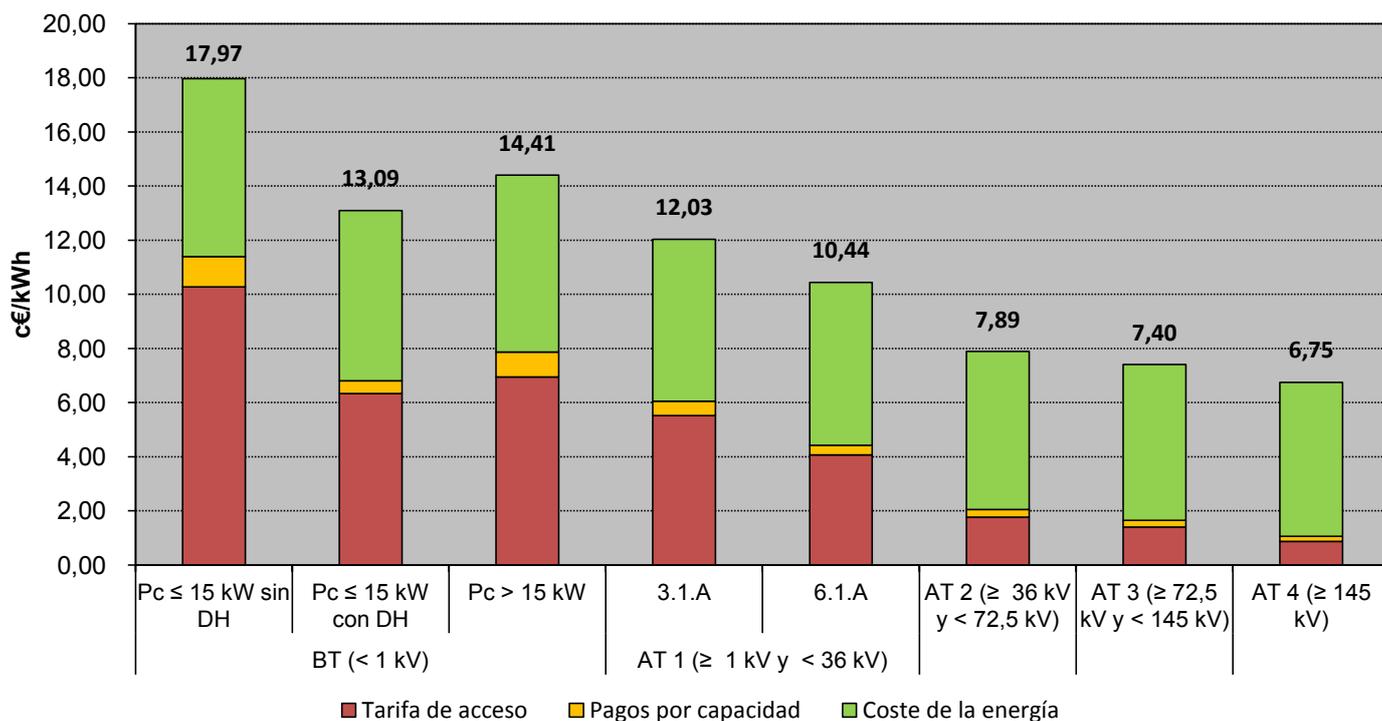
La facturación de la electricidad de los consumidores que adquieren su energía a un comercializador libre es el resultado de la libre negociación entre las partes, y depende de numerosos factores, tales como el nivel de tensión, potencia contratada, perfil de consumo, referencia de los mercados a plazo, etc... por lo que no tiene por qué coincidir con el mostrado en el presente apartado.

Los datos mostrados en la presente sección son publicados a título meramente informativo.

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

Último mes disponible. Junio 2012

Grupo tarifario	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total
BT (< 1 kV)	8,86	1,41	6,99	15,94	9%	3%	9%	8%
Pc ≤ 15 kW sin DH	10,28	1,12	6,58	17,97	9%		9%	8%
Pc ≤ 15 kW con DH	6,34	0,46	6,29	13,09	7%	-11%	9%	7%
Pc > 15 kW	6,95	0,91	6,54	14,41	10%	0%	10%	10%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	4,40	0,39	6,01	10,80	3%	-5%	9%	6%
3.1.A	5,52	0,54	5,98	12,03	4%	-4%	9%	6%
6.1.A	4,07	0,35	6,01	10,44	2%	-6%	9%	6%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1,76	0,28	5,84	7,89	2%	-8%	9%	7%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	1,40	0,25	5,75	7,40	3%	-6%	9%	7%
AT 4 (≥ 145 kV)	0,87	0,20	5,69	6,75	8%	-5%	9%	8%
Total	5,79	0,83	6,40	12,41	7%	1%	9%	8%



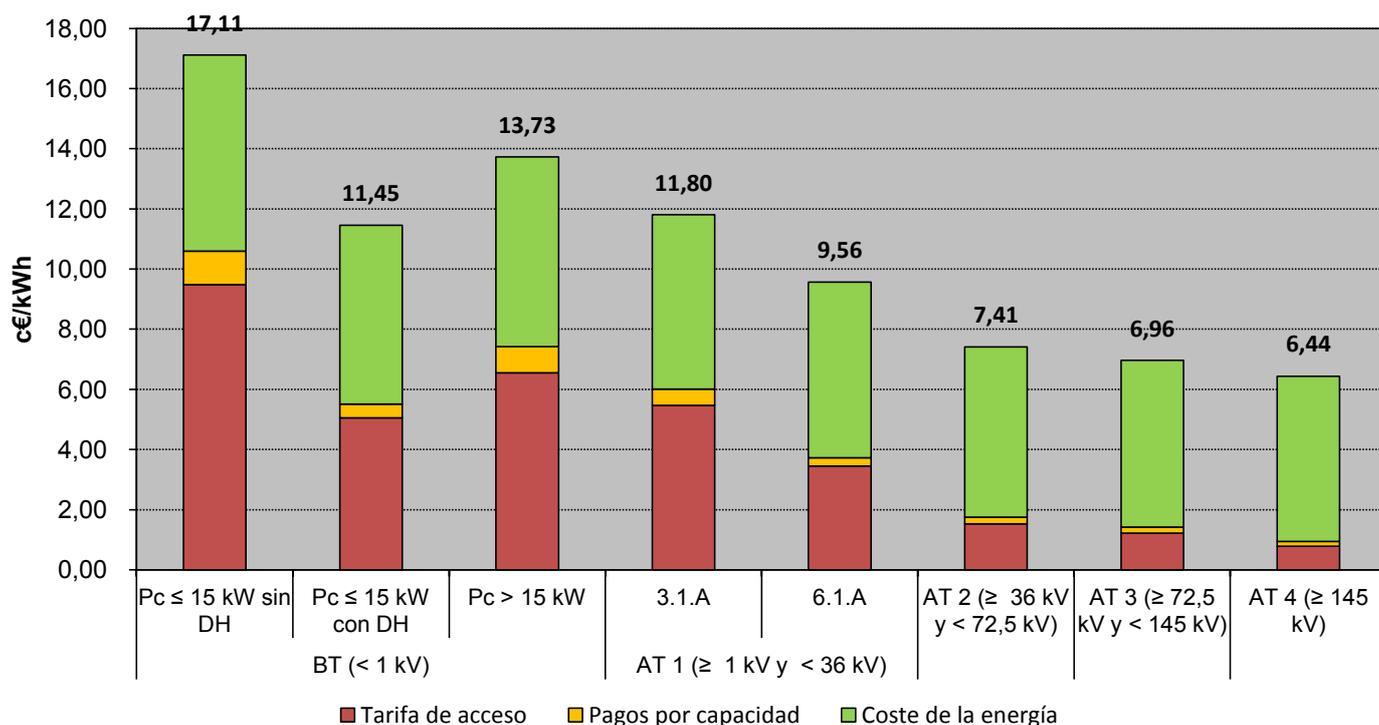
Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL y REE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012

Grupo tarifario	c€/kWh				Tasa de variación: jul 2011-jun 2012 s/ jul 2010-jun 2011			
	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total
BT (< 1 kV)	8,18	1,39	6,77	14,99	11%	20%	12%	13%
Pc ≤ 15 kW sin DH	9,48	1,12	6,52	17,11	12%	27%	13%	13%
Pc ≤ 15 kW con DH	5,05	0,45	5,95	11,45	7%	17%	13%	10%
Pc > 15 kW	6,55	0,87	6,30	13,73	9%	25%	13%	12%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	3,90	0,34	5,83	10,06	3%	22%	14%	9%
3.1.A	5,47	0,54	5,80	11,80	2%	24%	14%	9%
6.1.A	3,45	0,28	5,84	9,56	3%	21%	14%	10%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	1,53	0,23	5,65	7,41	3%	21%	14%	12%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	1,22	0,20	5,54	6,96	5%	24%	14%	12%
AT 4 (≥ 145 kV)	0,78	0,17	5,49	6,44	5%	18%	14%	13%
Total	5,42	0,82	6,23	11,81	8%	19%	13%	11%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012) , OMEL y REE .

