



INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD

DICIEMBRE 2013

8 de mayo de 2014

INDICE

1.	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL MERCADO MINORISTA EN ESPAÑA	10
2.	ANÁLISIS DE PRECIOS MEDIOS FACTURADOS POR LOS COMERCIALIZADORES LIBRES	22
I.	ANEXO I – SITUACIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD	33
I.1	CONTENIDO.....	33
I.2	CONTEXTO REGULATORIO	33
I.3	INFORMACIÓN UTILIZADA.....	34
I.4	GRADO DE AVANCE DE LA LIBERALIZACIÓN	36
I.4.1	Análisis por grupo empresarial.....	40
I.4.2	Análisis en función del segmento.....	41
I.4.2.1	Segmento doméstico.....	41
I.4.2.2	Segmento pymes	45
I.4.2.3	Segmento industrial.....	49
I.4.3	Análisis en función de la tarifa de acceso	53
I.4.4	Análisis en función del distribuidor.....	56
I.4.5	Número de comercializadoras libres.....	57
I.4.6	Análisis en función del comercializador	60
I.4.7	Cuota de los comercializadores en mercado libre en función del segmento	66
I.4.8	Diversificación de la cartera de los comercializadores por segmento	68
I.4.9	Cuota de los comercializadores por zona de distribución (fidelización)	69
I.4.9.1	Segmento doméstico.....	71
I.4.9.2	Segmento pyme	72

I.4.9.3	Segmento industrial	73
I.4.10	Diversificación de la cartera de los comercializadores por zona de distribución.....	75
I.4.10.1	Segmento doméstico	77
I.4.10.2	Segmento pyme	79
I.4.10.3	Segmento industrial	81
I.4.11	Análisis por tipo de suministro (suministros sólo electricidad vs duales) 83	
I.4.12	Análisis de los suministros en CUR sin derecho a TUR.....	83
I.4.13	Incremento y cuota incremental de suministro en mercado libre: Análisis en función del segmento.....	85
I.4.14	Incremento y cuota incremental de suministro en mercado libre: Análisis en función del comercializador	87
I.4.14.1	Análisis en función del comercializador y segmento	87
I.4.14.2	Análisis en función del comercializador y zona de distribución..	88
I.5	CAMBIOS DE COMERCIALIZADOR	89
I.5.1	Cambios desde CUR a comercializador libre	89
I.5.1.1	Rechazos	95
I.5.1.2	Retrasos.....	97
I.5.2	Cambios entre comercializadores libres	101
I.5.2.1	Rechazos	105
I.5.2.2	Retrasos.....	107
I.5.3	Cambios desde comercializador libre a CUR	110
I.5.4	Ratios de cambio de comercializador (“switching”).....	115
I.5.5	Fecha de solicitud de cambio de comercializador	117

II. ANEXO II: PRECIOS MEDIOS FACTURADOS POR LOS COMERCIALIZADORES	118
II.1 INFORMACIÓN UTILIZADA.....	118
II.2 CLASIFICACIÓN DE CONSUMIDORES	120
II.3 PRECIOS DE LOS COMERCIALIZADORES LIBRES	122
II.3.1 Evolución trimestral de los precios medios finales	122
II.3.1.1 Por segmento de consumo según el tipo de punto de medida.	122
II.3.1.2 Por segmento de consumo según la tarifa de acceso.....	123
II.3.1.3 Por tarifa de acceso	123
II.3.2 Evolución trimestral de precios medios de energía eléctrica facturados	124
II.3.2.1 Por segmento de consumo según el tipo de punto de medida.	124
II.3.2.2 Por segmento de consumo según la tarifa de acceso.....	126
II.3.2.3 Por tarifa de acceso	126
II.4 COMPARATIVA ENTRE EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO FACTURADO POR LA ENERGÍA Y EL COSTE ESTIMADO DE LA ENERGÍA	127
II.4.1 Metodología.....	128
II.4.1.1 Precio medio facturado por la energía incluyendo costes de comercialización	128
II.4.1.2 Coste de adquirir energía en mercado de producción.....	129
II.4.1.3 Diferencia entre el precio medio facturado por la energía en el mercado minorista y el coste de adquirir energía en el mercado de producción	135
II.4.2 Resultados segmentados por tarifa de acceso.....	135
II.4.2.1 Tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA: consumidores domésticos con derecho a TUR	138

II.4.2.2	Tarifas de acceso 2.1A y 2.1DHA: consumidores domésticos sin derecho a TUR	141
II.4.2.3	Tarifa de acceso 3.0A y 3.1A: consumidores pymes	142
II.4.2.4	Tarifa de acceso 6.X: consumidores industriales	144

RESUMEN EJECUTIVO

A diciembre de 2013 los consumidores sin derecho a la conocida hasta entonces como Tarifa de Último Recurso, TUR (actualmente Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, PVPC) se encuentran prácticamente en su totalidad suministrados por un comercializador diferente al Comercializador de Último Recurso (CUR). Por su parte, el 40% de los consumidores que tienen derecho a la TUR (44% en términos de energía) ya se encuentran suministrados por ese tipo de comercializadores, lo que supone un avance en la liberalización de 8 puntos respecto a hace un año.

A pesar de la fuerte presencia del suministro de último recurso en el segmento doméstico con derecho a TUR se sigue observando en el año 2013, al igual que en el año anterior, un incremento significativo de la **actividad de comercializadores no ligados a las empresas energéticas tradicionales** en la red de distribución de estas empresas. A diciembre de 2013, existen 48 comercializadores con un volumen significativo de clientes en este segmento (38 un año antes), segmento que históricamente había sido suministrado por las 5 empresas energéticas tradicionales. Además, en diciembre de 2013, se ha llevado a cabo la extinción de la habilitación de dos comercializadores (Comercializadora Energética Mediterránea, S.L.U y Eléctrica Renovables Más 3, S.L.) por incumplir los requisitos exigidos en el Real Decreto 1955/2000 para ejercerla.

Los comercializadores no vinculados a las 5 empresas energéticas tradicionales siguen progresivamente aumentando su cuota de participación en el mercado no regulado contando, a diciembre de 2013, con más del 30% de la energía suministrada en el segmento industrial (21% del total del mercado no regulado). Llama la atención que el 31% de los consumidores pymes y el 36% de los industriales que cambiaron de comercializador en el año 2013 eligieron a uno de estos comercializadores. A pesar de estos progresos, las 3 mayores empresas comercializadoras suministran aún el 90% del total de la energía del segmento doméstico mientras que, las empresas no vinculadas a los grupos energéticos tradicionales cuentan con una cuota de sólo el 3% de este segmento.

A diciembre de 2013, el mercado minorista presenta una **tasa de “switching”** de un 12%, en el entorno de las más altas de Europa siendo especialmente relevante el aumento de los cambios registrados entre comercializadores diferentes a los de último recurso. Esta tasa resulta superior a la de mercados comparables como es el de la telefonía móvil (con una tasa de portabilidad del 10% en 2012). A pesar de las altas tasas, la TUR podría estar desincentivando los cambios de suministrador ya que el segmento de consumidores con derecho a TUR, presenta una tasa inferior al resto (12% frente a 17% en el segmento sin derecho a TUR, 27% en pymes y 22% en el segmento industrial). En este sentido, la CNMC ha

propuesto la necesidad de definir un calendario progresivo que suponga la desaparición de la TUR¹.

En el año 2013, los comercializadores que más crecen² en términos relativos en el segmento doméstico con derecho a TUR son, Fenie Energía S.A., Som Energía SCCL, Audax Energía, S.L., Watium S.L., HolaLuz y Gesternova S.A., empresas comercializadoras no ligadas a ninguna zona de distribución. Som Energía aparecía en junio de 2013, en las primeras posiciones del comparador de ofertas de la CNMC para el segmento doméstico con derecho a TUR³.

El pasado otoño, la OCU organizó la primera iniciativa de “**switching**” colectivo siendo Holaluz⁴ la ganadora de la subasta de electricidad (con una oferta más competitiva que la que mantenía en el comparador de la CNMC), mientras que la subasta de electricidad y gas quedó desierta. Según los datos publicados por la OCU, el ahorro medio anual para los consumidores inscritos era del 5%. Holaluz ha pasado de suministrar energía en diciembre de 2012 a algo más de 500 consumidores, a sobrepasar los 7.800 consumidores un año después⁵.

Los **precios medios totales facturados**⁶ aplicados por los comercializadores diferentes a la CUR en el año móvil julio 2012 – junio 2013, ascienden ligeramente (3-5%) respecto al año anterior. El consumidor doméstico con derecho a TUR pagaría por su factura eléctrica neta de impuestos 181€/MWh, el consumidor doméstico sin derecho a TUR, 184€/MWh, el consumidor pymes pagaría 147€/MWh y el industrial 92€/MWh.

No obstante, si se descuentan los componentes regulados de la factura (peajes de acceso y pagos por capacidad), los **precios medios facturados por el suministro eléctrico** se habrían incrementado en un 2%.

Si bien no se conocen los costes de adquisición de energía de los comercializadores, ni los productos a largo plazo elegidos para la cobertura del suministro a sus clientes, en este informe, se han realizado una serie de estimaciones de dicho coste con el fin de poder realizar una valoración sobre los márgenes brutos estimados para estas empresas. En este sentido, considerando una cobertura total de la comercialización en los mercados a plazo, sus **costes de adquisición estimados** se habrían incrementado un 2,5% en junio de 2013 respecto a junio de 2012. Por el contrario, si se considera una cobertura parcial, sus costes se habrían reducido un 9% en ese mismo periodo. Esta diferencia

1

http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/14_02_25%20%20Informe%20RD%20PV%20PC.pdf

² Con cuotas de crecimiento superiores al 100% y número de suministros al final del periodo superior a 1.000.

³ Informe de Supervisión del Comparador de Ofertas de Gas y Electricidad, junio 2013.

⁴ Clídom Energy, S.L.

⁵ Número de clientes aún alejado de los aproximadamente 27.000 clientes que se cambiaron efectivamente en la subasta colectiva. En próximos informes se espera contrastar esta información a través de los datos aportados por los distribuidores en la Circular 1/2005.

⁶ Netos de impuestos

responde al hecho de que los mercados a plazo no anticiparon los bajos precios observados en el mercado spot durante el primer semestre de 2013 debido a una hidraulicidad y eolicidad mayor de la esperada.

Se observa en el periodo analizado, una convergencia en los márgenes brutos estimados para los **segmentos domésticos** con y sin derecho a TUR (segmento con un 17% de “switching”). El margen bruto estimado para el segmento de los consumidores domésticos con derecho a TUR sobre el coste de la energía en los mercados a plazo presentaba cierta estabilidad histórica (en el entorno de los 5-6 €/MWh) y se ha incrementado en el primer semestre de 2013 hasta alcanzar los 8 €/MWh en junio de 2013⁷ mientras que, el margen bruto estimado para los consumidores domésticos sin derecho a TUR sobre el coste de la energía en los mercados a plazo se ha mantenido estable en el entorno de los 10 €/MWh.

El margen bruto estimado para el **segmento pymes** sobre el coste de la energía en los mercados a plazos sigue la tendencia descendente observada en informes anteriores, alcanzando los 4 €/MWh en junio de 2013, lo que resulta coherente con la alta tasa de “switching” que presenta este segmento (>27% en el año 2013).

El **segmento industrial** es el que presenta históricamente los márgenes más ajustados. Los márgenes brutos se sitúan en niveles negativos en este periodo considerando las estrategias de coberturas en los mercados a plazo, lo que hace considerar que en este segmento, los comercializadores estén utilizando estrategias mixtas de cobertura en los mercados a plazo y spot (con 3 €/MWh de margen bruto estimado). Esta situación sería coherente con la existencia de un mayor número de consumidores de este tipo que optan por contratar precios indexados a la evolución del precio del mercado spot.

⁷ Este incremento se debe a los precios elevados de facturación que presenta una empresa, aparentemente ligados al despliegue de uno de sus productos en el que garantiza precio fijo durante dos años.

Tabla 1. Datos de interés sobre la estructura del mercado eléctrico minorista español.

	Diciembre 2012				Diciembre 2013			
	Doméstico	Pymes	Industrial	Total	Doméstico	Pymes	Industrial	Total
Número de suministros en CUR	17.810.694	52.370	270	17.863.334	15.691.638	38.856	168	15.730.662
Número de suministros en mercado libre	9.028.125	780.943	21.704	9.830.772	11.192.940	777.112	21.934	11.991.986
Porcentaje (%) de suministros en mercado libre	34% ≤10 kW > 10kW 32% 88%	94%	99%	35%	42% ≤10 kW > 10kW 40% 90%	95%	99%	43%
Porcentaje (%) de volumen de energía en mercado libre	43% ≤10 kW > 10kW 37% 92%	98%	100%	80%	50% ≤10 kW > 10kW 44% 93%	98%	100%	83%
Comercializadoras activas ¹ en mercado libre	87 ≤10 kW > 10kW 81 72	86	52	100	113 ≤10 kW > 10kW 103 97	113	69	125
Comercializadoras activas con volumen significativo ² en mercado libre en la red de las 5 grandes distribuidoras	39 ≤10 kW > 10kW 38 25	35	28	57	54 ≤10 kW > 10kW 48 35	50	37	66
Cuota (GWh) en mercado libre de comercializadoras no pertenecientes a los 5 grandes grupos	2%	10%	26%	17%	3%	14%	30%	21%
Cuota (GWh) en mercado libre de las 3 mayores comercializadoras libres	91%	80%	62%	72%	90%	75%	55%	67%
Fidelización (medida en volumen de energía)	70%	55%	42%	51%	70%	51%	40%	49%
Cambios de CUR a mercado libre	2.019.456	28.625	303	2.048.384	2.074.122	14.740	293	2.089.155
Cambios entre comercializadoras libres	998.845	185.730	3.845	1.188.420	1.087.329	207.446	4.437	1.299.212
Tasa de switching anual	11,3%	25,6%	19,5%	11,7%	11,8%	26,7%	21,5%	12,2%
Tasa de cambios entre comercializadoras libres ³	14,4%	24,3%	18,3%	15,4%	12,0%	26,6%	20,4%	13,2%
Precio medio total neto de impuestos (€/MWh)	≤10 kW > 10kW 173 174	139	90	NA	≤10 kW > 10kW 181 184	147	92	NA
Precio minorista por suministro ⁴ (€/MWh)	≤10 kW > 10kW 86 86	80	59	NA	≤10 kW > 10kW 87 89	83	61	NA
Margen bruto estimado ⁵ (€/MWh)	6-9 10-11	5-6	(4)-(3)	NA	8-14 10-18	4-12	(4) - 3	NA

Fuente: CNMC

(1) El concepto "activas" se refiere a aquellos comercializadores que a una fecha dada están suministrando energía a sus clientes.

(2) El concepto "activas con volumen significativo" se refiere a aquellos comercializadores que a una fecha dada están suministrando energía a más de 100 clientes domésticos o pymes, y a más de 10 clientes en el segmento industrial.

(3) La tasa de cambio entre comercializadores libres se refiere al ratio entre el número total de cambios realizados entre comercializadores libres en un año respecto al número de suministros en mercado libre al comienzo del año analizado.

(4) Precio facturado por los comercializadores libres tras descontar el importe de la tarifa de acceso, IE e IVA.

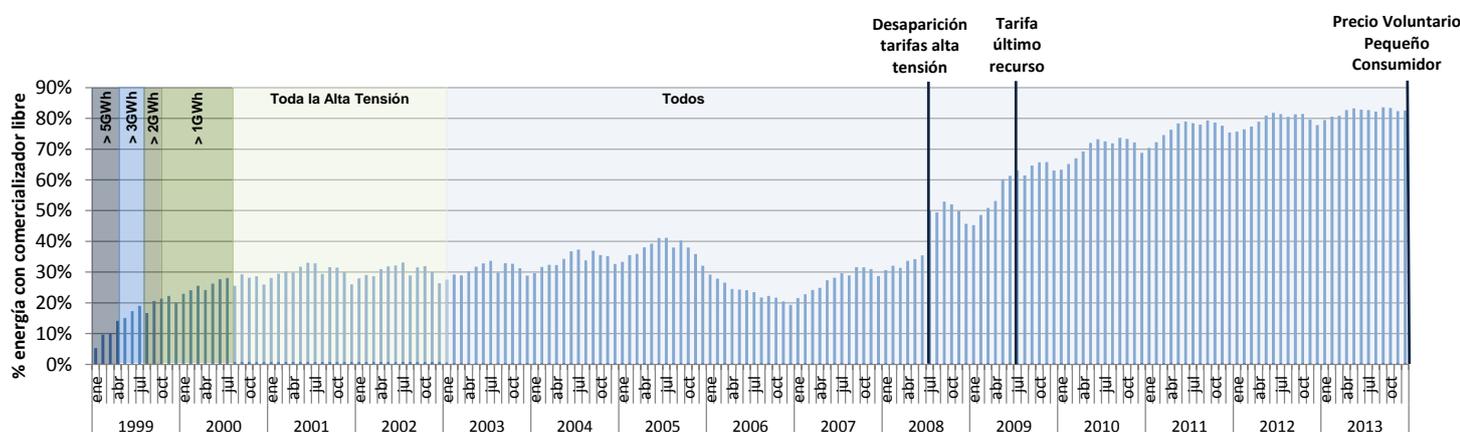
(5) Límite inferior del margen bruto estimado para el segmento de los consumidores con derecho a TUR a partir del coste de la energía en los mercados a plazo al precio CESUR, para el resto de los consumidores, a partir de estrategias de cobertura en los mercados a plazo. Límite superior del margen bruto estimado a partir de una estrategia mixta de cobertura (60% en el mercado spot y 40% en los mercados a plazo) para todos los tipos de consumidores.