Nota : No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

Distribución del coste medio por componente

Grupo tarifario	Junio 2012				Junio 2011			
	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total
BT (< 1 kV)	56%	9%	44%	100%	55%	9%	44%	100%
Pc ≤ 15 kW sin DH	57%	6%	37%	100%	57%	7%	36%	100%
Pc ≤ 15 kW con DH	48%	4%	48%	100%	48%	4%	47%	100%
Pc > 15 kW	48%	6%	45%	100%	48%	7%	45%	100%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	41%	4%	56%	100%	42%	4%	54%	100%
3.1.A	46%	4%	50%	100%	47%	5%	48%	100%
6.1.A	39%	3%	58%	100%	40%	4%	56%	100%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	22%	4%	74%	100%	23%	4%	73%	100%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	19%	3%	78%	100%	20%	4%	76%	100%
AT 4 (≥ 145 kV)	13%	3%	84%	100%	13%	3%	84%	100%
Total	47%	7%	52%	100%	47%	7%	51%	100%

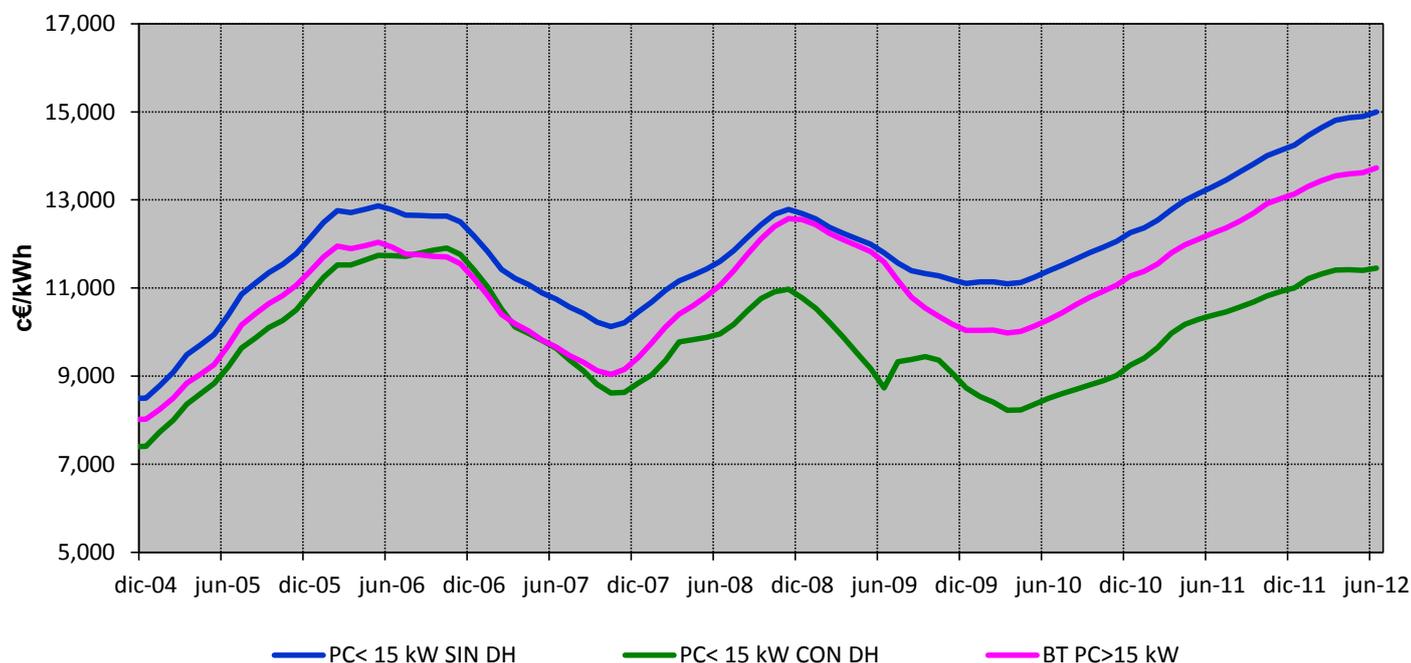
Grupo tarifario	Jul 2011 - jun 2012				Jul 2010 - jun 2011			
	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total	Tarifa de acceso	Pagos por capacidad	Coste de la energía	Total
BT (< 1 kV)	55%	9%	45%	100%	55%	9%	45%	100%
Pc ≤ 15 kW sin DH	55%	7%	38%	100%	56%	6%	38%	100%
Pc ≤ 15 kW con DH	44%	4%	52%	100%	45%	4%	51%	100%
Pc > 15 kW	48%	6%	46%	100%	49%	6%	45%	100%
AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	39%	3%	58%	100%	41%	3%	56%	100%
3.1.A	46%	5%	49%	100%	49%	4%	47%	100%
6.1.A	36%	3%	61%	100%	39%	3%	59%	100%
AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	21%	3%	76%	100%	22%	3%	75%	100%
AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	18%	3%	80%	100%	19%	3%	79%	100%
AT 4 (≥ 145 kV)	12%	3%	85%	100%	13%	2%	85%	100%
Total	46%	7%	53%	100%	47%	7%	52%	100%

Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL y REE.

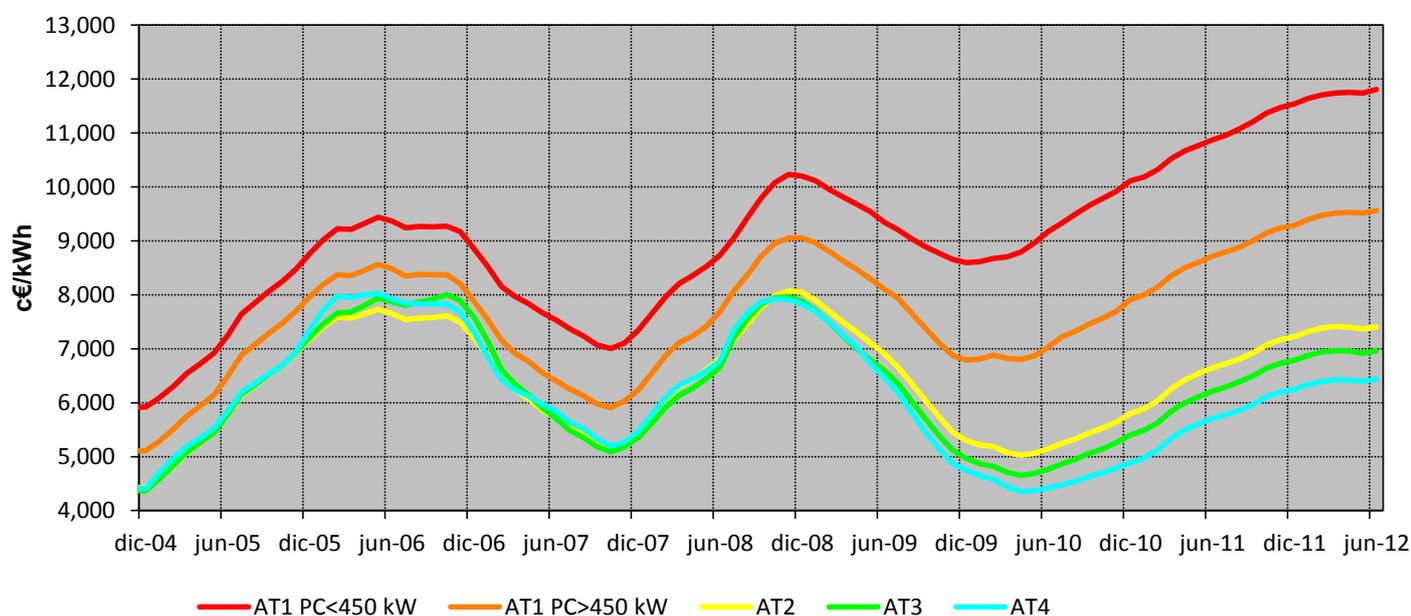
Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

Coste medio de la electricidad durante los doce meses anteriores a cada fecha para los consumidores conectados a redes de baja tensión (≤ 1 kV)



Coste medio de la electricidad durante los doce meses anteriores a cada fecha para los consumidores conectados a redes de alta tensión (> 1 kV)