1. ANALISIS DE LA SITUACIÓN DEL MERCADO MINORISTA EN ESPAÑA

Grado de avance de la liberalización

A 31 de diciembre de 2013, el número de consumidores en el mercado minorista español asciende a más de 27,7⁸ millones de consumidores de los cuales casi 12 millones es decir, el 43% de los puntos de suministro y el 83% del volumen de energía consumida, se encuentran suministrados por comercializadores libres. Si se comparan estos valores con los registrados un año antes (35% en número de suministros y 80% en volumen de energía), se observa un continuo avance en el proceso de libre elección del comercializador

Gráfico 1. Calendario de liberalización del mercado minorista de electricidad. Volumen de energía suministrado a través de un comercializador libre.



Fuente: CNMC

Los consumidores sin derecho a TUR⁹ (potencia contratada superior a 10kW) se encuentran prácticamente en su totalidad suministrados por comercializadores libres. A finales de diciembre de 2013, existen únicamente 35.732 puntos de suministro sin derecho a TUR suministrados por un CUR a precio disuasorio¹⁰. Esta cifra supone un descenso de más del 22% respecto a la información a diciembre de 2012. En estos 35.732 puntos se encuentran puntos de suministro

⁸ 28,7 millones de consumidores si se toma la información de todas las distribuidoras (no sólo de las cinco grandes) de las que dispone información esta Comisión a fecha de redacción del informe. A no ser que se especifique lo contrario, la referencia a la Circular 1/2005 comprende los datos aportados por las 5 grandes distribuidoras (excluye los datos de la distribuidoras de menos de 100.000 cliente).

⁹ Tras la publicación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la Tarifa de Último Recurso (TUR) a la que se hace referencia queda sustituida por el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

¹⁰ En la actualidad, los distribuidores están proporcionando mensualmente a la OCSUM un listado con estos puntos de suministro con el fin de hacer accesible dicha información a todos los comercializadores y facilitar así, la realización de ofertas a dichos clientes a un precio libremente negociado (disposición adicional tercera del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo).

que desde el 1 de julio de 2009 no han formalizado un contrato en mercado libre¹¹ y aquellos que, no teniendo derecho a TUR se encuentran transitoriamente sin contrato en mercado libre¹².

En el caso de los consumidores con derecho a TUR¹³, el grado de avance de la liberalización está condicionado por la presencia de la tarifa de último recurso (TUR). A diciembre de 2013, un 40% de los consumidores con derecho a TUR (44% medido en términos de energía) se encuentra suministrado por un comercializador libre, lo que representa un incremento de 8 puntos básicos (7 puntos básicos en términos de energía) respecto a la cuota de un año antes.

Número de comercializadores activos

A diciembre de 2013, un total de 162 comercializadores¹⁴ diferentes a los CUR suministraron electricidad a consumidores: 151 comercializadores en el segmento doméstico, 150 en el segmento pymes y 98 en el segmento industrial.

En el último año, como ya se avanzó en el último informe minorista, se sigue observando un incremento de la actividad empresarial tanto de comercializadores nuevos como de comercializadores ya existentes, en los segmentos pymes y doméstico, segmentos en los que tradicionalmente se observaba un menor grado de desarrollo del mercado libre. Continúa la penetración de comercializadores libres en las redes de distribución de los 5 grandes grupos energéticos, lo que denota la existencia de comercializadores nuevas con una fuerte actividad de captación de clientes no ligadas a una determinada zona de distribución¹⁵. En concreto, el número de comercializadores activos con un volumen significativo de clientes¹⁶ en la zona de distribución de los 5 grupos tradicionales ha pasado de 39 a 54, de 35 a 50 y de 28 a 37 en el segmento doméstico, pymes e industrial, respectivamente.

¹¹ A efectos de este informe y aunque no es del todo preciso, se considera mercado libre al mercado suministrado por los comercializadores distintos de los de Último Recurso (en adelante, comercializadores libres o comercializadores).

¹² La disposición transitoria única de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de instalaciones del régimen especial dispone que “los consumidores conectados en alta y baja tensión que a 31 de diciembre estén siendo suministrados por un CUR 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 RD 485/2009 de 3 de abril, podrán seguir siendo suministrados por dicho CUR”. Además, en la disposición final primera de la citada orden se modifica el artículo 21.2 de la orden ITC/1659/2009 eliminando la limitación temporal de 6 meses para el suministro por parte de un CUR para este tipo de suministros.

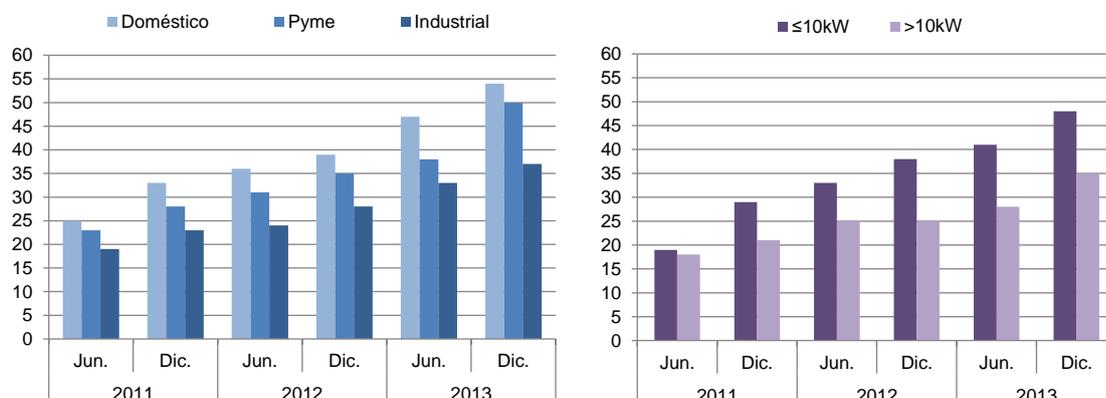
¹³ Consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 10kW. Consumidores con tarifas de acceso 2.0A, 2.0DHA y 2.0DHS.

¹⁴ Información aportada por todos los distribuidores de los que se dispone información a través de la Circular 1/2005 a junio de 2013.

¹⁵ En 2009 se dieron de alta un número significativo de comercializadores ligados al suministro en las áreas de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, cuya actividad suele estar orientada a los consumidores conectados a la red de dichas distribuidoras.

¹⁶ Se ha considerado un volumen significativo, el suministro de energía a más de 100 clientes en el caso de doméstico o pymes, según el caso y a más de 10 clientes en el segmento industrial.

Gráfico 2. Evolución del número de comercializadores con un volumen significativo* de clientes en las zonas de distribución de las cinco grandes empresas distribuidoras. Información desglosada por segmento de consumo.



Fuente: CNMC

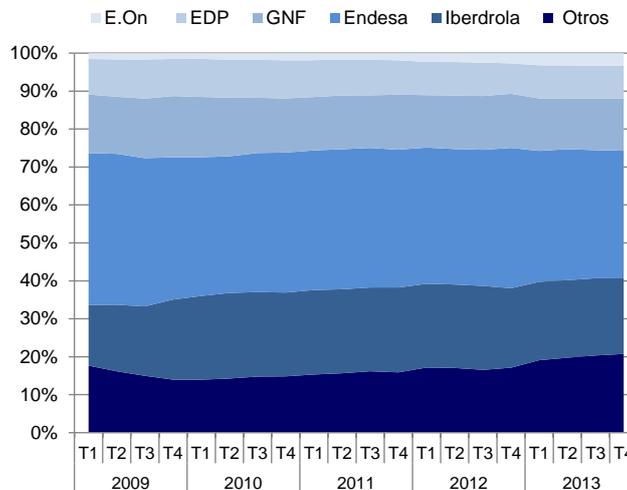
*Un comercializador se considera “con un volumen significativo” cuando a una fecha dada suministra energía eléctrica a más de 100 clientes domésticos o pymes, según el caso y a más de 10 clientes en el segmento industrial.

Estructura del mercado

La actividad de los comercializadores que suministran a precio libre continúa presentando un ratio de concentración de mercado significativo, ya que a diciembre de 2013, los tres mayores grupos comercializadores del país aglutinan el 67% del volumen de energía suministrado en mercado libre (72% un año antes).

No obstante, se aprecia un lento pero progresivo aumento de la cuota de energía suministrada por los comercializadores no pertenecientes a los cinco grandes grupos energéticos tradicionales en su red de distribución (16%, 17% y 21% a diciembre de 2011, 2012 y 2013, respectivamente), derivado fundamentalmente del incremento de su participación en el segmento de consumidores industriales donde a diciembre de 2013, ya suministran el 30% del total de la energía. Por el contrario, la participación de estos comercializadores en el segmento doméstico se mantiene reducida, (3% a diciembre de 2013 en términos de energía).

Gráfico 3. Evolución de la cuota de energía en mercado libre suministrada por grupo de comercialización.



Fuente: CNMC

Llama la atención que cada vez son más los consumidores pymes e industriales que eligen a un comercializador no ligado a los grupos energéticos tradicionales como suministrador. El 31% de las pymes y 36% de los consumidores industriales que cambiaron de comercializador libre en el último año, eligieron a uno de estos comercializadores.

Grado de fidelización

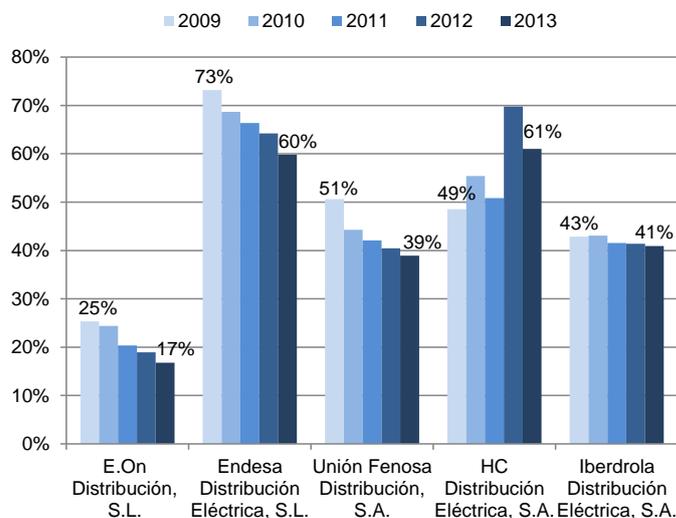
Durante el último año analizado se observa, en líneas generales¹⁷, ligeras reducciones en el grado de fidelización medido en volumen de energía (tendencia de los consumidores a ser suministrados por el comercializador libre del grupo empresarial de la red de distribución de su zona). A diciembre de 2013, la cuota de energía suministrada por la empresa comercializadora perteneciente al grupo de la red de distribución es en media, del 49% y se reduce ligeramente respecto al valor observado un año antes (51%).

En el año 2013, destaca el descenso en el grado de fidelización (medido en volumen de energía) en todas las redes de distribución para el segmento pymes e industrial¹⁸ en todas las redes de distribución. En el segmento doméstico, incrementan sólo ligeramente la fidelización en las redes de distribución de Endesa (del 67% al 69%) y Unión Fenosa (del 57% al 58%).

¹⁷ A excepción de la reducción desde un 60% en junio de 2012 a un 48% un año después en el grado de fidelización (medida en volumen de energía) en la red de E.On para el segmento doméstico.

¹⁸ A excepción del grado de fidelización para el segmento industrial en la red de Iberdrola que incrementa ligeramente del 25% al 26%.

Gráfico 4. Evolución del grado de fidelización (tendencia de los consumidores a ser suministrados por el comercializador libre del grupo empresarial de la red de distribución de su zona).



Fuente: CNMC

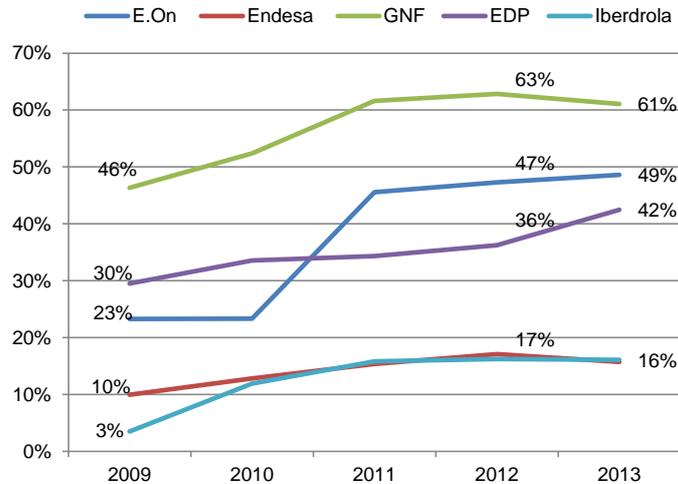
Captación de clientes fuera de la zona de distribución del grupo

En líneas generales, continúa la tendencia al aumento en la diversificación de la cartera de los comercializadores libres (medida tanto en puntos de suministro como en energía) fuera de su red de distribución respecto a los valores de un año antes.

No obstante, se aprecia un ligero incremento de la concentración de la cartera de clientes de Endesa Energía y Gas Natural Fenosa en la red de distribución de su grupo, presentando unas cuotas a diciembre de 2013 de 84% y 39% de clientes comercializados en su red de distribución, respectivamente.

En el año 2013, la cuota de captación de puntos de suministro de estos dos grupos comercializadores en una red ajena a su grupo empresarial fue menor que la cuota fuera de su red presente al comienzo del periodo. En el caso de Endesa Energía parece que la cuota de captación en una red ajena se ha podido diluir por el movimiento de más de 710.000 clientes del CUR de su grupo a su comercializador libre (estos movimientos en su red ya sólo representan el 78% del total de incremento de puntos de suministro en mercado libre de Endesa Energía). Los comercializadores libres del grupo Gas Natural Fenosa han captado más de la mitad de su cartera fuera de su red de distribución (52%) durante el 2013. No obstante, al presentar una cuota de energía suministrada fuera de su red elevada al comienzo del periodo (63%), necesitaban mayores esfuerzos de captación para mantener el nivel de diversificación de su cartera de clientes fuera de su red.

Gráfico 5. Evolución del % de energía suministrada por comercializador fuera de la red de distribución de su grupo empresarial



Fuente: Circular 1/2005

Cuota de puntos de suministro por empresa

El comercializador del grupo Iberdrola superó por primera vez los 5 millones de consumidores en mercado libre en el segundo trimestre de 2013 y sigue ostentando la mayor cuota de participación en mercado libre (45,5%) medida en puntos de suministro. Del total de los 2.161.214 nuevos puntos de suministro en mercado libre registrados en el año 2013, un 42% pasan a ser suministrados por Endesa Energía, S.A. y un 34% por Iberdrola Generación, S.A. No obstante, si se observa el conjunto de la comercialización en mercado minorista (tanto en CUR como en mercado libre), tanto el grupo Iberdrola como el grupo Endesa pierden cuota de mercado en el año móvil analizado. Estos datos parecen indicar que el crecimiento de ambos grupos en mercado libre se debe principalmente al paso natural de los consumidores domésticos en el CUR de su grupo, a su comercializador libre. De hecho, Iberdrola Generación y Endesa Energía presentan las cuotas de captación fuera de su mercado natural más bajas de los cinco grupos energéticos tradicionales con cuotas de 15% y 12%, respectivamente, frente a una media del mercado¹⁹ de 22% (59% si no se consideran a estos dos grandes grupos comercializadores).

El comercializador CH Cide centra su actividad en puntos de suministro conectados en la red de las distribuidoras de menos de 100.000 clientes²⁰. A finales del 2013, presenta una cartera de más de 429.400 clientes siendo, en función del tamaño de la cartera de clientes, el cuarto grupo comercializador por delante de E.On Energía.

¹⁹ Medida sobre la actividad de los comercializadores pertenecientes a los 5 grupos energéticos tradicionales del país.

²⁰ Las tablas en el anexo de este informe no reflejan de manera precisa la realidad del comercializador CH Cide ya que el 99% de los puntos de suministro a los que suministra este comercializador se encuentran en la red de las distribuidoras de menos de 100.000 clientes (no representadas en el informe).

Cuota de volumen de energía por empresa

En términos de volumen de energía, Endesa Energía siguen liderando el mercado libre con una cuota de 34% a diciembre de 2013. No obstante, los 3 mayores grupos comercializadores pierden cuota de mercado a favor, principalmente, de los comercializadores no vinculadas a los cinco grupos energéticos tradicionales cuya cuota de mercado conjunta pasa de un 17% en diciembre de 2012, a un 21% un año después.

Tasa de “switching”

A diciembre de 2013, la tasa de “switching”²¹ anual del mercado minorista español asciende a un 12,2%. Esta tasa de “switching” comprende más de 2 millones de cambios de CUR a mercado libre y casi un 1,3 millones de cambios entre comercializadores libres. La tasa de “switching” experimenta un ligero ascenso respecto un año antes (11,7%), y mantendría al mercado minorista español en el grupo de los “Warm Active Markets” según el “Utility Customer Switching Project” de VaasaETT²². En este grupo se encuentran aquellos países con una tasa de “switching” anual entre el 8,5% y el 14% y en el que “los comercializadores se exponen a un riesgo considerable de pérdida de clientes si no compiten activamente en el mercado o si no fidelizan adecuadamente a sus clientes”.

La tasa de “switching” anual del mercado minorista por segmentos asciende en diciembre de 2013 a un 12% para el segmento doméstico, un 27% para pymes y un 21,5% para el segmento industrial. Desde el año 2009, la tasa de “switching” se ha incrementado progresivamente primero, por el paso natural de los consumidores sin derecho a TUR a mercado libre y más tarde, por el paso de los consumidores domésticos con derecho a TUR en la búsqueda de ofertas más ventajosas en mercado libre. En el año móvil analizado, se sigue observando una tendencia creciente en el número de los cambios entre comercializadores libres. Estos cambios ascienden a casi 1,3 millones en el último año analizado. Como se observó en el último informe, este hecho refleja un aumento en el grado de movilidad del mercado minorista español que ya no sólo se nutre de movimientos de CUR a comercializador libre sino que experimenta un aumento significativo en el número de cambios entre comercializadores libres.

Si analizamos la tasa de “switching” en el segmento de los consumidores domésticos con y sin derecho a TUR, observamos que para el segmento de consumidores con derecho a TUR la tasa de “switching” del año 2013 asciende a 12% mientras que para los que no tienen derecho a TUR es de 17%.

²¹ Esta tasa de “switching” (en línea con la definición de CEER) considera los movimientos de CUR a comercializador libre y entre comercializadores libres y es calculada de la siguiente manera, sumando el total de los cambios de CUR a ML y de ML a ML en el año analizado dividido entre el total de puntos de suministro al comienzo del periodo. No considera las vueltas de ML a CUR.

La Información de cambios de comercializador tanto de CUR a comercializador libre como entre comercializadores libres que se recoge a través de la Circular 1/2005, incluye el número de solicitudes de cambio enviadas, el número de solicitudes de cambio aceptadas y el número de solicitudes de cambio rechazadas. La Circular 1/2005 no recoge información sobre el número de solicitudes realmente activadas. Los ratios de “switching” deberían construirse como el cociente entre el número de solicitudes activadas en un periodo temporal ente el número total de consumidores a fecha fin de ese periodo temporal. No obstante, dado que la diferencia entre el número de solicitudes de cambio aceptadas y las realmente activadas es del 1%, para efectos de este informe se va a tomar el concepto de solicitudes de cambio aceptadas como aproximación al concepto de solicitudes de cambio activadas.

²² <http://www.vaasaett.com/2012/06/world-energy-retail-market-rankings-2012-launched/>

Según el “Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2012” de CEER²³, España se sitúa a finales del año 2012 en el grupo de países con mayor tasa de “switching” en el segmento doméstico junto con Bélgica (14,8%), Portugal (13,2%), Noruega (13%), Gran Bretaña (12,1%), Irlanda (10,6%) y Suecia (9,9%). Además, este documento afirma que en el 2012, los consumidores de países con precios regulados tienen en media una tasa de “switching” inferior a aquellos países con mercados totalmente liberalizados. Esta misma conclusión, se podría extrapolar al mercado minorista español donde se observa, para el segmento doméstico con derecho a TUR (con precios regulados), una tasa de “switching” inferior al de los segmentos doméstico sin derecho a TUR, pymes e industrial.

“Switching” colectivo²⁴

El otoño pasado, la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) organizó la primera plataforma de “switching” colectivo en España tanto para el suministro de electricidad, como para el suministro conjunto de electricidad y gas. 477.749 consumidores se registraron gratuitamente en la subasta sin que esto supusiera un compromiso de cambio de suministrador. Los comercializadores adheridos debían ofertar un producto con ciertas condiciones definidas por el organizador (la oferta debía ser válida en todo el territorio nacional, no podía incluir penalizaciones por baja anticipada ni tampoco servicios de valor añadido y el precio no se podría modificar durante 1 año). Asimismo, el comercializador adjudicatario podría negarse a aceptar (previa justificación) a consumidores que tuviesen una deuda con el propio comercializador.

Holaluz²⁵ fue la empresa ganadora de la subasta de electricidad mientras que la subasta de electricidad y gas quedó desierta. Según los datos publicados por la OCU, el ahorro medio anual para los consumidores inscritos con suministro en el mercado libre era de un 8% (aproximadamente 49 €/año), para los consumidores suministrados por un CUR el ahorro medio era de 25 €/año (4%). El ahorro medio total de consumidores en la TUR y mercado libre era del 5%. A 31 de diciembre de 2013, los datos provisionales que maneja la OCU, apuntan a un 10% de tasa efectiva de cambio (de los 270.000 clientes que se apuntaron exclusivamente a la subasta eléctrica).

Según los cálculos de la CNMC, la oferta de Holaluz conllevaba para un consumidor doméstico medio²⁶ un ahorro frente a la TUR vigente en el último trimestre del 2013 del

23

http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202013.pdf

²⁴ Los procesos de compra colectiva son iniciativas, en las cuales grupos de consumidores domésticos, a través de un representante (típicamente una organización de consumidores) buscan/negocian de forma conjunta ofertas de comercializadores en el mercado minorista. Una vez seleccionada la mejor oferta (dicha selección puede incluso tomar la forma de una subasta), cada consumidor es libre de decidir si aceptarla o no. Los comercializadores que acuden a estos mecanismos, dirigidos preferentemente a nuevos entrantes, se ahorran los costes de captación y los consumidores disminuyen los costes de cambio de comercializador (por ejemplo reduce el coste de búsqueda de ofertas en el mercado libre, los riesgos identificados al cambio, facilita la cuantificación de los ahorros, etc.). Estas iniciativas podrían dinamizar el mercado minorista si permiten al consumidor tener a su alcance ofertas más competitivas de las que podría obtener individualmente. No obstante, es importante que las reglas de estos procesos de compra colectiva y su desarrollo sean transparentes y se garantice la protección del consumidor.

²⁵ Clidom Energy, S.L.

²⁶ Potencia contratada igual a 4,4 kW sin discriminación horaria y 3.000kWh de consumo anual.

2% (15 €/año) y de un 3% (22 €/año) frente a la oferta media del mercado²⁷. A diciembre de 2013 existía solo una oferta en el comparador de la CNMC que mejoraban la oferta de Holaluz en casi un 2% (13,5 €/año menos) exigiendo como requisito, la participación social en la cooperativa (la oferta de Holaluz incluida en el comparador en el último trimestre de 2013 igualaba a la TUR vigente en ese momento).

La CNMC ha apoyado estas iniciativas en diversos informes²⁸, y en este sentido ha seguido todo el proceso llevado a cabo en España por la OCU. En un mercado con una fuerte integración vertical en distribución, comercialización de último recurso y comercialización libre como el español, estas iniciativas pueden contribuir a eliminar las barreras de entrada de nuevos comercializadores libres y dinamizar el mercado.

De la misma manera, estas iniciativas se han dado en otros países Europeos como Italia, Gran Bretaña, Bélgica y Portugal. Concretamente en Portugal, la subasta tuvo una elevada participación con aproximadamente 587.000 inscripciones (un 8% finalmente se suscribió a la oferta ganadora). La empresa ganadora fue la comercializadora de Endesa incrementado su cuota de mercado en el segmento doméstico hasta alcanzar en julio de 2013 el 8% del total (en dicho segmento EDP presenta una cuota del 83%). En respuesta a la subasta, la empresa comercializadora incumbente en Portugal realizó una campaña masiva de ventas con un producto que mejoraba la oferta de Endesa²⁹.

Rechazos en el proceso de cambio de suministrador

La tasa de rechazos en los cambios de comercializador sigue, en líneas generales, la tendencia decreciente observada en los informes anteriores, si bien se observa un ligero ascenso de la tasa de rechazos en los movimientos de CUR a comercializador libre motivado principalmente, por la automatización realizada en los sistemas informáticos de solicitud de cambio de uno de los comercializadores, causa que no es imputable al distribuidor. Además, no se aprecian diferencias significativas en la tasa de rechazos en movimientos dentro o fuera del grupo de la distribuidora. A finales de diciembre de 2013, el 4,2 % en los movimientos de CUR a comercializador libre y el 5,3 % en los movimientos entre comercializadores libres han sido rechazados (3,7% y 6,3 % a finales del año 2012). Esta Comisión sigue trabajando, junto con los comercializadores y distribuidores, en la introducción de las medidas necesarias para reducir los rechazos en los procesos de cambio de suministrador.

Peaje directo

En la primera mitad del año 2013 se ha observado un incremento del número de puntos de suministros con peaje directo tanto en alta como en baja tensión. Este incremento parece estar motivado por el incremento de ofertas de comercializadores que prefieren transferir el riesgo de impago del peaje al distribuidor para así, ofertar precios de

²⁷ Tomada del comparador de ofertas de la CNMC en el cuarto trimestre de 2013.

²⁸ Entre dichos informes se pueden señalar los siguientes: "Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010 y avance 2011" de 13 de septiembre de 2012 (páginas 35-36 y 45), "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" de 20 de diciembre de 2012 (página 75), "Informe sobre el sector energético español" de 7 de marzo de 2012 (página 19).

²⁹ Endesa ofreció un 5% de descuento en el término de energía y EDP un 5% de descuento en el término de energía y en el término de potencia.

suministro más atractivos. Aunque la cifra de contratos con peaje directo aún no es significativa (apenas asciende a un 0,02% del total de puntos de suministro), el número de este tipo de contratos en baja tensión se ha incrementado en más de un 400% en el último año móvil disponible julio 2012-junio 2013³⁰ (aunque aún no sobrepasa los 600 contratos).

Satisfacción del consumidor y seguimiento de las reclamaciones

El estudio “Monitoring consumer markets in the European Union (20 November 2012)³¹” de la Unión Europea, analiza la satisfacción del consumidor a través del índice “Market Performance Indicator (MPI)” que evalúa hasta qué punto un mercado proporciona al consumidor el resultado deseado. En este índice se integran cuatro componentes: comparabilidad, confianza, problemas & reclamaciones y expectativas.

En el año 2012 el sector eléctrico, aunque mejora su puntuación global, pierde una vez más³², una posición en el ranking de valoración de los mercados de servicios, posicionándose entre los 5 mercados³³ peor valorados por los europeos. Además, la valoración del sector eléctrico difiere mucho entre países, presentando los países del sur de Europa una valoración más pobre.

³⁰ Los datos de suministros con peaje directo se extraen de la Circular 2/2005. El último dato disponible a la fecha de redacción de este informe es junio de 2013.

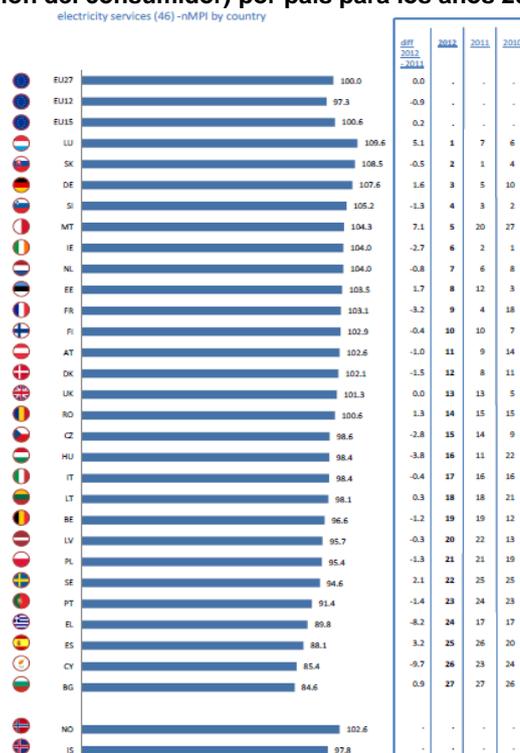
³¹

http://ec.europa.eu/consumers/consumer_research/editions/docs/monitoring_consumer_markets_eu_2012_en.pdf

³² En el año 2011 perdió dos posiciones con respecto a la valoración del año 2010.

³³ Los 5 mercados de servicios peor valorados son los servicios eléctricos, servicios ferroviarios, servicios inmobiliarios, servicio hipotecario y por último, los productos de inversión y pensiones privadas.

Gráfico 6. Ranking de los resultados normalizados del “Market Performance Indicator” (grado de satisfacción del consumidor) por país para los años 2011 y 2012.



Fuente: “Monitoring consumer markets in the European Union (20 November 2012)”

En línea con estos resultados y con el objetivo de mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico y que ello redunde en una mejora de la satisfacción del consumidor, la CNMC está trabajando en la redacción de una Circular sobre reclamaciones³⁴ para recoger y clasificar de manera homogénea las reclamaciones recibidas por los comercializadores. Se espera que este trabajo permita realizar una supervisión y seguimiento homogéneo de las reclamaciones para proponer mejoras en aquellos procesos y procedimientos más conflictivos y aumentar así, progresivamente, el nivel de confianza y satisfacción del consumidor, paso fundamental para una involucración activa del consumidor en el mercado y en última instancia, una efectiva apertura del mercado minorista de electricidad.

Además, en el campo del seguimiento de las consultas y reclamaciones de los consumidores, la CNMC continúa trabajando, junto con los distribuidores y comercializadores, en la estandarización de los procedimientos de comunicación entre comercializador-distribuidor en la gestión de reclamaciones. Se espera que la implantación de estos procedimientos estándares se traslade en una mejora de la respuesta del comercializador (o distribuidor) al consumidor en el evento de una reclamación.

Extinción de la habilitación

Desde la publicación del último informe minorista, se han publicado en el BOE, dos nuevas órdenes por la que se determina el traspaso de los clientes de Comercializadora

³⁴ Cerrada la consulta pública.

Energética Mediterránea, SLU³⁵ y Electrica Renovables Más 3, S.L.³⁶ a un comercializador de último recurso tras la extinción de la habilitación por el incumplimiento de los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el Real Decreto 1955/2000 para ejercer la actividad de comercializador.

ACER³⁷ y CEER alertan en su documento conjunto “Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2012” del impacto negativo que podría tener en la movilidad de los consumidores, experiencias desagradables con comercializadores poco solventes como ocurrió en Alemania con Teldafax en 2011 y Flextróm en 2013.

Buenas Prácticas

La CNMC está trabajando en la redacción de un código de buenas prácticas (de adhesión voluntaria y de aplicación en los contratos con colaboradores) y en la creación de un comité, formado por representantes de los agentes adheridos, para el seguimiento del código de conducta. En esta misma línea, a finales del año 2012, el regulador británico (OFGEM³⁸) presentó su plan para promover un mercado de energía para el consumidor más simple, claro y justo³⁹. Como medidas de este plan destacaba la creación de unos estándares de conducta de obligado cumplimiento.

³⁵ <http://www.boe.es/boe/dias/2013/12/19/pdfs/BOE-A-2013-13331.pdf>

³⁶ <http://www.boe.es/boe/dias/2013/12/19/pdfs/BOE-A-2013-13332.pdf>

³⁷ The Agency for the Cooperation of Energy Regulators. <http://www.acer.europa.eu/Pages/ACER.aspx>

³⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/>

³⁹ http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/20121019_RMR.pdf

2. ANALISIS DE PRECIOS MEDIOS FACTURADOS POR LOS COMERCIALIZADORES LIBRES

Precios medios finales

A finales del segundo trimestre de 2013 para el consumo de energía de julio de 2012 a junio de 2013, el precio medio final (incluyendo la tarifa de acceso a las redes y excluyendo impuestos) de todos los tipos de consumidores aumenta pero lo hace de manera menos acusada que el año móvil anterior. El precio medio final de los consumidores domésticos con derecho a TUR⁴⁰ es de 181 €/MWh, el de los domésticos sin derecho a TUR⁴¹ es 184 €/MWh, el de las pymes⁴² es 148 €/MWh y el de los consumidores industriales⁴³, 92 €/MWh.

Si se comparan estos valores con los presentados un año antes, se observa que en el segmento doméstico con derecho a TUR el precio medio final ascendió un 5% (11% un año antes), para los consumidores sin derecho a TUR un 5,4% (9% un año antes), para los consumidores pymes un 5,5% (7% un año antes) y un 3,1% (7% un año antes) para los consumidores industriales.

En relación con lo anterior, se indica que el precio medio de la facturación por peajes de acceso a la red ascendió un 9%, para los consumidores domésticos con derecho a TUR, un 8% para los domésticos sin derecho a TUR y las pymes y un 3% para los consumidores industriales.