8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

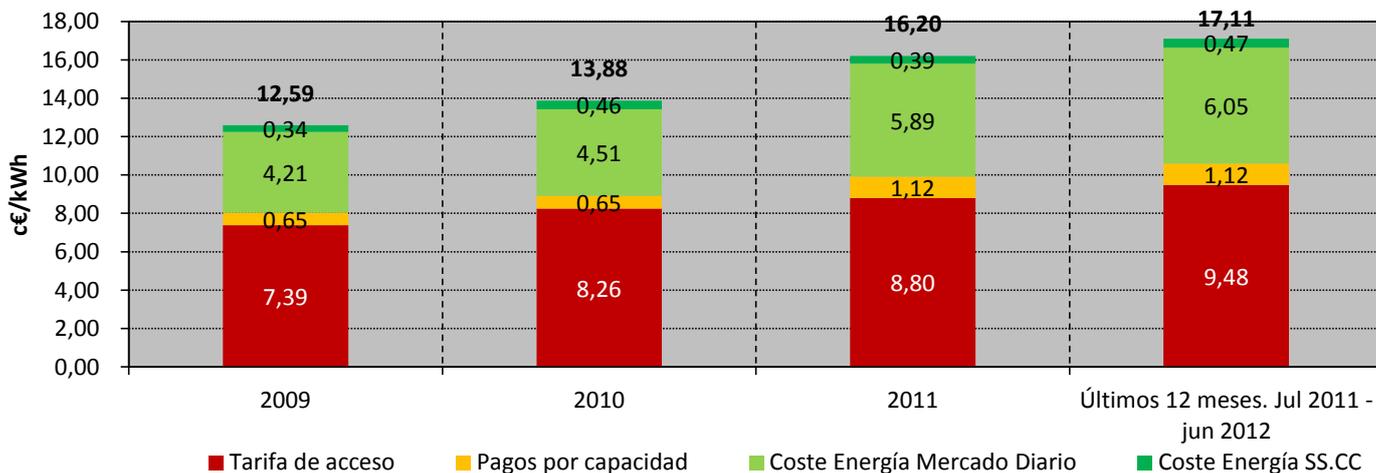
Consumidores de Baja Tensión con Pc ≤ 15 kW sin DH

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	10,32	10,41	10,44	10,28	25%	11%	9%	9%
Pagos por capacidad	1,12	1,12	1,12	1,12				
Coste de la energía	6,26	5,56	5,53	6,58	6%	-1%	-6%	9%
Mercado Diario	5,73	4,91	5,10	6,21	4%	-8%	-10%	6%
SS.CC	0,53	0,64	0,43	0,36	49%	124%	97%	75%
Total	17,70	17,09	17,09	17,97	16%	6%	3%	8%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	7,39	8,26	8,80	9,48	73%	12%	7%	8%
Pagos por capacidad	0,65	0,65	1,12	1,12	0%		72%	
Coste de la energía	4,55	4,97	6,28	6,52	-43%	9%	26%	4%
Mercado Diario	4,21	4,51	5,89	6,05	-45%	7%	31%	3%
SS.CC	0,34	0,46	0,39	0,47	7%	35%	-16%	21%
Total	12,59	13,88	16,20	17,11	-3%	10%	17%	6%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL y REE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

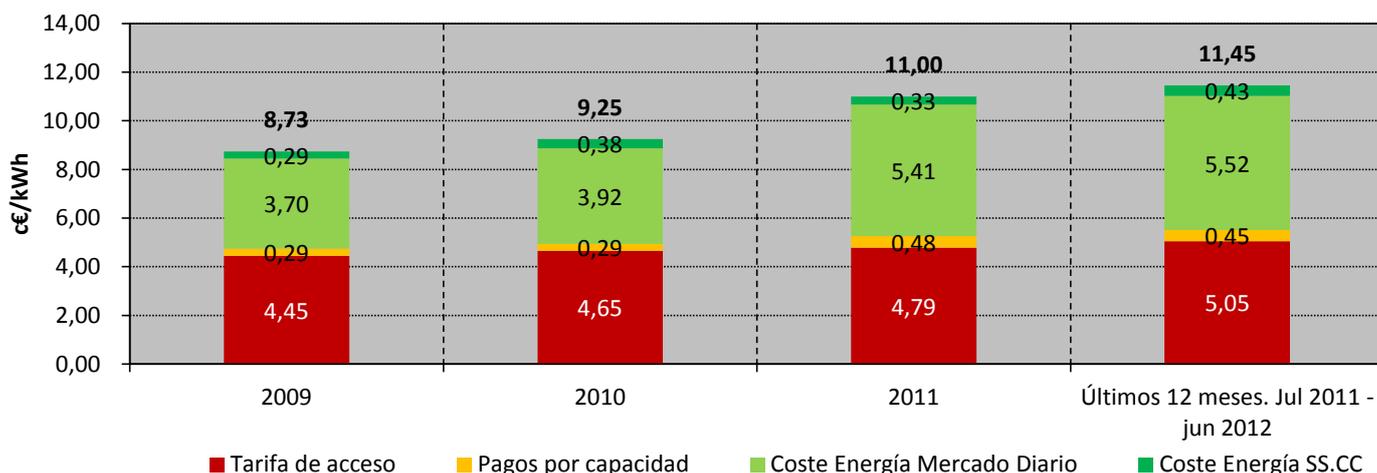
Consumidores de Baja Tensión con Pc ≤ 15 kW con DH

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	5,03	5,43	5,93	6,34	17%	7%	4%	7%
Pagos por capacidad	0,43	0,43	0,44	0,46	-10%	-13%	-16%	-11%
Coste de la energía	5,62	5,10	5,24	6,29	4%	-3%	-7%	9%
Mercado Diario	5,13	4,46	4,81	5,96	0%	-11%	-12%	7%
SS.CC	0,49	0,64	0,43	0,33	94%	136%	118%	71%
Total	11,08	10,96	11,61	13,09	9%	1%	-2%	7%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	4,45	4,65	4,79	5,05	54%	5%	3%	6%
Pagos por capacidad	0,29	0,29	0,48	0,45	-12%	-1%	64%	-4%
Coste de la energía	3,99	4,30	5,74	5,95	-47%	8%	33%	4%
Mercado Diario	3,70	3,92	5,41	5,52	-49%	6%	38%	2%
SS.CC	0,29	0,38	0,33	0,43	6%	30%	-13%	29%
Total	8,73	9,25	11,00	11,45	-19%	6%	19%	4%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL, REE y CNE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

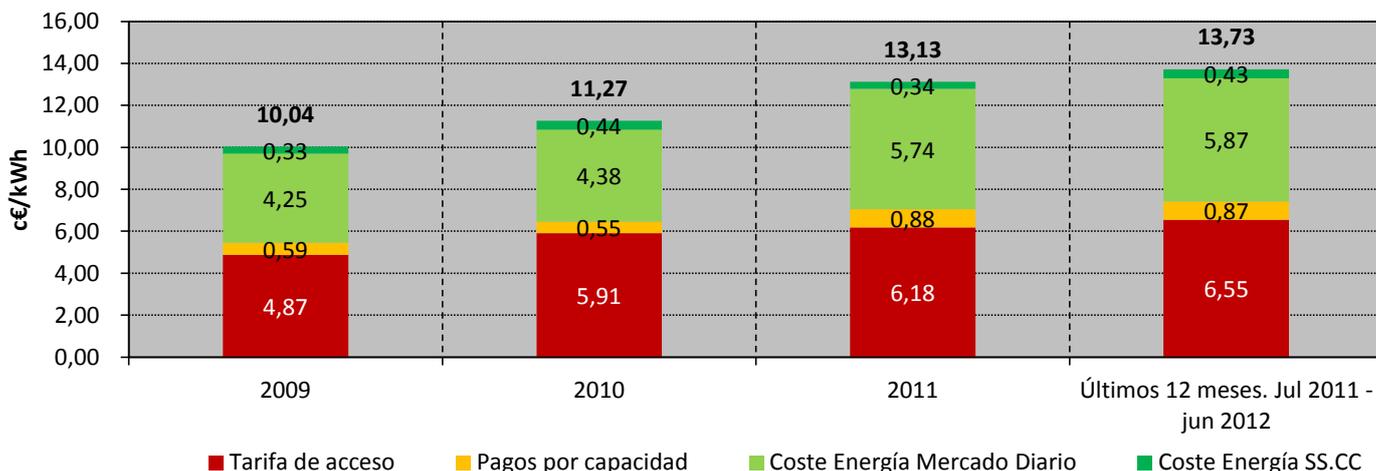
Consumidores de Baja Tensión con Pc > 15 kW