Se aporta como referencia, el precio medio (excluyendo impuestos y estimado para los años móviles siguientes) que se extrae del comparador de ofertas de gas y electricidad de la CNMC⁴⁴ en el mes de junio de 2012 y junio de 2013. Para un consumidor doméstico tipo⁴⁵ con tarifa de acceso 2.0A y sin la contratación de servicios adicionales, este precio asciende a 172 €/MWh en junio de 2012 y 177 un año después, coincidiendo prácticamente con la facturación al precio TUR (170 €/MWh y 171 €/MWh en junio de 2012 y 2013, respectivamente). Para un consumidor doméstico tipo⁴⁶ con tarifa de acceso 2.1A este importe asciende a 191 €/MWh en junio de 2012 y 203 €/MWh en junio de 2013. Por último, para un consumidor pyme tipo⁴⁷ con tarifa de acceso 3.0A, este precio es de 152 €/MWh en junio de 2012 y 161 €/MWh en junio de 2013. Estos importes están en línea con la información aportada por las comercializadores a través de la Circular 2/2005.

⁴⁰ Tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA

⁴¹ Tarifas de acceso 2.1A y 2.1DHA

⁴² Tarifas de acceso 3.0A y 3.1A

⁴³ Tarifas de acceso 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4

⁴⁴ <http://comparadorofertasenergia.cnmc.es>

⁴⁵ 4,4kW de potencia contratada y un volumen de consumo anual de 3.000kWh. Sin contratación de servicios adicionales.

⁴⁶ 12kW de potencia contratada y un volumen de consumo anual de 10.000kWh. Sin contratación de servicios adicionales.

⁴⁷ 32kW de potencia contratada y un volumen de consumo anual de 40.000kWh. Sin contratación de servicios adicionales.

Precio medio del suministro de energía

El precio medio del suministro de energía⁴⁸ (neto de peajes de acceso y pagos por capacidad, es decir parte no regulada del precio eléctrico) declarado por los comercializadores a la CNMC, crece respecto los valores de junio de 2012 en el entorno del 2-4% para todos los tipos de consumidores⁴⁹. El precio medio del suministro para el segmento de los consumidores con derecho a TUR es, en contraposición con lo que se observaba en anteriores informes, el que menos sube en el año móvil analizado.

A efectos informativos cabe indicar que el precio medio de la energía que resulta de las subastas CESUR⁵⁰ (coste de la energía para los consumidores acogidos a la TUR) incluyendo los sobrecostes de operación, disminuye un 1% en el periodo junio 2013 – julio 2012 (aumentaba un 12% en el año móvil julio 2011- junio 2012). Sin embargo, el coste medio ponderado de la energía en el mercado mayorista⁵¹ (que incluye el precio de los mercados diarios e intradiarios y el sobrecoste de los servicios de ajuste) para el conjunto de la comercialización libre, ha disminuido en ese mismo periodo un 12% (aumentaba un 14% en el año móvil julio 2011- junio 2012).

Tabla 7. Desglose de los precios medios finales por segmento de consumo para el volumen de energía suministrado en los años móviles que terminan en junio de 2011, 2012 y 2013

			2011	2012	2013	%Δ 2012-2011	%Δ 2013-2012
Doméstico con derecho a TUR	Conceptos regulados	Peaje de acceso medio (€/MWh)	79	87	94	10%	9%
		Pagos por capacidad medio (€/MWh)	9	11	11	22%	0%
	No regulado	Precio medio suministro (€/MWh)	68	75	76	11%	2%
	Total	Precio medio total (€/MWh)	155	173	181	11%	5%
Doméstico sin derecho a TUR	Conceptos regulados	Peaje de acceso medio (€/MWh)	80	88	95	10%	8%
		Pagos por capacidad medio (€/MWh)	7	9	9	25%	1%
	No regulado	Precio medio suministro (€/MWh)	72	77	79	7%	3%
	Total	Precio medio total (€/MWh)	159	174	184	9%	5%
Pyme	Conceptos regulados	Peaje de acceso medio (€/MWh)	57	60	65	6%	8%
		Pagos por capacidad medio (€/MWh)	7	9	9	32%	0%
	No regulado	Precio medio suministro (€/MWh)	68	71	74	5%	4%
	Total	Precio medio total (€/MWh)	131	140	148	7%	5%
Industrial	Conceptos regulados	Peaje de acceso medio (€/MWh)	28	31	32	9%	3%
		Pagos por capacidad medio (€/MWh)	2	3	3	16%	0%
	No regulado	Precio medio suministro (€/MWh)	54	56	58	5%	3%
	Total	Precio medio total (€/MWh)	84	90	92	7%	3%

Fuente: Circular 2/2005, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC ITC/3353/2010 y CNMC

⁴⁸ Precios medios facturados por suministro de energía en mercado y declarados a la CNMC a través de la Circular 2/2005, por los comercializadores libres que han mantenido de forma sostenida, cuotas de mercado en volumen de energía superiores al 1%, excluyendo pagos por capacidad y todos los impuestos, gravámenes o recargos aplicables a la electricidad a excepción de la moratoria nuclear y del impuesto de ocupación de la vía pública. Asimismo excluyen los costes asociados a derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de equipos de medida, o cualquier otro concepto no relacionado con la compra de energía.

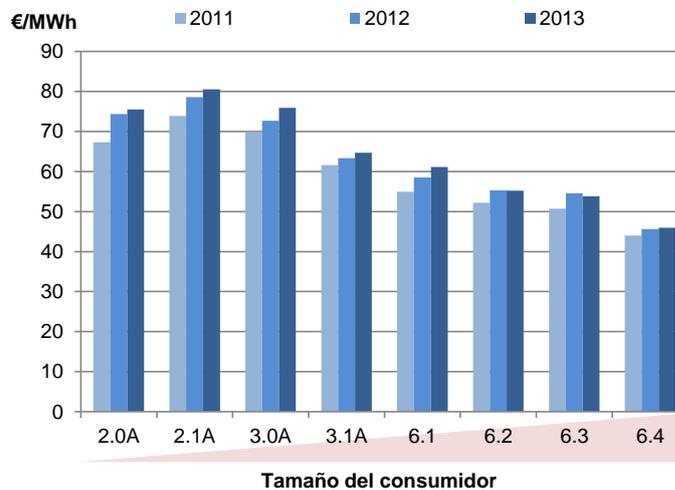
⁴⁹ 2% para la media del mercado.

⁵⁰ En punto de consumo.

⁵¹ Resultados del Mercado de Producción de Energía Eléctrica: Componentes del precio final. <http://www.cnmc.es/es-es/energia/energiaelectrica/mercadomayorista.aspx>

Como ya se comentó en el último informe minorista, cabría esperar una relación inversamente proporcional entre el precio medio del suministro eléctrico (€/MWh) a pagar y el tamaño del consumidor, ya que los costes fijos asociados a la comercialización se repartirían entre un volumen de energía mayor. Además las pérdidas de transporte y distribución de traspasar el volumen de energía de los consumidores desde barras de central a punto de consumo y el diferente perfil de consumo de los consumidores justificarían esta relación. No obstante, esta tendencia esperada se rompe con los consumidores con tarifa de acceso 2.0A (y por lo tanto, con derecho a TUR). Para estos consumidores se observa, al igual que ocurría en el último informe minorista, que el precio del suministro eléctrico declarado por los comercializadores (componente no regulada del precio eléctrico) es inferior al de los consumidores domésticos con un tamaño superior (con tarifa de acceso 2.1A y por lo tanto, potencia contratada entre 10 y 15 kW), tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente.

Gráfico 8. Precio medio del suministro de energía* facturado por los comercializadores libres según el tamaño del consumidor frente a la tendencia esperada. Información en años móviles a junio de cada año.



Fuente: Circular 2/2005, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC ITC/3353/2010 y CNMC

(*)Precios medios facturados por suministro de energía en mercado y declarados a la CNMC a través de la Circular 2/2005, por los comercializadores libres que han mantenido de forma sostenida, cuotas de mercado en volumen de energía superiores al 1%, excluyendo pagos por capacidad, y todos los impuestos, gravámenes o recargos aplicables a la electricidad a excepción de la moratoria nuclear y del impuesto de ocupación de la vía pública. Asimismo excluyen los costes asociados a derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de equipos de medida, o cualquier otro concepto no relacionado con la compra de energía.

En línea con esta tendencia, se observa a través del Comparador de Precios de la CNMC⁵², que el grueso de las ofertas de los comercializadores libres dirigidas a los consumidores con derecho a TUR igualan la tarifa regulada y sólo algunos ofrecen descuentos (poco significativos) respecto a la TUR. En este sentido, el efecto de la regulación sobre la Tarifa de Último Recurso podría estar afectando a las ofertas que realizan los comercializadores libres a los consumidores con tarifa de acceso 2.0A, tal y como ha manifestado la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y el Council of European Energy Regulators (CEER) en diversos informes⁵³.

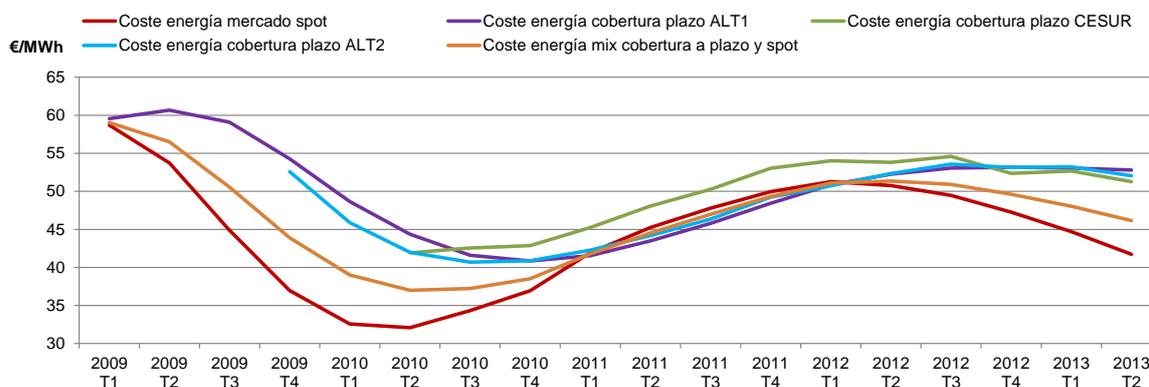
⁵² <http://comparadorofertasenergia.cnmc.es>

⁵³ ACER/CEER annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets (2011 and 2012 versions)

Evolución del coste de la energía en los mercados de producción mayoristas

Si bien no se conocen los costes de adquisición de energía de los comercializadores, ni los productos a largo plazo elegidos para la cobertura del suministro a sus clientes, en este informe, se han realizado una serie de estimaciones de dicho coste con el fin de poder realizar una valoración sobre los márgenes brutos estimados para estas empresas. El gráfico siguiente muestra la evolución de las diferentes referencias de coste utilizadas. Una de ellas refleja la evolución del mercado diario spot y el resto, están basadas en diferentes coberturas en los mercados a plazo. Como puede apreciarse, las referencias de los mercados a plazo oscilan más lentamente y de una manera más suavizada que la referencia del mercado spot, al incluir en su cálculo precios en el mercado a plazo a un año vista antes del comienzo del periodo de entrega. Adicionalmente, las referencias de mercado a plazo se sitúan significativamente por encima del mercado spot en 2010 y en 2013, dado que los mercados a plazo no anticiparon la reducción del precio que se registró en el mercado spot en esos periodos debido a una hidraulicidad y eolicidad mayor de la esperada.

Gráfico 9. Evolución del coste medio aritmético de la energía en b.c considerando el precio del mercado spot, coberturas a plazo y una estrategia mixta de cobertura (60% spot - 40% a plazo). Datos en años móviles.



Nota: ALT1 y ALT2 son las estrategias de cobertura a plazo llamadas Alternativa 1 y Alternativa 2, estimadas de acuerdo los criterios indicados en el anexo II de este informe.

Coste energía mix cobertura a plazo y spot se calcula como resultado de ponderar el coste de la cobertura a plazo (ALT1) al 40% y el coste del mercado al 60%.

Fuente: SGIME, OMIP y CNMC

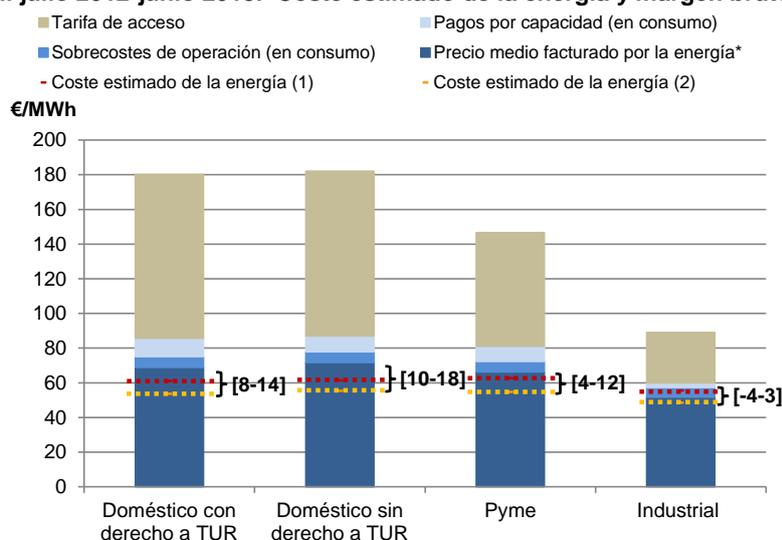
Margen bruto de la comercialización

Tal y como se ha indicado anteriormente, no se conocen los costes de adquisición de energía de los comercializadores por lo que, los márgenes brutos presentados a continuación, deben considerarse únicamente orientativos. En este sentido, dada la diferencia tan significativa existente en 2013 entre las referencias de costes basadas en coberturas en los mercados a plazo y las basadas en el mercado spot, los márgenes brutos estimados muestran un spread muy amplio de dispersión en función de la referencia utilizada.

De acuerdo con la información aportada por los comercializadores a esta Comisión, algunos comercializadores limitan su posición de riesgo de precio y de volumen cubriendo la totalidad de su cartera en los mercados a plazo mientras que otros, sólo cubren en los mercados a plazo un porcentaje de su cartera, dejando expuesta al precio del mercado spot el porcentaje restante. En cualquier caso, no existe una estrategia única de cobertura del precio de la energía.

El gráfico siguiente muestra el rango de márgenes brutos estimados para el conjunto de comercializadores por segmento de consumo en el año móvil julio 2012 - junio 2013, que resulta de considerar como límite inferior, el margen bruto estimado sobre el coste de aprovisionamiento de la energía en los mercados a plazo y como límite superior el margen bruto estimado sobre el coste de la energía que resulta de seguir una estrategia mixta de aprovisionamiento, 60% de la energía en el mercado spot y un 40% en los mercados a plazo. Adicionalmente, se muestran los diferentes componentes estimados del precio final total facturado por los comercializadores libres.

Gráfico 10. Componentes estimados del precio medio de facturación de los comercializadores libres. Año móvil julio 2012-junio 2013. Coste estimado de la energía y margen bruto estimado.



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de los comercializadores

Los márgenes brutos anteriores han sido calculados sin tener en cuenta los costes de comercialización dado que éstos se desconocen. No obstante, si se tuviese en cuenta para el segmento de consumidores domésticos con derecho a TUR, un coste comercial igual al margen de comercialización reconocido en la tarifa de último recurso (4 €/kW/año), el margen neto para este segmento se situaría entre los 3 y 9 €/MWh, en función de la referencia de costes utilizada.

En los márgenes calculados, únicamente se han tenido en cuenta los ingresos derivados de la facturación del suministro de electricidad, por lo que no se han considerado los ingresos que pudieran derivarse de la venta de otros servicios adicionales incluidos en la oferta, como el mantenimiento de la caldera de gas o el seguro del hogar, productos de valor añadido que las empresas comercializadoras utilizan para diferenciar su ofertas y maximizar sus beneficios o de márgenes procedentes del suministro de gas, en el caso de ofertas duales.

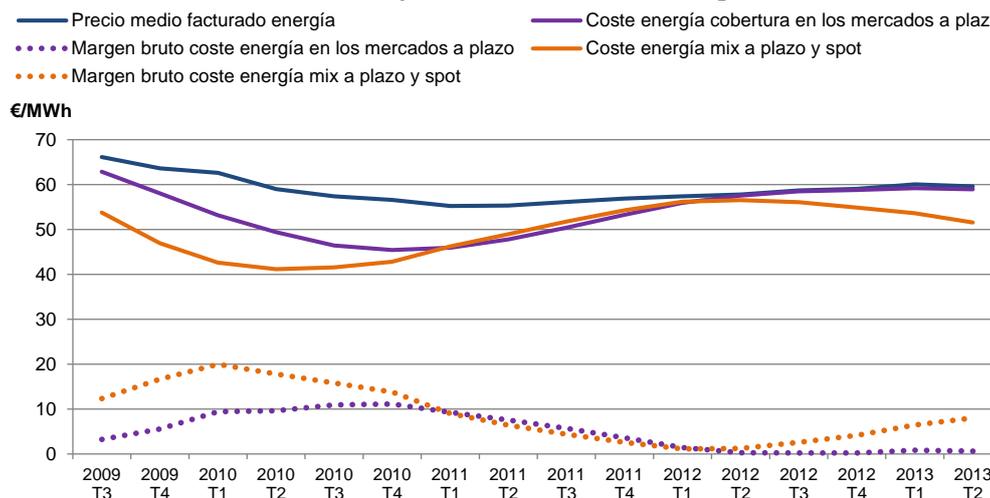
Evolución de márgenes brutos estimados para toda la cartera de energía de los comercializadores libres

Se observa que el precio medio facturado por la energía agrupando todos los segmentos de consumo presenta cierta inelasticidad ante cambios en el coste de la energía en los

mercados a plazo⁵⁴. Cuando éste sube o baja, el precio medio facturado lo hace de manera menos acusada. Además, desde el año 2012, se observa una tendencia a la reducción de los márgenes brutos estimados para el conjunto de la comercialización libre a costa del margen del comercializador. Esta reducción se podría explicar como un indicador del aumento de la competencia en el sector. Nótese que el segmento pymes e industrial, presentan en el 2013, una tasa de “switching” muy elevadas (del 27% y 21,5%, respectivamente) y que estos segmentos representan el 80%⁵⁵ del total de la energía en mercado libre⁵⁶. Además, un 10% del total de puntos de suministro en mercado libre al comienzo del año se han cambiado de comercializador libre durante el año 2013, tasa que iguala los cambios de operador en el segmento de telefonía móvil en el año 2012⁵⁷.

Si por el contrario se considerase como coste de suministro de los comercializadores el valor de sus compras en el mercado spot, los márgenes se vuelven a ampliar en 2013 como reflejo de los bajos precios registrados en dicho mercado. En consecuencia, bajo esta hipótesis, los márgenes estimados presentan una mayor volatilidad que los márgenes resultantes de las coberturas a plazo, mostrándose una fuerte inelasticidad de los precios de facturación a la evolución del precio del mercado spot. Estas mismas conclusiones son extrapolables a la determinación de los márgenes por segmento de tipo de consumidor, tal y como se indica a continuación.

Gráfico 11. Evolución del precio medio facturado por la energía, estimación del coste de la energía con distintas estrategias de cobertura y margen bruto estimado sobre el coste de la energía para los años móviles desde el T3 de 2009 a T2 de 2013 para toda la cartera de energía de los comercializadores libres.



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de los comercializadores.

⁵⁴ Siguiendo la alternativa 1 de cobertura en los mercados a plazo y definida en el anexo II del informe

⁵⁵ El 25% y el 55%, respectivamente.

⁵⁶ Datos a diciembre de 2013.

⁵⁷ <http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Telecomunicaciones/Informes/Informe%20Economico%20Sectorial%202012.pdf>

Evolución de márgenes de cada segmento

A continuación se analiza la evolución del margen bruto por segmento de consumo considerando el suministro del comercializador totalmente cubierto en los mercados a plazo.

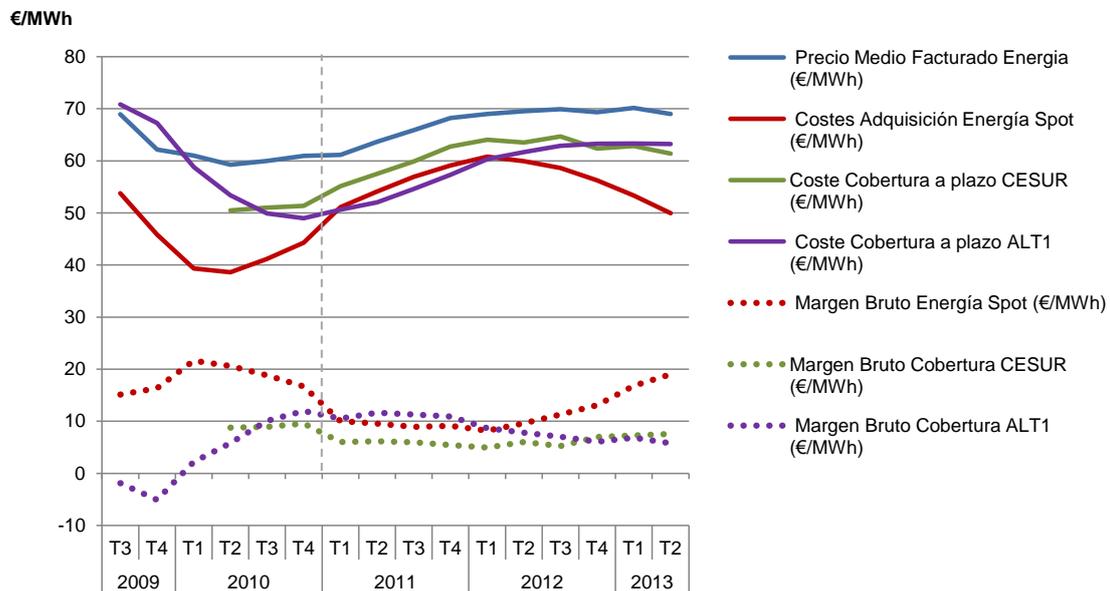
Para el segmento de consumidores domésticos con derecho a TUR, el margen bruto considerando la estrategia de cobertura en los mercados a plazo⁵⁸, se mantiene bastante estable en el entorno de los 5-6 €/MWh desde el T1 de 2011 hasta el T3 de 2012, aspecto que es coherente con la estrategia de venta de descuentos sobre la TUR de los comercializadores libres en este segmento de consumo. No obstante, desde el último trimestre de 2012, este margen bruto se ha incrementado ligeramente hasta alcanzar los 8 €/MWh motivado por el incremento en los precios del suministro de uno de los comercializadores. Este incremento en sus precios podría ir ligado a la contratación de una de sus ofertas que consiste en garantizar el coste de la energía por un periodo superior a un año incluyendo un premium⁵⁹ para asegurar esta estabilidad. De hecho, si se elimina del análisis a este comercializador, el margen bruto sobre el coste de la energía en los mercados a plazo desciende hasta 1 €/MWh en el T2 de 2013.

Si adicionalmente, se considera el margen comercial reconocido en la tarifa de último recurso, los márgenes netos estimados para este segmento llegan a ser nulos en algunos momentos, todo ello teniendo en cuenta las hipótesis de cobertura realizadas en este informe, lo que confirma que la existencia de la TUR afecta de alguna manera las ofertas existentes en mercado.

⁵⁸ A un precio igual al coste de la energía resultante de la subasta CESUR.

⁵⁹ Esta oferta estaría aplicando aproximadamente un premium de 40-50€/año respecto del coste de la energía de la TUR para un consumidor medio con tarifa de acceso 2.0A, 4,4 kW de potencia contratada y un consumo anual de 3MWh.

Gráfico 12. Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T3 de 2009 a T2 de 2013 para consumidores domésticos con derecho a TUR



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de los comercializadores.

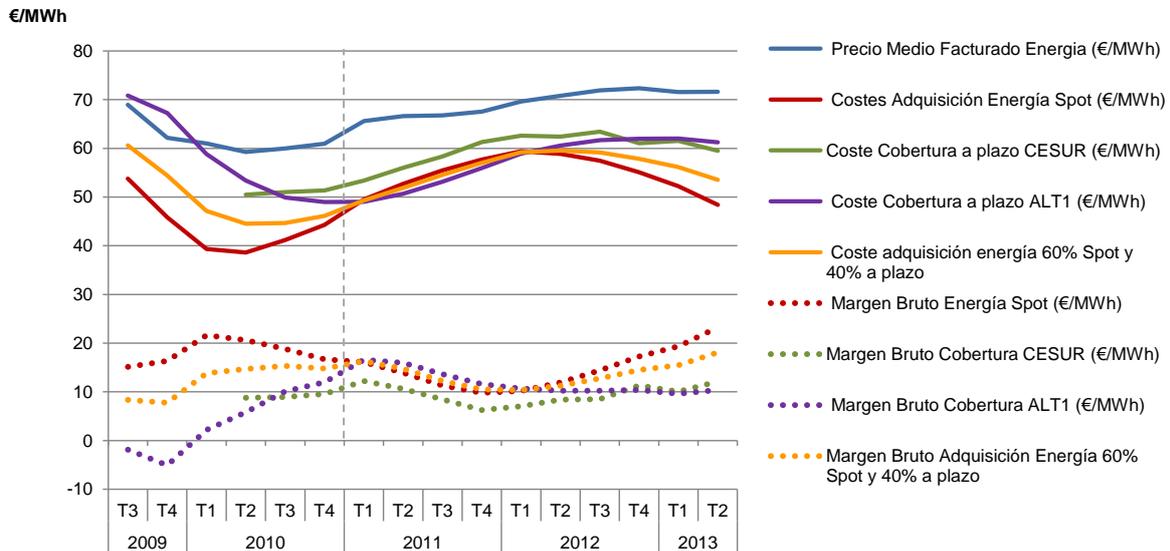
Nota: En el presente gráfico se han combinado dos metodologías distintas de estimación del margen bruto. Para los años móviles T3, T4 de 2009 y T1, T2, T3 y T4 de 2010 se ha utilizado la metodología descrita en el "Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad, Primer Semestre de 2011", donde el margen bruto se estima siguiendo la clasificación de tipo de punto de medida TPM al no disponer de desglose por tarifa de acceso, (para el segmento doméstico se han tomado el TPM 5). El resto del horizonte temporal se ha estimado siguiendo la metodología del presente informe por tipo de tarifa de acceso (2.0A, 2.0DHA)

ALT1 es la estrategia de cobertura a plazo llamada Alternativa 1, estimada de acuerdo los criterios indicados en el anexo II de este informe.

Para el segmento de los consumidores domésticos sin derecho a TUR se observa en el horizonte de análisis una tendencia a la reducción de la diferencia entre el precio medio facturado por la energía y el coste estimado de energía según las coberturas en los mercados a plazo⁶⁰. Esta diferencia pasa de 16-17 €/MWh en el T1 de 2011 al entorno de 10-11 €/MWh en el T2 de 2012 para mantenerse en esos valores el resto del periodo de estudio. En el último informe minorista se observaba que a pesar de la reducción de los márgenes experimentado en el segmento de consumidores domésticos sin derecho a TUR, los márgenes estimados para este segmento seguían siendo significativamente superiores a los márgenes brutos estimados para el grupo de consumidores con derecho a TUR. No obstante, en el último año analizado, los márgenes brutos estimados en ambos segmentos tienden a converger.

⁶⁰ Según la alternativa 1 definida en el anexo II de este informe.

Gráfico 13. Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T3 de 2009 a T2 de 2013 para consumidores domésticos sin derecho a TUR



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de los comercializadores.

Nota: En el presente gráfico se han combinado dos metodologías distintas de estimación del margen bruto. Para los años móviles T3, T4 de 2009 y T1, T2, T3 y T4 de 2010 se ha utilizado la metodología descrita en el “Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad, Primer Semestre de 2011”, donde el margen bruto se estima siguiendo la clasificación de tipo de punto de medida TPM al no disponer de desglose por tarifa de acceso, (para el segmento doméstico se han tomado el TPM 5). El resto del horizonte temporal se ha estimado siguiendo la metodología del presente informe por tipo de tarifa de acceso (2.1A, 2.1DHA)

ALT1 es la estrategia de cobertura a plazo llamada Alternativa 1, estimada de acuerdo los criterios indicados en el anexo II de este informe.

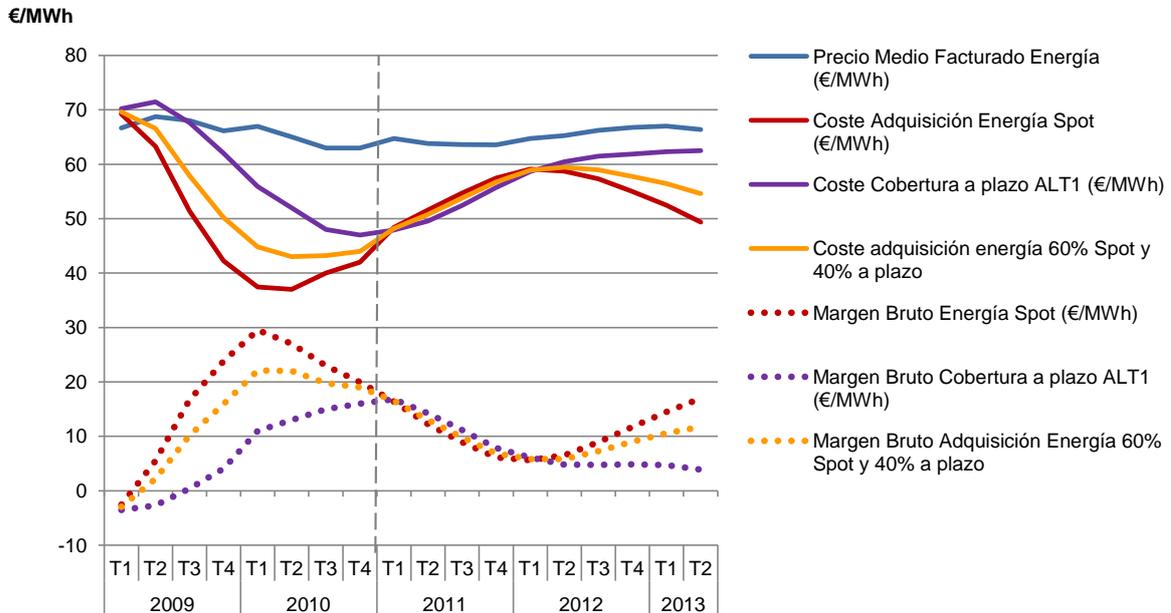
Los precios medios facturados por la energía en el segmento pymes no trasladan por completo la subida del coste de la energía en los mercados a plazo⁶¹, estrechando los márgenes brutos para este segmento de consumidores (desde 18 €/MWh en el T1 de 2011 al entorno de 4 €/MWh en el T2 de 2013). Se podría pensar que el alto número de cambios en el segmento pymes con una tasa de cambios entre comercializadores libres del 27% en el año 2013 (superior al de otros sectores maduros como es el de la telefonía móvil dónde durante el año 2012, se realizaron 5,2 millones de cambios de operador, aproximadamente un 10% del total de las líneas⁶²), estaría dinamizando este segmento e incentivando a los comercializadores a mantener una activa estrategia de captación de

⁶¹ Según la alternativa 1 definida en el anexo II de este informe.

⁶² <http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Telecomunicaciones/Informes/Informe%20Economico%20Sectorial%202012.pdf>

clientes con precios atractivos para mantener el volumen de su cartera de clientes y energía.

Gráfico 14. Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T1 de 2009 a T2 de 2013 para las pymes



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de los comercializadores.

Nota: En el presente gráfico se han combinado dos metodologías distintas de estimación del margen bruto. Para los años móviles T3, T4 de 2009 y T1, T2, T3 y T4 de 2010 se ha utilizado la metodología descrita en el "Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad, Primer Semestre de 2011", donde el margen bruto se estima siguiendo la clasificación de tipo de punto de medida TPM al no disponer de desglose por tarifa de acceso, (para el segmento pyme se han tomado el TPM 3 y 4). El resto del horizonte temporal se ha estimado siguiendo la metodología del presente informe por tipo de tarifa de acceso (3.0A y 3.1A)

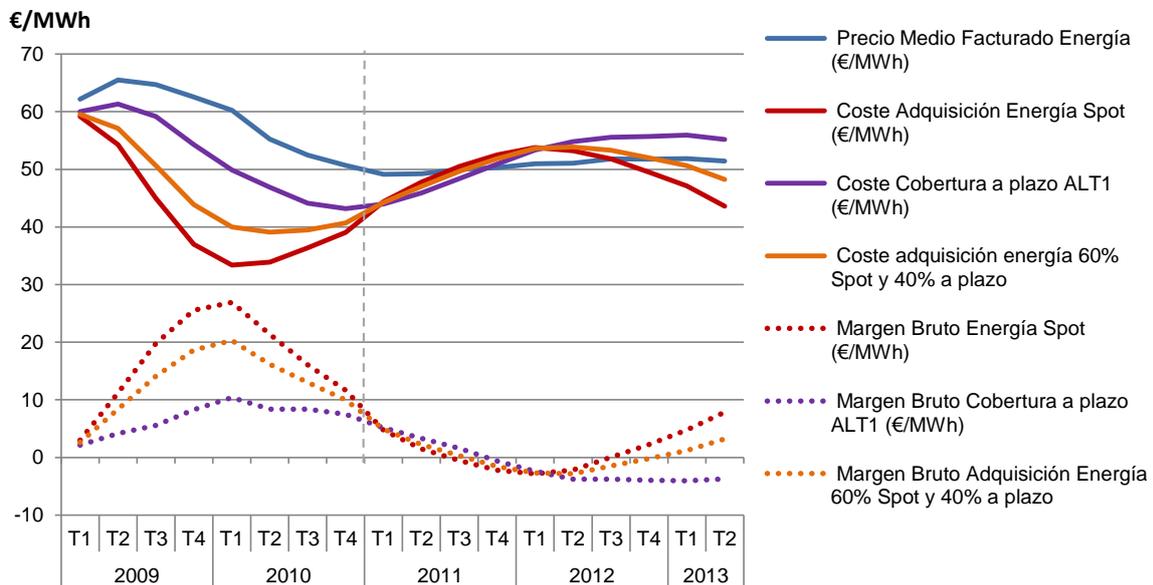
ALT1 es la estrategia de cobertura a plazo llamada Alternativa 1, estimada de acuerdo los criterios indicados en el anexo II de este informe.