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	6,80	7,12	7,09	6,95	16%	11%	10%	10%
Pagos por capacidad	0,87	0,88	0,90	0,91	-1%	0%	0%	0%
Coste de la energía	6,05	5,39	5,50	6,54	7%	-2%	-5%	10%
Mercado Diario	5,55	4,76	5,09	6,18	3%	-9%	-10%	8%
SS.CC	0,50	0,62	0,41	0,36	74%	148%	124%	74%
Total	13,73	13,39	13,49	14,41	11%	5%	3%	10%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	4,87	5,91	6,18	6,55	27%	21%	5%	6%
Pagos por capacidad	0,59	0,55	0,88	0,87	-4%	-7%	60%	0%
Coste de la energía	4,58	4,81	6,08	6,30	-43%	5%	26%	4%
Mercado Diario	4,25	4,38	5,74	5,87	-45%	3%	31%	2%
SS.CC	0,33	0,44	0,34	0,43	1%	30%	-22%	26%
Total	10,04	11,27	13,13	13,73	-20%	12%	17%	5%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL, REE y CNE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

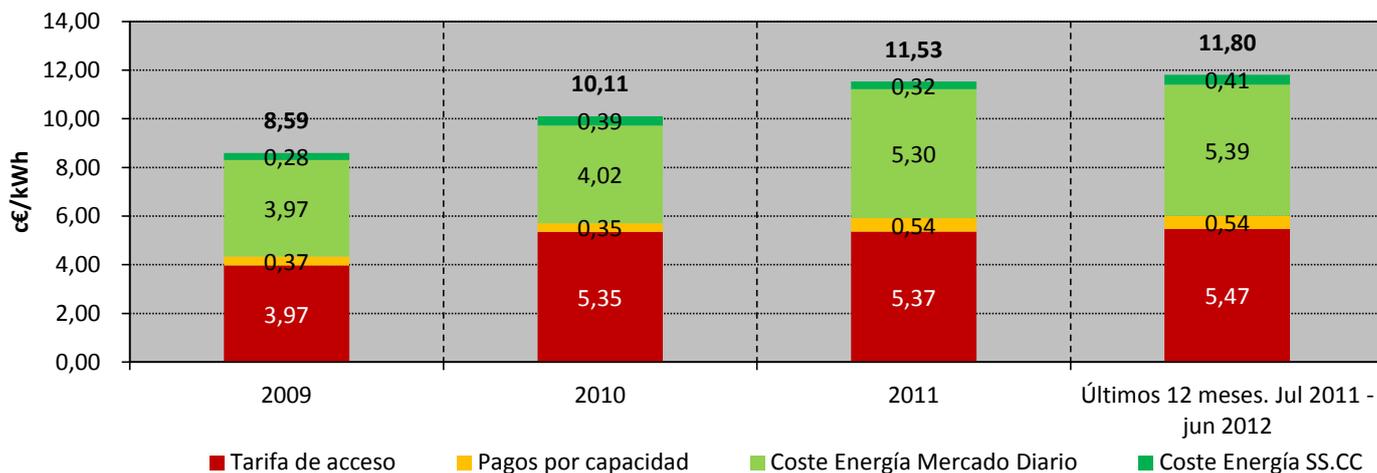
Consumidores de AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV) con Pc ≤ 450 kW (3.1A)

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	5,56	5,85	5,71	5,52	3%	5%	4%	4%
Pagos por capacidad	0,53	0,54	0,55	0,54	-4%	-1%	-2%	-4%
Coste de la energía	5,49	4,96	5,00	5,98	6%	-2%	-7%	9%
Mercado Diario	5,01	4,37	4,60	5,66	2%	-9%	-11%	7%
SS.CC	0,48	0,60	0,40	0,32	80%	139%	110%	71%
Total	11,58	11,35	11,26	12,03	4%	2%	-1%	6%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	3,97	5,35	5,37	5,47	62%	35%	0%	2%
Pagos por capacidad	0,37	0,35	0,54	0,54	-10%	-5%	56%	-1%
Coste de la energía	4,26	4,41	5,62	5,80	-42%	4%	28%	3%
Mercado Diario	3,97	4,02	5,30	5,39	-44%	1%	32%	2%
SS.CC	0,28	0,39	0,32	0,41	-1%	36%	-18%	27%
Total	8,59	10,11	11,53	11,80	-16%	18%	14%	2%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL, REE y CNE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

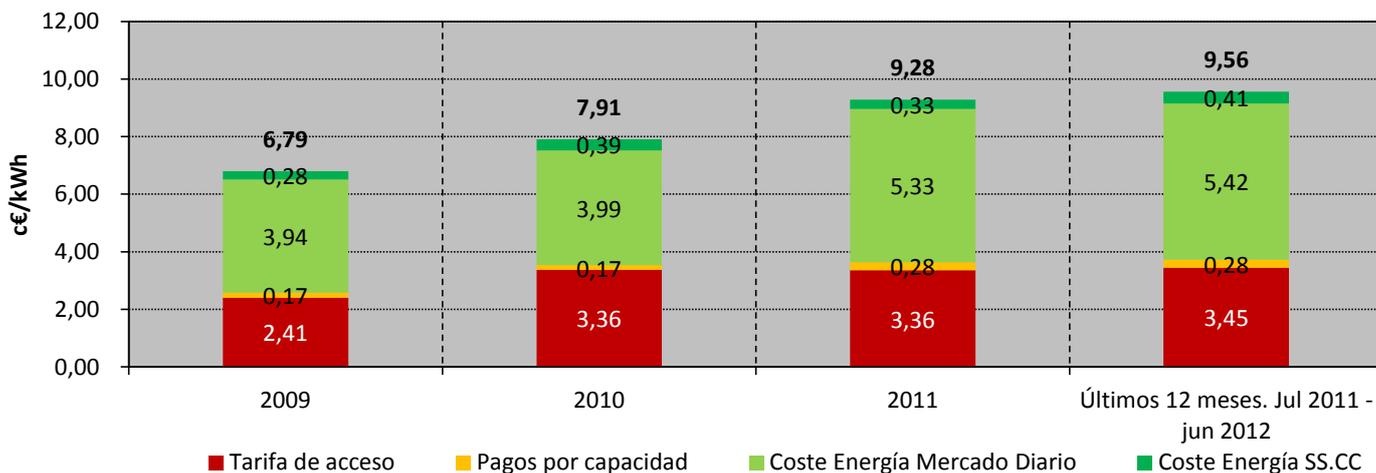
Consumidores de AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV) con Pc > 450 kW (6.1A)

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	2,77	2,38	2,22	4,07	4%	8%	6%	2%
Pagos por capacidad	0,20	0,16	0,18	0,35	-5%	0%	0%	-6%
Coste de la energía	5,60	5,00	5,08	6,01	6%	-2%	-6%	9%
Mercado Diario	5,12	4,40	4,69	5,69	2%	-9%	-10%	7%
SS.CC	0,48	0,60	0,39	0,33	71%	137%	111%	72%
Total	8,57	7,54	7,48	10,44	5%	1%	-3%	6%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	2,41	3,36	3,36	3,45	48%	40%	0%	3%
Pagos por capacidad	0,17	0,17	0,28	0,28	-3%	-1%	64%	0%
Coste de la energía	4,22	4,38	5,65	5,84	-42%	4%	29%	3%
Mercado Diario	3,94	3,99	5,33	5,42	-44%	1%	33%	2%
SS.CC	0,28	0,39	0,33	0,41	0%	39%	-16%	26%
Total	6,79	7,91	9,28	9,56	-25%	16%	17%	3%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL, REE y CNE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

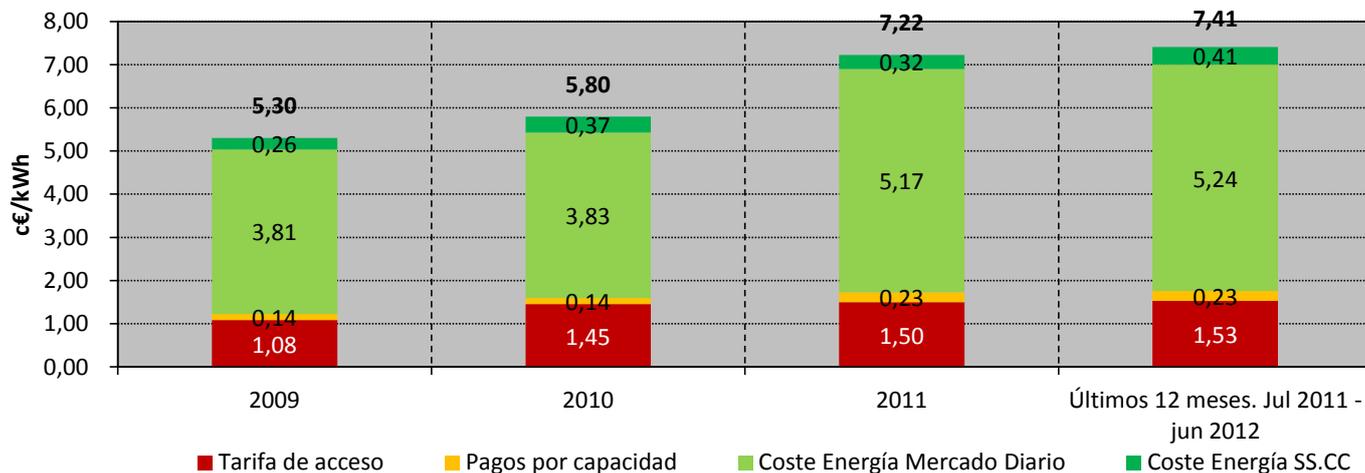
Consumidores de AT 2 (≥ 36 kV y $< 72,5$ kV)