En el segmento industrial (consumidores con tarifas de acceso generales de alta tensión), la existencia de un mayor volumen de consumo y una mayor competencia, pudiera permitir la existencia de unas ofertas más ajustadas por parte de los comercializadores. Como se observa en el gráfico, desde el año 2011, el precio medio facturado por la energía no parece reflejar claramente ninguna estrategia de cobertura y se mantiene bastante estable. De esta forma, desde entonces, ni refleja los incrementos de costes de los mercados a plazo ni las reducciones del mercado spot, lo que pudiera confirmar la estrategia mixta seguida por algunos comercializadores en el último año (un porcentaje cubierto en mercados a plazo y el resto expuesto al mercado spot). Por otra parte, la existencia de márgenes negativos especialmente en el T1- T2 de 2012 considerando cualquiera de las estimaciones de coste realizadas en este informe, pudiera estar ligado al incremento de los sobrecostes derivados de la operación del sistema, que comenzó en

ese periodo una senda creciente, hecho que pudiera no haber sido previsto convenientemente en el momento de la contratación del suministro (normalmente con un año de antelación).

Independientemente de la estrategia de cobertura escogida, se observa una continua reducción de los márgenes, desde 27-10 €/MWh en el T1 de 2010 hasta tomar valores negativos en el entorno de -3 €/MWh en el T1 de 2012. A partir de ese año móvil los márgenes brutos estimados con el coste de la energía en los mercados a plazo se mantienen relativamente constantes

Gráfico 15. Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T1 de 2009 a T2 de 2013 para las tarifas de acceso 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 (industrial)



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de los comercializadores.

Nota: En el presente gráfico se han combinado dos metodologías distintas de estimación del margen bruto.

Para los años móviles de los años 2009 y 2010 se ha utilizado la metodología descrita en el "Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad, Primer Semestre de 2011", donde el margen bruto se estima siguiendo la clasificación de tipo de punto de medida, TPM (para el segmento industrial se han tomado los TPM 1 y 2). El resto del horizonte temporal se ha estimado siguiendo la metodología del presente informe por tipo de tarifa de acceso (6.1, 6.2, 6.3 y 6.4).

ALT1 es la estrategia de cobertura a plazo llamada Alternativa 1, estimada de acuerdo los criterios indicados en el anexo II de este informe.

I. ANEXO I – SITUACIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD

I.1 CONTENIDO

En este Anexo del Informe de Supervisión del Mercado Eléctrico Minorista, diciembre de 2013, se muestran las tablas de datos objeto de análisis del informe.

I.2 CONTEXTO REGULATORIO

Durante el año 2013 y segundo semestre de 2012, destacan las siguientes novedades regulatorias, con afectación sobre el mercado minorista de la electricidad:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Real Decreto 1718/2012, de 20 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15kW.
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, 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.
- Resolución de 25 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir de 1 de abril de 2013
- Resolución de 27 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de enero de 2013
- Resolución de 27 de septiembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de octubre de 2012.
- Resolución de 28 de junio de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de julio de 2012.

En el ámbito de las propuesta normativas que impactan el mercado minorista de electricidad, el Consejo de la extinta CNE aprobó en septiembre de 2013, el informe sobre el proyecto de Real Decreto (RD) por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.

La extinta CNE valoró positivamente el objetivo de este proyecto de actualizar la normativa relacionada con el suministro, dado el nuevo marco regulatorio existente en el que se liberaliza el mercado minorista, desaparece el sistema de tarifas integrales y se crea el suministro de último recurso. Asimismo, se adecuan al nuevo marco normativo la regulación de las actividades de comercialización y la calidad y control de suministro. La propuesta trata de unificar las diferentes normas surgidas ante el nuevo escenario regulatorio, con la finalidad de facilitar la interacción de todos los sujetos implicados y eliminar posibles ineficiencias en su aplicación.

Además, el Consejo de la extinta CNE aprobó en septiembre de 2013 su informe sobre la “Propuesta de resolución por la que se establece el modelo de factura de electricidad”. El objetivo de esta propuesta de resolución es facilitar al consumidor el acceso a la información relativa a sus consumos y el coste del suministro, la comprensión de su factura, la comparación de ofertas y dar transparencia respecto a las vías de solución de

conflictos de que disponen. En este sentido cabe citar la disposición adicional primera del Real Decreto 1718/212, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15kW en el que se establece que la Dirección General de Política Energética y de Minas podrá establecer el contenido mínimo obligatorio y un formato de facturas para los suministros a los clientes en mercado libre con potencia no superior a 15kW.

La extinta CNE valoró positivamente esta propuesta y advirtió que esta recoge, con carácter general, tanto para consumidores bajo la modalidad de suministro de referencia como para los consumidores en mercado libre, los contenidos informativos de la “Propuesta de la CNE de un modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de Suministro de Último Recurso” de 7 de junio de 2012,

En el ámbito de los trabajos del “Council of European Energy Regulators, CEER” sobre consumidores destacan los siguientes trabajos. El pasado mes de octubre se publicó el document “CEER Status Review on the involvement of consumer organisations in the regulatory process as of 1st January 2013”⁶³ que analiza experiencias europeas en el ámbito de la comunicación y participación de las asociaciones de consumidores en el proceso de la regulación con el fin fomentar el papel central del consumidor en la regulación. El trabajo publicado por CEER se ha basado en las respuestas recogidas de las autoridades reguladoras y las organizaciones de consumidores. Durante el 2014, se trabajará en la redacción de una guía de buenas prácticas en la colaboración de las organizaciones de consumidores con el regulador y los procesos regulatorios. Además, en el mes de diciembre de 2013 se publicó el documento “Status Review on customer access to information on energy costs, sources and energy efficiency schemes”⁶⁴ que analiza como información clave sobre el coste, fuentes de la energía y los esquemas de eficiencia se facilita a los consumidores finales en los distintos países miembros.

I.3 INFORMACIÓN UTILIZADA

Este informe ha sido realizado a partir de la siguiente información:

- CIRCULAR 1/2005, de 30 de junio, de la extinta Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de consumidores de energía eléctrica en el mercado a los distribuidores. Primer trimestre 2006 – cuarto trimestre 2013. Incluye información peninsular y extrapeninsular. En adelante se indicará como SICE-distribuidores⁶⁵.

⁶³

http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/2013/C13-CEM-65-03_SR%20on%20involvement%20of%20consumer%20organisations%20in%20the%20regulatory%20process.pdf

⁶⁴

http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/2013/C13-CEM-65-04_InfoAccess_16-Dec-2013.pdf

⁶⁵ Aunque desde el 1 de enero de 2011, la circular 1/2005 recoge información de todas las distribuidoras, a fecha de redacción de este informe muchas de ellas aún no se encuentran preparadas para reportar esta información. Por eso, a no ser que se indique lo contrario, la información de SICE-distribuidores hará referencia a la información proporcionada por las 5 grandes empresas distribuidoras

- CIRCULAR 2/2005, de 30 de junio, de la extinta Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de consumidores de energía eléctrica en el mercado, a los comercializadores. Corresponde a los comercializadores libres con cuotas en mercado (en volumen de energía) superiores al 1%. Primer trimestre 2006 - segundo trimestre 2013. Incluye información peninsular y extrapeninsular. En adelante se indicará como SICE-comercializadores.
- CIRCULAR 2/2004, de 10 de junio, de la extinta Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de las empresas distribuidoras no incluidas en el ámbito de aplicación de la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 13 de diciembre de 2001, por la que se establece el SINCRO.

El sistema SGIME, que es el Sistema de Gestión de la Información del Mercado Eléctrico de la CNMC.

La información correspondiente a la circular 1/2005 para un trimestre T recoge para cada distribuidor, la situación de los clientes conectados a su red el último día del trimestre T. A efectos de conocer la energía asociada a este colectivo de clientes con carácter anual, se recoge la energía consumida por éstos en el año móvil hasta el trimestre T-1⁶⁶, independientemente del tipo de mercado en el que hayan sido suministrados antes de esa fecha. La información relacionada con los cambios de suministrador corresponde a los realizados en el trimestre T. La energía se expresa en términos de consumo final en cliente.

La información correspondiente a la circular 2/2005 para un trimestre T recoge para cada comercializador, los clientes existentes en su cartera el último día del trimestre T. Para este colectivo, se indica la energía suministrada y el precio facturado en el año

⁶⁶ Teniendo en cuenta que las distribuidoras conocen la totalidad de la facturación correspondiente a un mes con un cierto retraso, a efectos de la energía, se ha utilizado la información del año móvil hasta el trimestre T-1.

I.4 GRADO DE AVANCE DE LA LIBERALIZACIÓN

Tabla 16. Evolución del número de puntos de suministro a través de CUR/distribuidor⁶⁷ y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/CUR	Total general
2008	T1	1.799.562	24.829.233	26.628.795
	T2	1.907.960	24.842.375	26.750.335
	T3	2.053.063	24.793.514	26.846.577
	T4	2.236.198	24.774.332	27.010.530
2009	T1	2.407.570	24.651.333	27.058.903
	T2	2.728.098	24.361.887	27.089.985
	T3	3.165.873	23.949.978	27.115.851
	T4	3.784.538	23.410.227	27.194.765
2010	T1	4.161.693	23.117.573	27.279.266
	T2	4.597.258	22.741.506	27.338.764
	T3	5.018.049	22.384.852	27.402.901
	T4	5.536.596	21.927.620	27.464.216
2011	T1	6.129.611	21.369.789	27.499.400
	T2	6.707.293	20.837.749	27.545.042
	T3	7.192.243	20.392.255	27.584.498
	T4	7.711.255	19.907.047	27.618.302
2012	T1	8.389.213	19.257.982	27.647.195
	T2	8.946.554	18.723.349	27.669.903
	T3	9.338.625	18.344.429	27.683.054
	T4	9.830.772	17.863.334	27.694.106
2013	T1	10.344.546	17.344.508	27.689.054
	T2	10.849.701	16.854.959	27.704.660
	T3	11.376.633	16.333.519	27.710.152
	T4	11.991.986	15.730.662	27.722.648

Fuente: SICE-distribuidores

⁶⁷ A raíz del expediente informativo de la extinta CNE para analizar las causas que están provocando los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador libre, se puso de manifiesto que algunos comercializadores de último recurso están facturando a precio libre a consumidores sin derecho a TUR en su base de clientes. Por ello, la cifra total de puntos de suministro a través de Distribuidor/CUR debería minorarse en esa cantidad de puntos de suministro facturados a "precio libre" por los CUR.

Tabla 17. Evolución del % de puntos de suministro a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	7%	93%	100%
	T2	7%	93%	100%
	T3	8%	92%	100%
	T4	8%	92%	100%
2009	T1	9%	91%	100%
	T2	10%	90%	100%
	T3	12%	88%	100%
	T4	14%	86%	100%
2010	T1	15%	85%	100%
	T2	17%	83%	100%
	T3	18%	82%	100%
	T4	20%	80%	100%
2011	T1	22%	78%	100%
	T2	24%	76%	100%
	T3	26%	74%	100%
	T4	28%	72%	100%
2012	T1	30%	70%	100%
	T2	32%	68%	100%
	T3	34%	66%	100%
	T4	35%	65%	100%
2013	T1	37%	63%	100%
	T2	39%	61%	100%
	T3	41%	59%	100%
	T4	43%	57%	100%

Fuente: SICE-distribuidores.

Tabla 18. Evolución de la energía anual (GWh) suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre. La energía corresponde a años móviles.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	81.191	170.359	251.550
	T2	94.736	152.636	247.372
	T3	123.693	129.926	253.620
	T4	133.345	122.852	256.197
2009	T1	135.126	117.607	252.734
	T2	147.553	99.519	247.072
	T3	150.347	89.813	240.161
	T4	156.029	81.525	237.554
2010	T1	161.115	76.697	237.812
	T2	165.719	72.444	238.163
	T3	171.115	69.262	240.377
	T4	175.104	65.686	240.790
2011	T1	179.397	62.823	242.221
	T2	182.661	60.157	242.818
	T3	184.418	57.500	241.918
	T4	186.551	55.771	242.323
2012	T1	186.296	51.680	237.976
	T2	187.684	49.485	237.169
	T3	188.043	48.265	236.309
	T4	182.490	46.819	229.309
2013	T1	188.148	45.014	233.162
	T2	186.736	42.817	229.553
	T3	187.096	41.097	228.193
	T4	187.895	39.070	226.965

Fuente: SICE-distribuidores.

Tabla 19. Evolución del % de la energía anual (GWh) suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre. La energía corresponde a años móviles.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	32%	68%	100%
	T2	38%	62%	100%
	T3	49%	51%	100%
	T4	52%	48%	100%
2009	T1	53%	47%	100%
	T2	60%	40%	100%
	T3	63%	37%	100%
	T4	66%	34%	100%
2010	T1	68%	32%	100%
	T2	70%	30%	100%
	T3	71%	29%	100%
	T4	73%	27%	100%
2011	T1	74%	26%	100%
	T2	75%	25%	100%
	T3	76%	24%	100%
	T4	77%	23%	100%
2012	T1	78%	22%	100%
	T2	79%	21%	100%
	T3	80%	20%	100%
	T4	80%	20%	100%
2013	T1	81%	19%	100%
	T2	81%	19%	100%
	T3	82%	18%	100%
	T4	83%	17%	100%

Fuente: SICE-distribuidores.

I.4.1 Análisis por grupo empresarial

Tabla 20. Evolución del número y % de puntos de suministro, volumen y % de volumen de energía del total del mercado minorista (comercialización a través de CUR y a través de comercializador libre) por grupo empresarial. Información a 31 de diciembre de 2012 y 2013.

	Número de Suministros		Volumen de Energía (GWh)		% S. Total Volumen Suministros		% S. Total Volumen Energía	
	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
ENDESA	11.243.331	11.146.163	91.453	83.063	41%	40%	40%	37%
IBERDROLA	10.567.885	10.443.944	52.493	48.852	38%	38%	23%	22%
GN-UF	4.251.539	4.342.377	33.349	32.511	15%	16%	15%	14%
EDP	814.335	879.594	15.232	16.973	3%	3%	7%	7%
E.ON	624.884	616.706	5.558	6.601	2%	2%	2%	3%
OTROS	145.231	242.220	13.015	22.877	1%	1%	6%	10%
VILLAR MIR	16.813	20.737	2.752	4.159	0%	0%	1%	2%
NEXUS	14.171	17.899	1.799	1.820	0%	0%	1%	1%
GALP ENERGIA	11.628	9.103	31	23	0%	0%	0%	0%
CIDEHC	1.921	3.520	38	59	0%	0%	0%	0%
ALPIQ	2.270	292	5.284	707	0%	0%	2%	0%
FORTIA	98	93	8.305	9.321	0%	0%	4%	4%
Total general	27.694.106	27.722.648	229.309	226.965	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

I.4.2 Análisis en función del segmento

I.4.2.1 Segmento doméstico

Tabla 21. Evolución del número de puntos de suministro del segmento doméstico a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	1.629.645	24.191.353	25.820.998
	T2	1.705.862	24.207.625	25.913.487
	T3	1.816.531	24.187.275	26.003.806
	T4	1.975.513	24.173.317	26.148.830
2009	T1	2.129.493	24.102.701	26.232.194
	T2	2.384.304	23.876.732	26.261.036
	T3	2.730.749	23.547.366	26.278.115
	T4	3.198.734	23.155.477	26.354.211
2010	T1	3.525.289	22.912.983	26.438.272
	T2	3.923.762	22.572.125	26.495.887
	T3	4.316.874	22.239.038	26.555.912
	T4	4.811.316	21.803.984	26.615.300
2011	T1	5.378.940	21.268.626	26.647.566
	T2	5.941.689	20.749.311	26.691.000
	T3	6.416.057	20.311.191	26.727.248
	T4	6.926.151	19.834.382	26.760.533
2012	T1	7.598.035	19.191.761	26.789.796
	T2	8.148.906	18.663.288	26.812.194
	T3	8.537.517	18.288.372	26.825.889
	T4	9.028.125	17.810.694	26.838.819
2013	T1	9.545.627	17.295.819	26.841.446
	T2	10.047.088	16.810.017	26.857.105
	T3	10.572.597	16.291.567	26.864.164
	T4	11.192.940	15.691.638	26.884.578

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 22. Evolución del % de número de puntos de suministro del segmento doméstico a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre respecto del total de puntos de suministro en este segmento.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	6%	94%	100%
	T2	7%	93%	100%
	T3	7%	93%	100%
	T4	8%	92%	100%
2009	T1	8%	92%	100%
	T2	9%	91%	100%
	T3	10%	90%	100%
	T4	12%	88%	100%
2010	T1	13%	87%	100%
	T2	15%	85%	100%
	T3	16%	84%	100%
	T4	18%	82%	100%
2011	T1	20%	80%	100%
	T2	22%	78%	100%
	T3	24%	76%	100%
	T4	26%	74%	100%
2012	T1	28%	72%	100%
	T2	30%	70%	100%
	T3	32%	68%	100%
	T4	34%	66%	100%
2013	T1	36%	64%	100%
	T2	37%	63%	100%
	T3	39%	61%	100%
	T4	42%	58%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 23. Evolución de la energía anual (GWh) de consumos del segmento doméstico suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	5.845	78.237	84.082
	T2	6.483	77.149	83.631
	T3	7.475	76.629	84.104
	T4	8.728	76.447	85.174
2009	T1	9.871	75.294	85.166
	T2	11.360	74.377	85.737
	T3	13.515	71.979	85.494
	T4	16.814	69.841	86.655
2010	T1	18.131	67.893	86.025
	T2	19.797	65.713	85.510
	T3	21.537	63.806	85.343
	T4	23.293	61.280	84.573
2011	T1	25.821	59.252	85.074
	T2	27.547	57.236	84.783
	T3	28.680	54.961	83.641
	T4	30.055	52.579	82.634
2012	T1	30.933	49.694	80.627
	T2	31.918	47.786	79.703
	T3	33.054	46.753	79.807
	T4	34.159	45.275	79.434
2013	T1	35.320	43.648	78.968
	T2	35.819	41.611	77.431
	T3	36.864	40.018	76.881
	T4	37.981	38.165	76.146

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 9. Evolución del % de la energía anual (GWh) de consumos del segmento doméstico suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	7%	93%	100%
	T2	8%	92%	100%
	T3	9%	91%	100%
	T4	10%	90%	100%
2009	T1	12%	88%	100%
	T2	13%	87%	100%
	T3	16%	84%	100%
	T4	19%	81%	100%
2010	T1	21%	79%	100%
	T2	23%	77%	100%
	T3	25%	75%	100%
	T4	28%	72%	100%
2011	T1	30%	70%	100%
	T2	32%	68%	100%
	T3	34%	66%	100%
	T4	36%	64%	100%
2012	T1	38%	62%	100%
	T2	40%	60%	100%
	T3	41%	59%	100%
	T4	43%	57%	100%
2013	T1	45%	55%	100%
	T2	46%	54%	100%
	T3	48%	52%	100%
	T4	50%	50%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

I.4.2.2 Segmento pymes

Tabla 24. Evolución del número de puntos de suministro del segmento PYMES a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	159.068	632.502	791.570
	T2	190.272	630.290	820.562
	T3	222.571	603.530	826.101
	T4	245.750	599.065	844.815
2009	T1	260.508	547.046	807.554
	T2	325.544	484.076	809.620
	T3	416.438	401.809	818.247
	T4	566.849	254.154	821.003
2010	T1	616.850	204.100	820.950
	T2	653.792	168.930	822.722
	T3	681.196	145.389	826.585
	T4	705.121	123.272	828.393
2011	T1	730.365	100.828	831.193
	T2	745.030	88.120	833.150
	T3	755.336	80.791	836.127
	T4	764.082	72.422	836.504
2012	T1	770.036	65.963	835.999
	T2	776.293	59.827	836.120
	T3	779.470	55.820	835.290
	T4	780.943	52.370	833.313
2013	T1	777.259	48.453	825.712
	T2	780.786	44.723	825.509
	T3	782.107	41.754	823.861
	T4	777.112	38.856	815.968

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 25. Evolución del número del % de puntos de suministro del segmento PYMES a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre respecto del total de puntos de suministro de este segmento.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	20%	80%	100%
	T2	23%	77%	100%
	T3	27%	73%	100%
	T4	29%	71%	100%
2009	T1	32%	68%	100%
	T2	40%	60%	100%
	T3	51%	49%	100%
	T4	69%	31%	100%
2010	T1	75%	25%	100%
	T2	79%	21%	100%
	T3	82%	18%	100%
	T4	85%	15%	100%
2011	T1	88%	12%	100%
	T2	89%	11%	100%
	T3	90%	10%	100%
	T4	91%	9%	100%
2012	T1	92%	8%	100%
	T2	93%	7%	100%
	T3	93%	7%	100%
	T4	94%	6%	100%
2013	T1	94%	6%	100%
	T2	95%	5%	100%
	T3	95%	5%	100%
	T4	95%	5%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 26. Evolución de la energía anual (GWh) de consumos del segmento PYMES suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	20.821	38.024	58.846
	T2	23.030	35.935	58.965
	T3	28.016	30.217	58.233
	T4	30.237	28.009	58.246
2009	T1	29.345	26.459	55.804
	T2	33.271	22.016	55.287
	T3	37.718	17.050	54.768
	T4	43.347	11.109	54.456
2010	T1	45.424	8.387	53.811
	T2	47.150	6.399	53.549
	T3	48.192	5.156	53.347
	T4	49.069	4.151	53.220
2011	T1	50.094	3.118	53.212
	T2	50.448	2.604	53.053
	T3	50.477	2.250	52.727
	T4	50.514	2.947	53.461
2012	T1	50.161	1.738	51.899
	T2	50.216	1.516	51.732
	T3	50.197	1.356	51.553
	T4	49.868	1.259	51.127
2013	T1	49.157	1.190	50.348
	T2	48.404	1.082	49.486
	T3	47.725	968	48.693
	T4	47.332	826	48.158

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 27. Evolución del % de la energía anual (GWh) de consumos del segmento PYMES suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	35%	65%	100%
	T2	39%	61%	100%
	T3	48%	52%	100%
	T4	52%	48%	100%
2009	T1	53%	47%	100%
	T2	60%	40%	100%
	T3	69%	31%	100%
	T4	80%	20%	100%
2010	T1	84%	16%	100%
	T2	88%	12%	100%
	T3	90%	10%	100%
	T4	92%	8%	100%
2011	T1	94%	6%	100%
	T2	95%	5%	100%
	T3	96%	4%	100%
	T4	94%	6%	100%
2012	T1	97%	3%	100%
	T2	97%	3%	100%
	T3	97%	3%	100%
	T4	98%	2%	100%
2013	T1	98%	2%	100%
	T2	98%	2%	100%
	T3	98%	2%	100%
	T4	98%	2%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

I.4.2.3 Segmento industrial

Tabla 28. Evolución del número de puntos de suministro del segmento industrial a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	10.849	5.378	16.227
	T2	11.826	4.460	16.286
	T3	13.961	2.709	16.670
	T4	14.935	1.950	16.885
2009	T1	17.569	1.586	19.155
	T2	18.250	1.079	19.329
	T3	18.686	803	19.489
	T4	18.955	596	19.551
2010	T1	19.554	490	20.044
	T2	19.704	451	20.155
	T3	19.979	425	20.404
	T4	20.159	364	20.523
2011	T1	20.306	335	20.641
	T2	20.574	318	20.892
	T3	20.850	273	21.123
	T4	21.022	243	21.265
2012	T1	21.142	258	21.400
	T2	21.355	234	21.589
	T3	21.638	237	21.875
	T4	21.704	270	21.974
2013	T1	21.660	236	21.896
	T2	21.827	219	22.046
	T3	21.929	198	22.127
	T4	21.934	168	22.102

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 29. Evolución del % de número de puntos de suministro del segmento industrial a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre respecto del total de número de suministros de este segmento.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	67%	33%	100%
	T2	73%	27%	100%
	T3	84%	16%	100%
	T4	88%	12%	100%
2009	T1	92%	8%	100%
	T2	94%	6%	100%
	T3	96%	4%	100%
	T4	97%	3%	100%
2010	T1	98%	2%	100%
	T2	98%	2%	100%
	T3	98%	2%	100%
	T4	98%	2%	100%
2011	T1	98%	2%	100%
	T2	98%	2%	100%
	T3	99%	1%	100%
	T4	99%	1%	100%
2012	T1	99%	1%	100%
	T2	99%	1%	100%
	T3	99%	1%	100%
	T4	99%	1%	100%
2013	T1	99%	1%	100%
	T2	99%	1%	100%
	T3	99%	1%	100%
	T4	99%	1%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 30. Evolución de la energía anual (GWh) de consumos del segmento industrial suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	54.525	54.098	108.622
	T2	65.223	39.552	104.776
	T3	88.202	23.080	111.282
	T4	94.380	18.397	112.777
2009	T1	95.910	15.854	111.764
	T2	102.922	3.125	106.048
	T3	99.115	784	99.899
	T4	95.869	575	96.444
2010	T1	97.560	416	97.976
	T2	98.772	332	99.104
	T3	101.386	300	101.686
	T4	102.741	255	102.997
2011	T1	103.482	454	103.936
	T2	104.665	316	104.982
	T3	105.260	289	105.549
	T4	105.983	245	106.228
2012	T1	105.202	248	105.450
	T2	105.550	183	105.733
	T3	104.793	156	104.949
	T4	98.463	285	98.748
2013	T1	103.670	176	103.846
	T2	102.512	124	102.636
	T3	102.507	112	102.619
	T4	102.583	79	102.662

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 31. Evolución del % de la energía anual (GWh) de consumos del segmento industrial suministrada a través de CUR/distribuidor y a través de comercializador libre.

		Comercializador libre	Distribuidor/ CUR	Total general
2008	T1	50%	50%	100%
	T2	62%	38%	100%
	T3	79%	21%	100%
	T4	84%	16%	100%
2009	T1	86%	14%	100%
	T2	97%	3%	100%
	T3	99%	1%	100%
	T4	99%	1%	100%
2010	T1	100%	0%	100%
	T2	100%	0%	100%
	T3	100%	0%	100%
	T4	100%	0%	100%
2011	T1	100%	0%	100%
	T2	100%	0%	100%
	T3	100%	0%	100%
	T4	100%	0%	100%
2012	T1	100%	0%	100%
	T2	100%	0%	100%
	T3	100%	0%	100%
	T4	100%	0%	100%
2013	T1	100%	0%	100%
	T2	100%	0%	100%
	T3	100%	0%	100%
	T4	100%	0%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

I.4.3 Análisis en función de la tarifa de acceso

Tabla 32. Clasificación del % de puntos de suministro del total del mercado minorista suministrados a través de CUR y a través de comercializador libre por tarifa de acceso a 31 de diciembre de 2013.

		Comercializador libre	CUR
Baja Tensión	2.0A	40%	60%
	2.0NA-DHA	37%	63%
	2.0 DHS	26%	74%
	2.1A	89%	11%
	2.1DHA	94%	6%
	2.1DHS	99%	1%
	3.0A	95%	5%
Alta Tensión	3.1A	98%	2%
	6.1	99%	1%
	6.2	99%	1%
	6.3	99%	1%
	6.4	100%	0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 33. Clasificación del % de volumen de energía (GWh) del total del mercado minorista suministrado a través de CUR y a través de comercializador libre por tarifa de acceso a 31 de diciembre de 2013.

		Comercializador libre	CUR
Baja Tensión	2.0A	45%	55%
	2.0NA-DHA	35%	65%
	2.0 DHS	17%	83%
	2.1A	92%	8%
	2.1DHA	96%	4%
	2.1DHS	99%	1%
	3.0A	98%	2%
Alta Tensión	3.1A	99%	1%
	6.1	100%	0%
	6.2	100%	0%
	6.3	100%	0%
	6.4	100%	0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 34. Clasificación del % de puntos de suministro del total del mercado minorista suministrados a través de CUR y a través de comercializador libre por tarifa de acceso a 31 de diciembre de 2012.

		Comercializador libre	CUR
Baja Tensión	2.0A	32%	68%
	2.0NA-DHA	26%	74%
	2.0 DHS	16%	84%
	2.1A	87%	13%
	2.1DHA	93%	7%
	2.1DHS	100%	0%
	3.0A	93%	7%
Alta Tensión	3.1A	97%	3%
	6.1	99%	1%
	6.2	99%	1%
	6.3	99%	1%
	6.4	100%	0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 35. Clasificación del % de volumen de energía (GWh) del total del mercado minorista suministrado a través de CUR y a través de comercializador libre por tarifa de acceso a 31 de diciembre de 2012.

		Comercializador libre	CUR
Baja Tensión	2.0A	38%	62%
	2.0NA-DHA	25%	75%
	2.0 DHS	22%	78%
	2.1A	91%	9%
	2.1DHA	94%	6%
	2.1DHS	100%	0%
	3.0A	97%	3%
Alta Tensión	3.1A	99%	1%
	6.1	100%	0%
	6.2	100%	0%
	6.3	100%	0%
	6.4	100%	0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 36. Clasificación del % de puntos de suministro del total del mercado minorista suministrados a través de CUR y a través de comercializador libre clasificados por derecho a ser suministrados por un CUR o no, a 31 de diciembre de 2012 y 2013.

		Comercializador libre	CUR	Total general
2012	Derecho a TUR	32%	68%	100%
	Sin derecho a TUR	91%	9%	100%
2013	Derecho a TUR	40%	60%	100%
	Sin derecho a TUR	93%	7%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 37. Clasificación del % de volumen de energía del total del mercado minorista suministrados a través de CUR y a través de comercializador libre clasificados por derecho a ser suministrados por un CUR o no, a 31 de diciembre de 2012 y 2013.

		Comercializador libre	CUR	Total general
2012	Derecho a TUR	37%	63%	100%
	Sin derecho a TUR	99%	1%	100%
2013	Derecho a TUR	44%	56%	100%
	Sin derecho a TUR	99%	1%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

I.4.4 Análisis en función del distribuidor

Tabla 38. Clasificación del % de puntos de suministro del total del mercado minorista suministrados a través de CUR y a través de comercializador libre por distribuidor a 31 de diciembre de 2010, 2011, 2012 y 2013

		Comercializador libre	CUR
E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L.	2010	19%	81%
	2011	29%	71%
	2012	41%	59%
	2013	50%	50%
ENDESA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.	2010	18%	82%
	2011	23%	77%
	2012	28%	72%
	2013	36%	64%
HIDROCANTABRICO DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.	2010	48%	52%
	2011	55%	45%
	2012	61%	39%
	2013	65%	35%
IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.	2010	24%	76%
	2011	35%	65%
	2012	46%	54%
	2013	54%	46%
UNION FENOSA DISTRIBUCION, S.A.	2010	13%	87%
	2011	18%	82%
	2012	25%	75%
	2013	30%	70%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 39. Clasificación del % del volumen de energía del total del mercado minorista suministrados a través de CUR y a través de comercializador libre por distribuidor a 31 diciembre de 2010, 2011, 2012 y 2013

		Comercializador libre	CUR
E.ON DISTRIBUCIÓN, S.L.	2010	79%	21%
	2011	83%	17%
	2012	88%	12%
	2013	92%	8%
ENDESA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.L.	2010	69%	31%
	2011	73%	27%
	2012	76%	24%
	2013	79%	21%
HIDROCANTABRICO DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.	2010	90%	10%
	2011	92%	8%
	2012	85%	15%
	2013	94%	6%
IBERDROLA DISTRIBUCION ELECTRICA, S.A.	2010	75%	25%
	2011	80%	20%
	2012	84%	16%
	2013	86%	14%
UNION FENOSA DISTRIBUCION, S.A.	2010	71%	29%
	2011	76%	24%
	2012	77%	23%
	2013	79%	21%

Fuente: SICE-distribuidores

I.4.5 Número de comercializadoras libres

Tabla 40. Evolución del número de comercializadoras libres en la red de todas las distribuidoras de las que se dispone información a través de la Circular 1/2005 por segmento de consumo. Información a diciembre de cada año.

		Doméstico	Pyme	Industrial	Total
2011	T2	105	105	58	120
	T4	116	111	55	127
2012	T2	117	123	62	132
	T4	130	129	70	141
2013	T2	143	140	79	155
	T4	151	150	91	162

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 41. Evolución del número de comercializadoras libres en la red de las 5 grandes distribuidoras por segmento. Información a diciembre de cada año.

		Doméstico	Pyme	Industrial	Total
2011	T2	51	58	36	66
	T4	63	64	38	74
2012	T2	70	77	47	83
	T4	87	86	52	100
2013	T2	96	96	60	109
	T4	113	113	69	125

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 42. Evolución del número de comercializadoras libres con un volumen significativo* de clientes en la red de las 5 grandes distribuidoras por segmento de consumo. Información a diciembre de cada año.

		Doméstico	Pyme	Industrial	Total
2011	T2	25	23	19	31
	T4	33	28	23	42
2012	T2	36	31	24	46
	T4	39	35	28	50
2013	T2	47	38	33	57
	T4	54	50	37	66

Fuente: SICE-distribuidores

*Una comercializadora se considera "con un volumen significativo" cuando a una fecha dada suministra energía eléctrica a más de 100 clientes en el caso de los segmentos doméstico y pymes, y a más de 10 clientes en el segmento industrial.

Tabla 43. Evolución del número de comercializadoras libres en la red de las 5 grandes distribuidoras en el segmento doméstico. Información a diciembre de cada año.

		$\leq 10\text{kW}$	$> 10\text{kW}$
2011	T2	46	46
	T4	58	55
2012	T2	64	62
	T4	81	72
2013	T2	89	82
	T4	103	97

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 44. Evolución del número de comercializadoras libres con un volumen significativo* de clientes en la red de las 5 grandes distribuidoras en el segmento doméstico

		$\leq 10\text{kW}$	$> 10\text{kW}$
2011	T2	19	18
	T4	29	21
2012	T2	33	25
	T4	38	25
2013	T2	41	28
	T4	48	35

Fuente: SICE-distribuidores

*Una comercializadora se considera "con un volumen significativo" cuando a una fecha dada suministra energía eléctrica a más de 100 clientes en el caso de los segmentos doméstico y pymes, y a más de 10 clientes en el segmento industrial.

I.4.6 Análisis en función del comercializador

Tabla 45. Evolución del número y % de puntos de suministro a través de comercializador libre en función del comercializador al final de cada trimestre.