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	1,33	1,20	1,17	1,76	4%	3%	2%	2%
Pagos por capacidad	0,18	0,14	0,16	0,28	-4%	-1%	0%	-8%
Coste de la energía	5,44	4,85	4,94	5,84	6%	-2%	-7%	9%
Mercado Diario	4,97	4,26	4,55	5,53	2%	-10%	-11%	7%
SS.CC	0,47	0,60	0,39	0,32	78%	140%	108%	70%
Total	6,94	6,19	6,27	7,89	5%	-1%	-5%	7%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	1,08	1,45	1,50	1,53	33%	34%	3%	2%
Pagos por capacidad	0,14	0,14	0,23	0,23	-3%	0%	61%	0%
Coste de la energía	4,08	4,20	5,49	5,65	-42%	3%	31%	3%
Mercado Diario	3,81	3,83	5,17	5,24	-44%	0%	35%	1%
SS.CC	0,26	0,37	0,32	0,41	0%	42%	-15%	28%
Total	5,30	5,80	7,22	7,41	-34%	9%	25%	3%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL, REE y CNE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

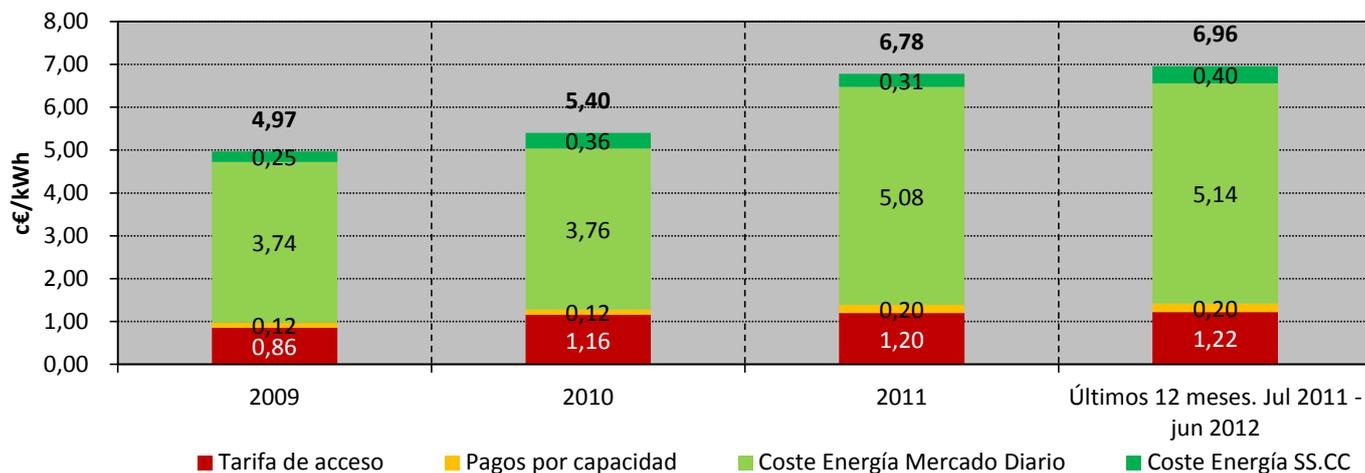
Consumidores de AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	1,04	1,00	0,94	1,40	3%	7%	1%	3%
Pagos por capacidad	0,16	0,13	0,15	0,25	-6%	1%	0%	-6%
Coste de la energía	5,32	4,78	4,86	5,75	6%	-2%	-7%	9%
Mercado Diario	4,85	4,19	4,46	5,44	1%	-10%	-11%	7%
SS.CC	0,47	0,59	0,39	0,31	84%	140%	106%	69%
Total	6,52	5,91	5,95	7,40	5%	-1%	-5%	7%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	0,86	1,16	1,20	1,22	31%	35%	3%	2%
Pagos por capacidad	0,12	0,12	0,20	0,20	0%	1%	66%	2%
Coste de la energía	3,99	4,12	5,39	5,54	-44%	3%	31%	3%
Mercado Diario	3,74	3,76	5,08	5,14	-45%	0%	35%	1%
SS.CC	0,25	0,36	0,31	0,40	-3%	45%	-13%	29%
Total	4,97	5,40	6,78	6,96	-37%	9%	26%	3%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL, REE y CNE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización

8. Facturación estimada por el suministro de electricidad del consumidor medio

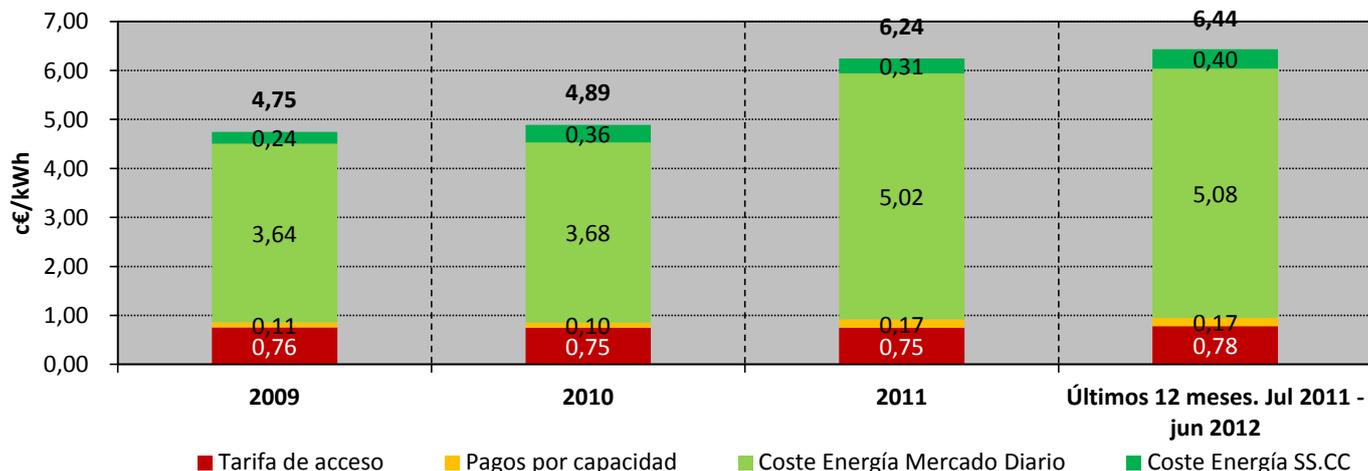
Consumidores de AT 4 (> 145 kV)

en los últimos cuatro meses

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el mismo mes del año anterior			
	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	mar 12 s/ mar 11	abr 12 s/ abr 11	may 12 s/ may 11	jun 12 s/ jun 11
Tarifa de acceso	0,71	0,66	0,65	0,87	9%	11%	10%	8%
Pagos por capacidad	0,16	0,10	0,15	0,20	-5%	0%	-1%	-5%
Coste de la energía	5,33	4,72	4,86	5,69	6%	-2%	-7%	9%
Mercado Diario	4,86	4,12	4,47	5,38	1%	-10%	-11%	6%
SS.CC	0,47	0,60	0,39	0,31	84%	143%	107%	68%
Total	6,20	5,49	5,65	6,75	6%	-1%	-5%	8%

en los últimos cuatro años

Componente	c€/kWh				Tasa de variación sobre el año anterior			
	2009	2010	2011	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009	2011 s/ 2010	Últimos 12 meses. Jul 2011 - jun 2012 s/
Tarifa de acceso	0,76	0,75	0,75	0,78	22%	-1%	0%	4%
Pagos por capacidad	0,11	0,10	0,17	0,17	1%	-1%	60%	-1%
Coste de la energía	3,88	4,03	5,33	5,49	-45%	4%	32%	3%
Mercado Diario	3,64	3,68	5,02	5,08	-47%	1%	36%	1%
SS.CC	0,24	0,36	0,31	0,40	-3%	46%	-14%	31%
Total	4,75	4,89	6,24	6,44	-39%	3%	28%	3%



Fuente: CNE (SINCRO, liquidación 8 de 2012), OMEL, REE y CNE.

Nota: No incluye impuestos, ni margen de comercialización



Comisión
Nacional
de Energía

BOLETÍN MENSUAL DE INDICADORES ELÉCTRICOS Y ECONÓMICOS

Octubre - 2012

INDICADORES ECONÓMICOS

9.- Indicadores económicos

Contabilidad Nacional trimestral de España
Producto Interior Bruto a precios de mercado y sus componentes. Datos brutos
Volumen encadenado referencia 2008. Tasas de variación interanual (%)

COMPONENTES DE LA DEMANDA	2010	2011	2011		2012	
			Tr. III	Tr. IV	Tr. I	Tr. II
Gasto en consumo final	0,9	-0,8	-0,9	-1,8	-1,7	-2,5
- Gasto en consumo final de los hogares	0,6	-0,8	-0,4	-1,8	-1,0	-2,3
- Gasto en consumo final de las ISFLSH ⁽¹⁾	2,8	-8,9	-8,7	-10,4	-1,2	-0,5
- Gasto en consumo final de las AAPP	1,5	-0,5	-2,1	-1,3	-4,4	-3,2
Formación bruta de capital fijo	-6,2	-5,3	-4,1	-6,8	-7,6	-9,6
- Activos fijos materiales	-6,7	-5,8	-4,6	-7,4	-8,4	-10,4
Construcción	-9,8	-9,0	-6,9	-9,2	-10,3	-12,0
Bienes de equipo y activos cultivados	2,6	2,3	2,2	-2,7	-4,6	-7,3
- Activos fijos inmateriales	3,5	3,1	4,8	1,1	3,6	3,1
Variación de existencias y adquisiciones menos cesiones de objetos valiosos ⁽²⁾	0,1	-0,1	0,1	0,1	0,4	0,0
DEMANDA NACIONAL ⁽²⁾	-0,6	-1,9	-1,8	-3,0	-2,9	-4,1
Exportaciones de bienes y servicios	11,3	7,6	8,2	6,3	2,1	3,1
- Exportaciones de bienes	15,1	8,5	9,4	5,6	1,8	3,2
- Exportaciones de servicios	4,1	5,8	6,5	8,0	3,0	2,8
• Gasto de los hogares no residentes en el territorio económico	2,6	6,4	6,6	3,9	-0,9	-1,7
Importaciones de bienes y servicios	9,2	-0,9	-0,4	-3,2	-5,5	-5,0
- Importaciones de bienes	12,1	-0,7	-0,7	-3,7	-5,2	-5,6
- Importaciones de servicios	0,3	-1,4	0,6	-1,6	-6,8	-2,7
• Gasto de los hogares residentes en el resto del mundo	0,4	-4,5	-4,5	-3,8	-8,5	-1,7
PRODUCTO INTERIOR BRUTO a precios de mercado	-0,3	0,4	0,9	-0,4	-0,6	-1,6

COMPONENTES DE LA DEMANDA	2010	2011	2011		2012	
			Tr. III	Tr. IV	Tr. I	Tr. II
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	2,0	8,2	8,7	7,5	2,6	2,2
Industria	4,3	2,7	3,5	-0,7	-3,3	-3,1
- Industria manufacturera	3,9	2,9	4,0	-1,1	-4,1	-4,5
- Construcción	-14,3	-5,9	-4,9	-4,1	-8,1	-8,5
Servicios	1,2	1,4	1,8	0,8	0,8	-0,5
- Comercio, transporte y hostelería	1,6	1,1	1,5	-0,4	0,1	-1,8
- Información y comunicaciones	6,5	3,9	4,2	3,1	1,7	0,7
- Actividades financieras y de seguros	-3,7	-3,6	-4,7	-0,7	4,3	1,8
- Actividades Inmobiliarias	-0,9	2,7	2,9	2,7	1,9	1,5
- Actividades profesionales	-0,2	3,2	4,1	3,2	0,2	-1,6
- Administración pública, sanidad y educación	2,4	1,1	1,4	0,3	0,6	0,1
- Actividades artísticas, recreativas y otros servicios	0,3	1,4	3,3	2,6	1,6	-1,0
Impuestos netos sobre los productos	0,1	-5,5	-4,8	-6,9	-0,6	-0,6
PRODUCTO INTERIOR BRUTO a precios de mercado	-0,3	0,4	0,9	-0,4	-0,6	-1,6

Fuente: INE

(1) ISFLSH: Instituciones sin fines de lucro al servicio de los hogares

(2) Aportación al crecimiento del PIB a precios de mercado

9.- Indicadores económicos

Escenario macroeconómico 2012 - 2013

Variación en % sobre el mismo periodo del año anterior, salvo indicación en contrario. 27 de septiembre 2012

CONCEPTOS	2011	Previsiones	
		2012	2013
PIB por componentes de la demanda (% variación real)			
Gasto en consumo final nacional	-0,8	-2,4	-3,1
<i>Gasto en consumo final nacional privado (a)</i>	-1,0	-1,5	-1,4
<i>Gasto en consumo final de las AA.PP.</i>	-0,5	-4,8	-8,2
Formación bruta de capital	-5,5	-9,9	-2,1
<i>Variación de existencias (contribución al crecimiento del PIB)</i>	-0,1	0,0	0,0
Demanda nacional	-1,9	-4,0	-2,9
Exportación de bienes y servicios	7,6	1,6	6,0
Importación de bienes y servicios	-0,9	-6,7	-1,5
Saldo exterior (<i>contribución al crecimiento del PIB</i>)	2,3	2,5	2,3
PIB	0,4	-1,5	-0,5
PIB a precios corrientes: miles de millones de euros	1.063,4	1.050,6	1.062,9
PIB a precios corrientes: variación en porcentaje	1,4	-1,2	1,2
Precios (variación en porcentaje)			
Deflactor del PIB	1,0	0,3	1,6
Costes laborales, empleo y paro (variación en porcentaje)			
Remuneración (coste laboral) por asalariado	0,7	-1,0	1,5
Empleo total (b)	-1,9	-3,7	-0,2
Productividad por ocupado (b)	2,2	2,6	0,7
Coste Laboral Unitario (CLU)	-1,4	-3,5	0,8
<i>Pro memoria: Encuesta de Población Activa</i>			
<i>Tasa de paro (% de la población activa)</i>	21,6	24,6	24,3
Sector exterior (porcentaje del PIB)			
Saldo operaciones corrientes con el resto del mundo	-3,7	-1,9	0,1
Capacidad (+) necesidad (-) de financiación frente al resto del mundo	-3,2	-1,4	0,6

Fuente: INE y Ministerio de Economía y Competitividad

(a) Incluye a los hogares y a las instituciones sin fines de lucro al servicio de los hogares.

(b) Empleo equivalente a tiempo completo, según Contabilidad Nacional

(p) Previsiones incluidas en el "Informe sobre posición cíclica de la Economía Española 2011"

9.- Indicadores económicos

Índice de Precios de Consumo (IPC), Índice de Precios Industriales (IPRI)
e Índice de Producción Industrial (IPI), Euribor a tres meses y Obligaciones a 10 años

Año	Mes	Tasa de Variación Interanual (%)						TIPOS DE INTERÉS (%)	
		IPC		IPRI		IPI		EURIBOR A TRES MESES	OBLIGACIONES A 10 AÑOS (2)
		General	Energía	General	Energía	General	Ciclo - Tendencia (1)		
2010	junio	1,50	10,88	3,20	8,74	3,25	2,24	0,73	4,56
	julio	1,92	11,79	3,29	9,76	-2,29	1,46	0,85	4,43
	agosto	1,82	8,88	2,74	7,04	3,40	0,63	0,90	4,04
	septiembre	2,13	11,07	3,38	9,14	-1,15	0,18	0,88	4,09
	octubre	2,33	12,58	4,09	10,51	-3,52	0,42	1,00	4,04
	noviembre	2,33	11,74	4,45	10,68	3,44	0,87	1,04	4,69
	diciembre	2,99	15,61	5,33	13,49	0,38	1,06	1,02	5,37
2011	enero	3,27	17,64	6,78	17,34	4,95	1,42	1,02	5,38
	febrero	3,59	19,03	7,56	18,47	3,34	1,33	1,09	5,26
	marzo	3,60	18,91	7,77	18,63	1,32	0,39	1,18	5,25
	abril	3,78	17,67	7,25	17,13	-4,01	-0,41	1,32	5,33
	mayo	3,51	15,33	6,72	15,41	1,16	-0,88	1,43	5,32
	junio	3,19	15,36	6,72	15,39	-2,58	-1,31	1,49	5,48
	julio	3,09	15,97	7,50	17,93	-5,24	-1,58	1,60	5,82
	agosto	2,96	15,28	7,06	17,25	0,31	-1,82	1,55	5,25
	septiembre	3,14	15,90	7,14	18,84	-1,39	-2,50	1,54	5,20
	octubre	3,01	14,49	6,67	17,88	-4,48	-3,75	1,58	5,25
	noviembre	2,87	13,77	6,47	17,71	-6,98	-4,66	1,48	6,19
	diciembre	2,38	10,33	5,49	15,19	-6,55	-4,88	1,43	5,50
2012	enero	2,00	7,95	4,86	14,30	-2,61	-5,41	1,22	5,40
	febrero	1,97	7,85	4,66	14,51	-3,23	-6,23	1,05	5,11
	marzo	1,90	7,54	4,37	13,65	-10,50	-6,72	0,86	5,17
	abril	2,06	8,87	2,98	8,39	-8,37	-6,83	0,74	5,79
	mayo	1,94	8,25	3,15	9,04	-5,86	-6,46	0,68	6,13
	junio	1,90	6,22	2,50	6,77	-6,92	-5,83	0,66	6,59
	julio	2,21	7,84	2,65	7,60	-2,71	-5,13	0,50	6,79
	agosto	2,65	11,91	4,10	12,60	-3,12	-4,34	0,33	6,58
	septiembre	3,41	13,39					0,25	5,92

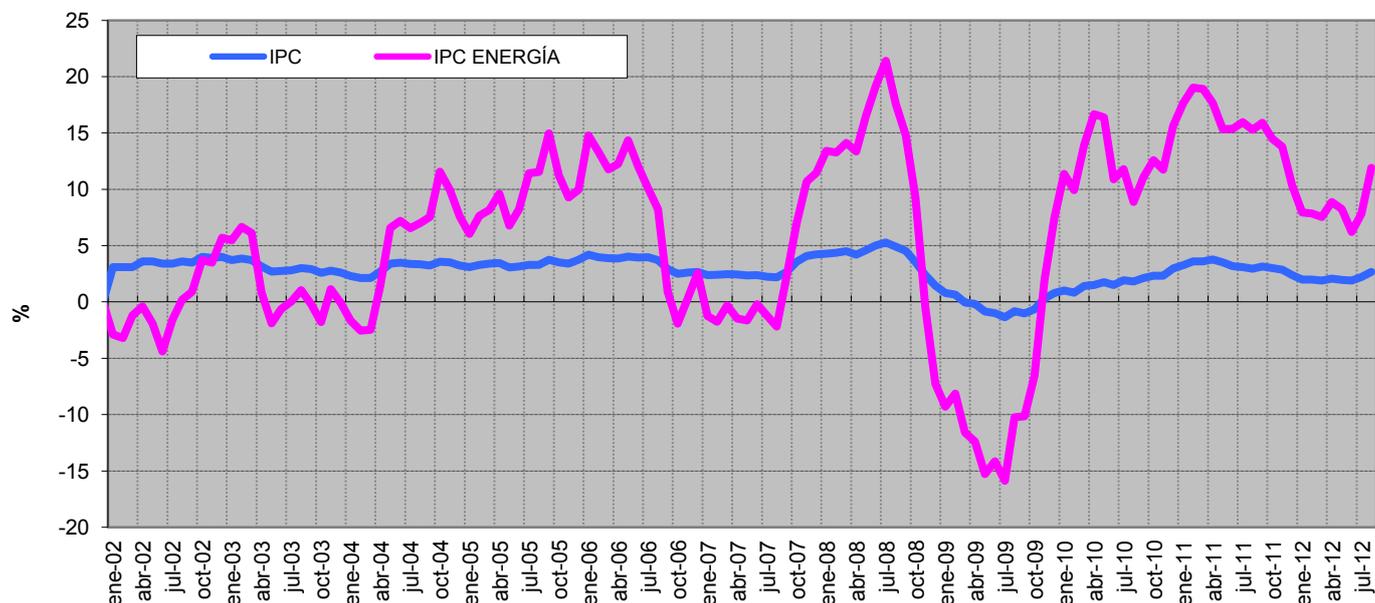
Fuente: INE, MEH y Banco de España

Nota: (1) Serie Ciclo - Tendencia obtenida por el Ministerio de Economía. Incluye corrección de valores atípicos.

(2) Mercado secundario. Operaciones simples al contado entre titulares de cuenta.

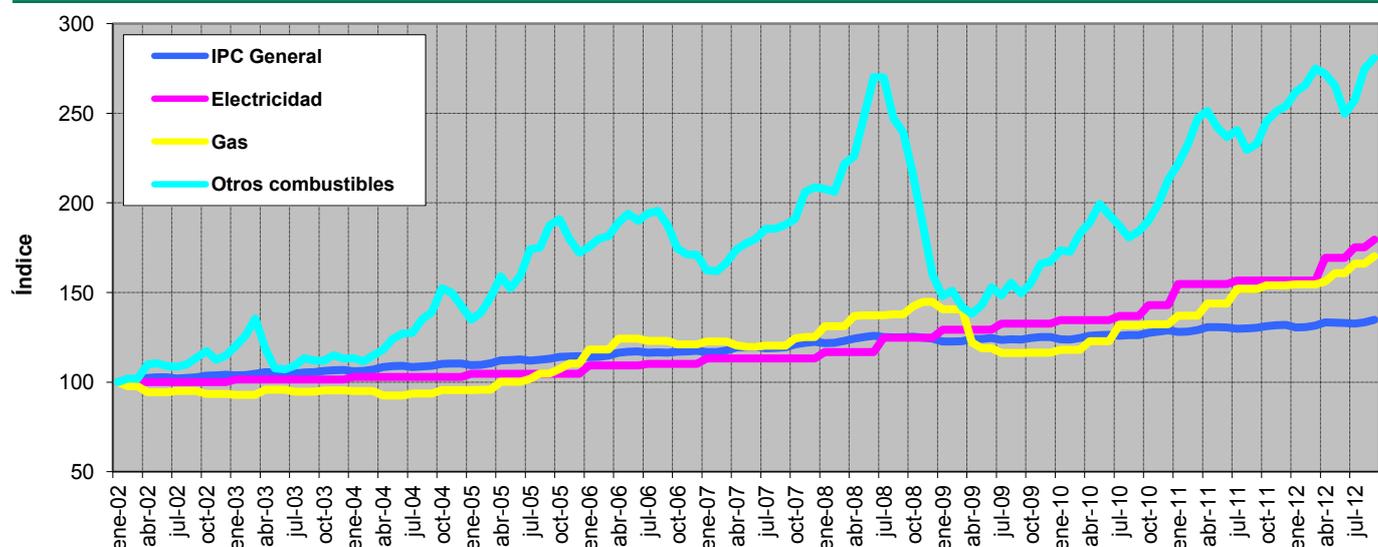
9.- Indicadores económicos

Índice de Precios de Consumo (IPC), y de su componente energético Tasa de variación interanual (%)



Fuente : INE

Índice de Precios de Consumo (IPC) y componentes del IPC ENERGÍA Enero - 2002 = 100



Fuente: INE

Descripción de los componentes energéticos del IPC

Electricidad: Gastos en energía eléctrica; gastos del contrato de la luz, alquiler y lectura de contador

Gas: Gastos de gas ciudad y gas natural : gastos del contador del gas; alquiler y lectura del contador

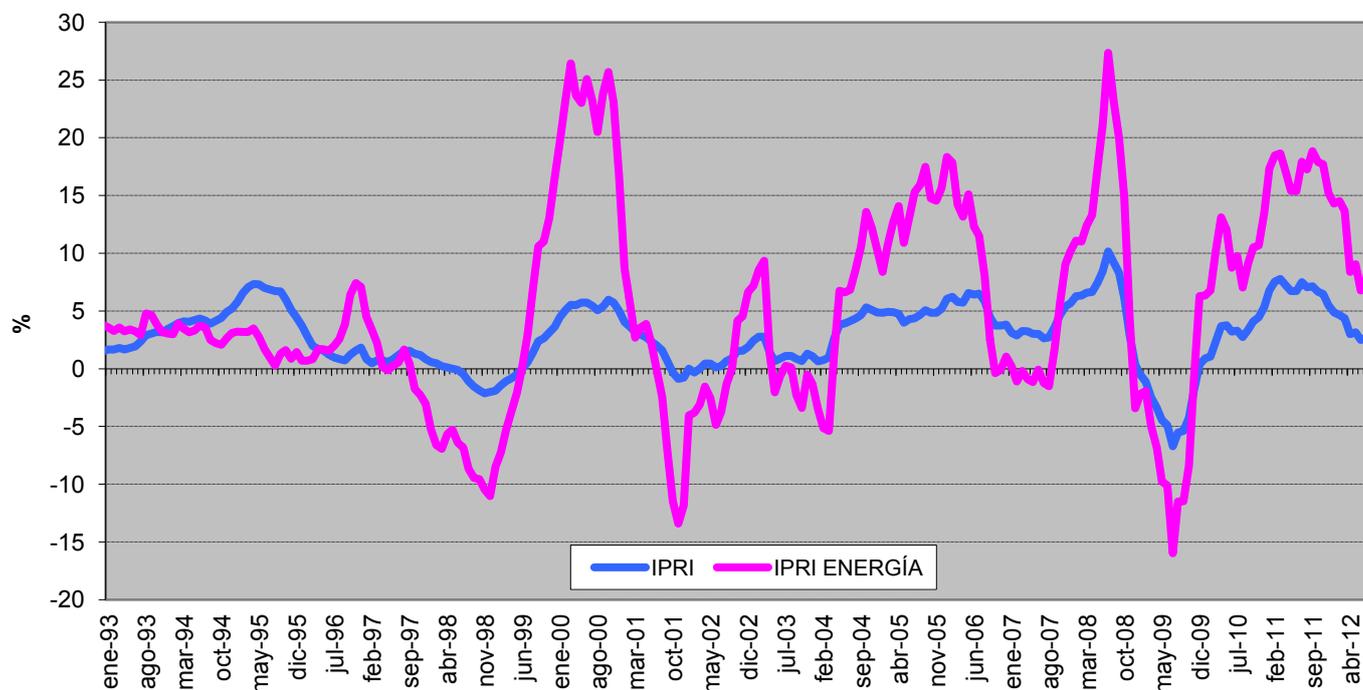
Gastos de butano y propano, etc, así como el alquiler y lectura de contadores, botellas y contenedores para estos gases

Otros Combustibles: Gasóleo, fuel -oil, petróleo lampante y otros combustibles líquidos

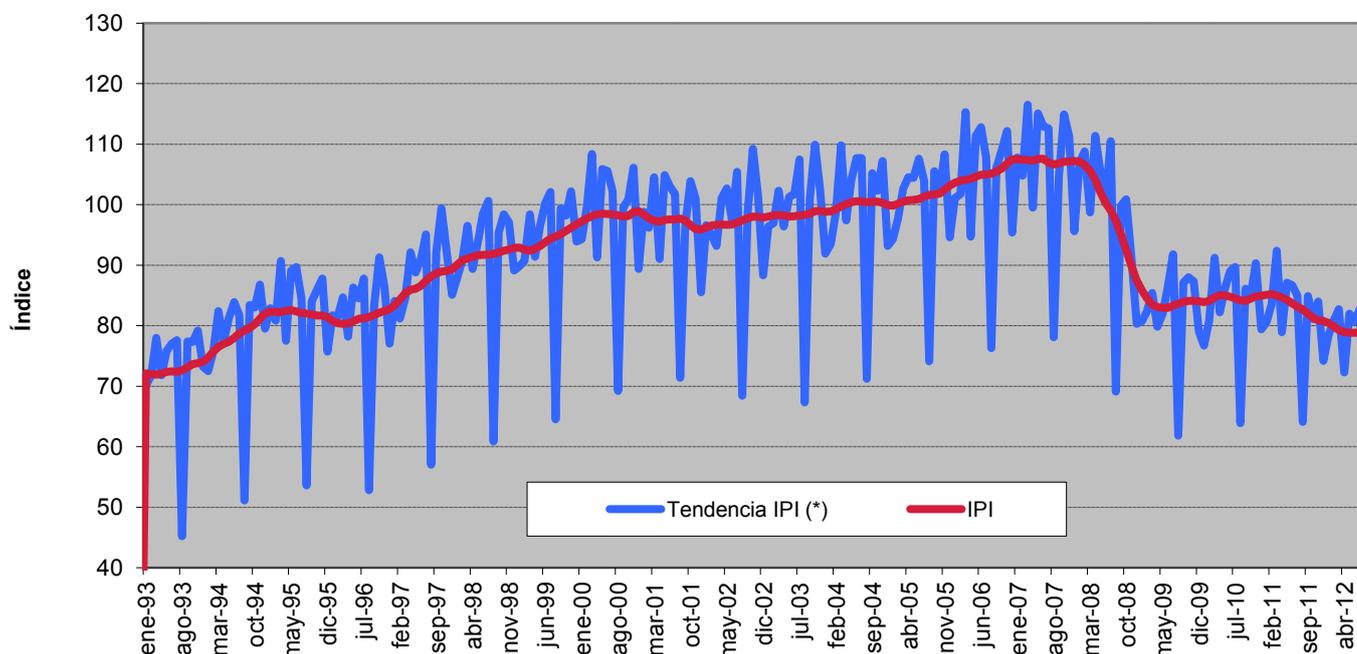
Gastos de carbón. Coque, aglomerados de carbón, madera, carbón vegetal...

9.- Indicadores económicos

Índice de Precios Industriales (IPRI) y su componente energético
Tasa de variación interanual (%)



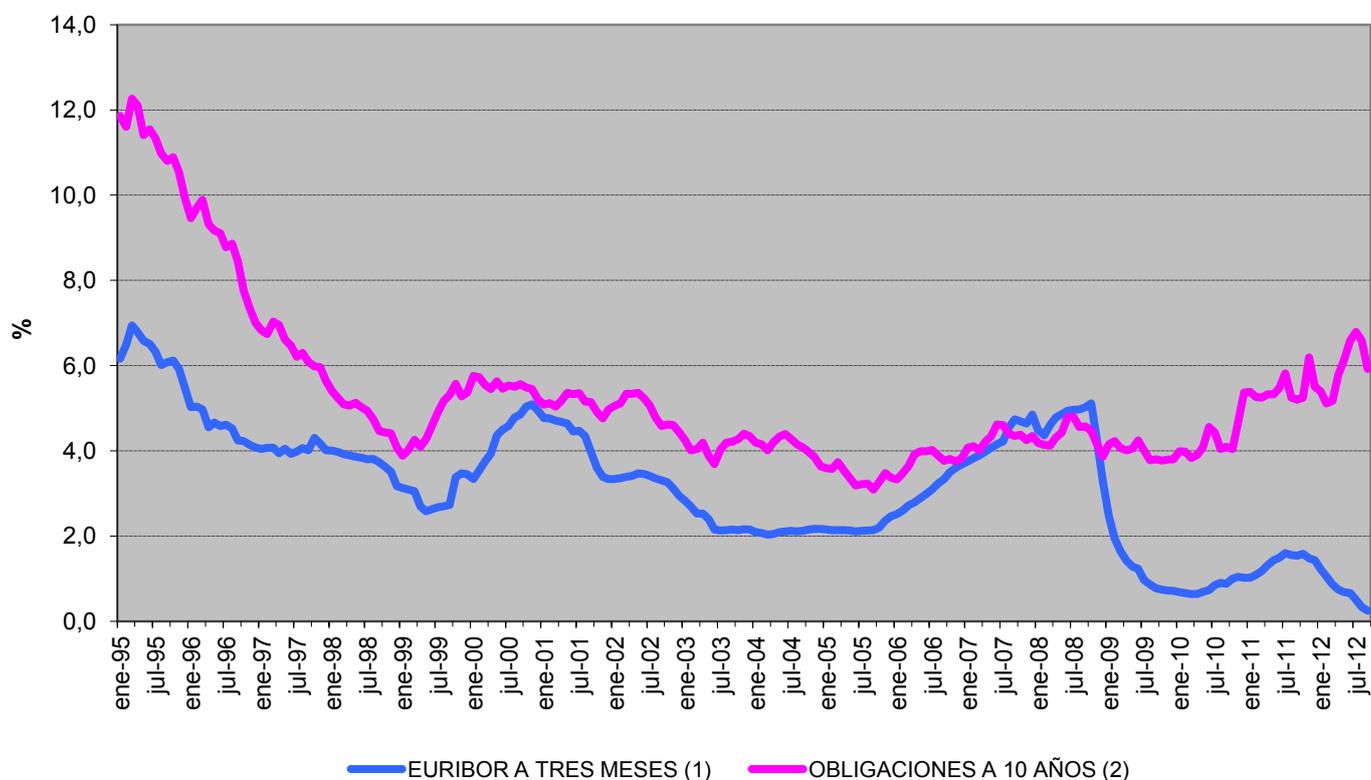
Evolución del Índice de Producción Industrial y de su tendencia (*)
Base 1990



(*) Serie de ciclo-tendencia obtenida por la SGPC (M. Economía). Incluye corrección de atípicos

9.- Indicadores económicos

Evolución de los tipos de interés a corto y a largo plazo



Fuente : Banco de España

(1) Para fechas anteriores a enero de 1999, los tipos de interés de la zona del euro se han calculado ponderando los tipos de interés nacionales por el PIB.

(2) Mercado Secundario. Operaciones Simples al contado entre titulares de cuenta