		Iberdrola	Endesa	GNF	EDP	E.On	Otros	Nexus	Galp Energía	Enérgya-VM	Audax	Cide HC	Factor	Fenie	Fortia	Gesternova	Syder	Cldom	Galp	Som Energía	Aura	Watium	Total general
2008	T1	265.749	1.155.476	277.020	94.773	3.473	3.020	41		14													1.799.566
	T2	305.253	1.198.823	280.588	115.782	4.278	3.184	43		10													1.907.961
	T3	362.290	1.275.597	286.682	119.341	5.669	3.422	53		10													2.053.064
	T4	457.611	1.356.339	288.238	122.079	7.768	4.071	54		15					25								2.236.201
2009	T1	542.360	1.429.079	291.293	131.194	8.349	5.227	5							66								2.407.573
	T2	667.210	1.503.294	312.803	226.712	11.498	6.518	5							67								2.728.107
	T3	828.208	1.581.926	429.201	280.541	14.063	28.117	540		3.184					96								3.165.876
	T4	1.235.980	1.650.194	526.968	312.173	19.363	33.719	1.220		4.726		95			97								3.784.535
2010	T1	1.473.068	1.704.333	595.833	328.943	26.137	25.755	1.926		5.393		211			94								4.161.693
	T2	1.759.167	1.771.077	617.670	365.056	31.059	43.060	2.895		6.926		250			98								4.597.258
	T3	2.030.651	1.834.679	648.421	393.473	50.269	34.447	11.574		14.190		262			83								5.018.049
	T4	2.376.633	1.889.793	682.992	432.694	91.904	34.756	14.685		12.776		281			82								5.536.596
2011	T1	2.790.568	1.970.555	733.294	452.209	118.263	11.915	16.706	7.659	10.969	777	382	15.481		97	730	6						6.129.611
	T2	3.119.115	2.065.662	818.185	470.600	154.155	21.246	17.092	11.779	10.019	1.224	456	16.537	110	97	917	60	39					6.707.293
	T3	3.352.131	2.153.833	909.472	481.806	195.766	36.450	17.845	14.688	9.468	1.396	575	16.978	478	99	1.079	96	83					7.192.243
	T4	3.631.837	2.231.167	1.036.382	487.821	205.676	51.783	17.197	14.983	9.425	1.510	670	17.045	1.225	100	1.231	141	144	2.645	264	9		7.711.255
2012	T1	3.975.154	2.363.587	1.165.719	503.206	239.303	67.551	16.013	13.982	9.707	1.670	802	18.583	2.517	99	1.305	173	212	8.663	665	302		8.389.213
	T2	4.232.904	2.474.074	1.304.107	517.127	252.264	64.709	15.648	13.661	11.054	1.836	1.583	20.311	10.326	97	1.443	121	277	22.808	1.246	958		8.946.554
	T3	4.441.915	2.577.187	1.352.520	530.809	255.351	62.198	14.710	12.679	14.022	1.948	1.718	22.385	18.836	96	1.535	152	354	26.800	2.091	1.319		9.338.625
	T4	4.716.337	2.680.197	1.415.581	556.515	270.010	59.906	14.171	11.628	16.813	2.585	1.921	24.454	28.167	98	1.765	152	534	25.225	3.044	1.606	63	9.830.772
2013	T1	4.985.390	2.816.913	1.461.293	580.575	289.033	49.522	13.065	10.681	20.161	13.436	2.272	26.551	39.802	99	2.033	200	907	24.212	5.399	1.967	1.032	10.344.543
	T2	5.163.218	3.040.143	1.508.985	607.326	295.108	50.309	13.516	10.109	21.254	16.288	2.670	29.862	53.376	97	2.495	345	1.413	21.548	7.015	2.099	2.521	10.849.697
	T3	5.293.388	3.306.507	1.591.447	623.697	301.330	50.606	17.603	9.601	21.222	20.555	3.049	30.263	66.684	96	2.905	785	1.898	19.604	8.525	2.062	4.798	11.376.625
	T4	5.457.925	3.592.612	1.689.191	643.637	314.757	51.212	17.899	9.103	20.737	23.329	3.520	32.315	83.496	93	3.618	2.596	7.868	18.135	10.371	2.469	7.094	11.991.977

		Iberdrola	Endesa	GNF	EDP	E.On	Otros	Nexus	Galp Energía	Enérgya-VM	Audax	Cide HC	Factor	Fenie	Fortia	Gesternova	Syder	Clidom	Galp	Som Energía	Aura	Watium	Total general
2008	T1	14,77%	64,21%	15,39%	5,27%	0,19%	0,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	16,00%	62,83%	14,71%	6,07%	0,22%	0,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	17,65%	62,13%	13,96%	5,81%	0,28%	0,17%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	20,46%	60,65%	12,89%	5,46%	0,35%	0,18%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2009	T1	22,53%	59,36%	12,10%	5,45%	0,35%	0,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	24,46%	55,10%	11,47%	8,31%	0,42%	0,24%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	26,16%	49,97%	13,56%	8,86%	0,44%	0,89%	0,02%	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	32,66%	43,60%	13,92%	8,25%	0,51%	0,89%	0,03%	0,00%	0,12%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2010	T1	35,40%	40,95%	14,32%	7,90%	0,63%	0,62%	0,05%	0,00%	0,13%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	38,27%	38,52%	13,44%	7,94%	0,68%	0,94%	0,06%	0,00%	0,15%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	40,47%	36,56%	12,92%	7,84%	1,00%	0,69%	0,23%	0,00%	0,28%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	42,93%	34,13%	12,34%	7,82%	1,66%	0,63%	0,27%	0,00%	0,23%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2011	T1	45,53%	32,15%	11,96%	7,38%	1,93%	0,19%	0,27%	0,12%	0,18%	0,01%	0,01%	0,25%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	46,50%	30,80%	12,20%	7,02%	2,30%	0,32%	0,25%	0,18%	0,15%	0,02%	0,01%	0,25%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	46,61%	29,95%	12,65%	6,70%	2,72%	0,51%	0,25%	0,20%	0,13%	0,02%	0,01%	0,24%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	47,10%	28,93%	13,44%	6,33%	2,67%	0,67%	0,22%	0,19%	0,12%	0,02%	0,01%	0,22%	0,02%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2012	T1	47,38%	28,17%	13,90%	6,00%	2,85%	0,81%	0,19%	0,17%	0,12%	0,02%	0,01%	0,22%	0,03%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,10%	0,01%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	47,31%	27,65%	14,58%	5,78%	2,82%	0,72%	0,17%	0,15%	0,12%	0,02%	0,02%	0,23%	0,12%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,25%	0,01%	0,01%	0,00%	100,00%
	T3	47,56%	27,60%	14,48%	5,68%	2,73%	0,67%	0,16%	0,14%	0,15%	0,02%	0,02%	0,24%	0,20%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,29%	0,02%	0,01%	0,00%	100,00%
	T4	47,98%	27,26%	14,40%	5,66%	2,75%	0,61%	0,14%	0,12%	0,17%	0,03%	0,02%	0,25%	0,29%	0,00%	0,02%	0,00%	0,01%	0,26%	0,03%	0,02%	0,00%	100,00%
2013	T1	48,19%	27,23%	14,13%	5,61%	2,79%	0,48%	0,13%	0,10%	0,19%	0,13%	0,02%	0,26%	0,38%	0,00%	0,02%	0,00%	0,01%	0,23%	0,05%	0,02%	0,01%	100,00%
	T2	47,59%	28,02%	13,91%	5,60%	2,72%	0,46%	0,12%	0,09%	0,20%	0,15%	0,02%	0,28%	0,49%	0,00%	0,02%	0,00%	0,01%	0,20%	0,06%	0,02%	0,02%	100,00%
	T3	46,53%	29,06%	13,99%	5,48%	2,65%	0,44%	0,15%	0,08%	0,19%	0,18%	0,03%	0,27%	0,59%	0,00%	0,03%	0,01%	0,02%	0,17%	0,07%	0,02%	0,04%	100,00%
	T4	45,51%	29,96%	14,09%	5,37%	2,62%	0,43%	0,15%	0,08%	0,17%	0,19%	0,03%	0,27%	0,70%	0,00%	0,03%	0,02%	0,07%	0,15%	0,09%	0,02%	0,06%	100,00%

Fuente: SICE-distribuidores

Nota₁: El incremento en el número de clientes de la Comercializadora libre CH Cide del T1 al T2 de 2012 se debe a una integración en la red de distribución de E.On de las distribuidoras de Electra La Molina y Electra El Vendul. Nótese que los datos analizados solo corresponden a las cinco mayores distribuidoras del país por eso, estos puntos de suministro no se registraban en informes anteriores. Adicionalmente, la mayoría de los puntos de suministro de la comercializadora CH Cide se encuentran en la red de distribución de las distribuidoras con menos de 100.000 clientes cuyos datos no se han integrado en este informe. A diciembre de 2013, el número de puntos de suministro de CH Cide ascendería a más de 429.400 (datos provisionales).

Nota₂: Aunque Gas Natural y Unión Fenosa, eran dos grupos empresariales separados antes de 2009, los datos recogen la suma de los comercializadores de ambos.

Tabla 46. Evolución de la cuota del volumen de energía (GWh) y % suministrado a través de comercializador libre en función del comercializador al final de cada trimestre.

		Iberdrola	Endesa	GNF	EDP	E.On	Otros	Nexus	Galp Energía	Enérgya-VM	Audax	Cide HC	Factor	Fenie	Fortia	Gesternova	Syder	Clidom	Galp	Som Energía	Aura	Watum	Total general
2008	T1	11.803	38.011	17.915	10.707	859	1.825	70	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81.191
	T2	14.668	40.820	20.408	10.253	743	7.811	32	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94.736
	T3	17.701	49.887	25.218	12.751	788	16.660	687	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	123.693
	T4	20.310	53.073	24.490	13.053	1.323	15.900	645	-	3	-	-	-	-	4.546	-	-	-	-	-	-	-	133.345
2009	T1	21.612	53.990	20.881	12.626	2.082	10.223	1	-	-	-	-	-	-	13.612	-	-	-	-	-	-	-	135.026
	T2	25.891	58.652	22.190	14.511	2.456	11.090	1	-	-	-	-	-	-	12.751	-	-	-	-	-	-	-	147.543
	T3	27.503	58.738	23.585	15.491	2.527	8.929	87	-	973	-	-	-	-	12.515	-	-	-	-	-	-	-	150.347
	T4	32.950	58.445	25.231	15.230	2.398	9.157	167	-	898	-	2	-	-	11.552	-	-	-	-	-	-	-	156.029
2010	T1	35.554	58.848	25.662	16.138	2.444	10.480	278	-	780	-	5	-	-	10.926	-	-	-	-	-	-	-	161.115
	T2	37.389	59.652	25.585	16.610	2.864	10.131	371	-	775	-	6	-	-	12.336	-	-	-	-	-	-	-	165.719
	T3	38.092	62.712	24.898	17.093	3.049	9.530	1.705	-	2.241	-	17	-	-	11.779	-	-	-	-	-	-	-	171.115
	T4	38.681	64.584	25.000	17.582	3.296	10.085	1.949	-	2.509	-	17	-	-	11.401	-	-	-	-	-	-	-	175.104
2011	T1	39.949	65.971	25.266	17.394	3.340	9.953	2.419	22	2.460	39	21	1.250	-	11.257	56	0	-	-	-	-	-	179.397
	T2	40.439	67.378	25.905	17.279	3.089	10.734	2.612	33	2.586	57	34	1.220	3	11.221	66	6	0	-	-	-	-	182.661
	T3	40.730	67.765	25.617	17.217	3.259	12.046	2.679	41	2.747	83	34	1.216	23	10.867	72	19	0	-	-	-	-	184.418
	T4	41.738	67.700	27.070	16.930	3.490	12.002	2.597	41	2.808	129	37	1.162	52	10.684	78	24	2	7	1	0	-	186.551
2012	T1	41.127	66.859	25.758	16.271	4.331	15.559	2.272	38	2.697	153	39	858	94	10.099	78	25	4	22	2	10	-	186.296
	T2	41.271	66.972	26.494	16.551	4.409	17.002	2.116	36	2.339	190	28	930	161	8.977	76	17	7	59	3	45	-	187.684
	T3	41.591	67.428	26.680	16.528	4.707	16.344	1.904	34	2.522	238	30	996	372	8.430	71	17	11	73	6	62	-	188.043
	T4	38.232	67.435	26.062	14.624	4.913	16.205	1.799	31	2.752	284	38	1.058	471	8.305	82	16	16	76	9	83	0	182.490
2013	T1	38.855	64.893	26.023	16.413	6.041	18.325	1.551	28	3.688	754	40	1.071	594	9.545	81	8	24	70	16	104	24	188.148
	T2	38.170	64.453	25.039	16.167	6.059	18.679	1.593	26	3.964	1.015	52	1.119	710	9.324	86	10	34	62	21	119	34	186.735
	T3	38.081	63.115	25.379	16.251	6.228	19.000	1.747	24	4.099	1.394	58	1.075	796	9.427	96	20	38	56	26	129	56	187.095
	T4	37.412	63.170	25.780	16.444	6.124	19.535	1.820	23	4.159	1.525	59	1.098	888	9.321	127	29	69	77	32	143	61	187.895

		Iberdrola	Endesa	GNF	EDP	E.On	Otros	Nexus	Galp Energía	Enérgya-VM	Audax	Cide HC	Factor	Fenie	Fortia	Gesternova	Syder	Clidom	Galp	Som Energía	Aura	Watum	Total general	
2008	T1	14,54%	46,82%	22,06%	13,19%	1,06%	2,25%	0,09%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	
	T2	15,48%	43,09%	21,54%	10,82%	0,78%	8,25%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	
	T3	14,31%	40,33%	20,39%	10,31%	0,64%	13,47%	0,56%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	15,23%	39,80%	18,37%	9,79%	0,99%	11,92%	0,48%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,41%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2009	T1	16,01%	39,98%	15,46%	9,35%	1,54%	7,57%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	10,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	17,55%	39,75%	15,04%	9,84%	1,66%	7,52%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	8,64%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	18,29%	39,07%	15,69%	10,30%	1,68%	5,94%	0,06%	0,00%	0,65%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	8,32%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	21,12%	37,46%	16,17%	9,76%	1,54%	5,87%	0,11%	0,00%	0,58%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,40%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2010	T1	22,07%	36,53%	15,93%	10,02%	1,52%	6,50%	0,17%	0,00%	0,48%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,78%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	22,56%	36,00%	15,44%	10,02%	1,73%	6,11%	0,22%	0,00%	0,47%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	7,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	22,26%	36,65%	14,55%	9,99%	1,78%	5,57%	1,00%	0,00%	1,31%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	6,88%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	22,09%	36,88%	14,28%	10,04%	1,88%	5,76%	1,11%	0,00%	1,43%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	6,51%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2011	T1	22,27%	36,77%	14,08%	9,70%	1,86%	5,55%	1,35%	0,01%	1,37%	0,02%	0,01%	0,70%	0,00%	6,27%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	22,14%	36,89%	14,18%	9,46%	1,69%	5,88%	1,43%	0,02%	1,42%	0,03%	0,02%	0,67%	0,00%	6,14%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	22,09%	36,75%	13,89%	9,34%	1,77%	6,53%	1,45%	0,02%	1,49%	0,05%	0,02%	0,66%	0,01%	5,89%	0,04%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	22,37%	36,29%	14,51%	9,08%	1,87%	6,43%	1,39%	0,02%	1,50%	0,07%	0,02%	0,62%	0,03%	5,73%	0,04%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%
2012	T1	22,08%	35,89%	13,83%	8,73%	2,32%	8,35%	1,22%	0,02%	1,45%	0,08%	0,02%	0,46%	0,05%	5,42%	0,04%	0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	100,00%
	T2	21,99%	35,68%	14,12%	8,82%	2,35%	9,06%	1,13%	0,02%	1,25%	0,10%	0,01%	0,50%	0,09%	4,78%	0,04%	0,01%	0,00%	0,03%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	100,00%
	T3	22,12%	35,86%	14,19%	8,79%	2,50%	8,69%	1,01%	0,02%	1,34%	0,13%	0,02%	0,53%	0,20%	4,48%	0,04%	0,01%	0,01%	0,04%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	100,00%
	T4	20,95%	36,95%	14,28%	8,01%	2,69%	8,88%	0,99%	0,02%	1,51%	0,16%	0,02%	0,58%	0,26%	4,55%	0,04%	0,01%	0,01%	0,04%	0,00%	0,05%	0,00%	0,00%	100,00%
2013	T1	20,65%	34,49%	13,83%	8,72%	3,21%	9,74%	0,82%	0,01%	1,96%	0,40%	0,02%	0,57%	0,32%	5,07%	0,04%	0,00%	0,01%	0,04%	0,01%	0,06%	0,01%	0,00%	100,00%
	T2	20,44%	34,52%	13,41%	8,66%	3,24%	10,00%	0,85%	0,01%	2,12%	0,54%	0,03%	0,60%	0,38%	4,99%	0,05%	0,01%	0,02%	0,03%	0,01%	0,06%	0,02%	0,00%	100,00%
	T3	20,35%	33,73%	13,56%	8,69%	3,33%	10,16%	0,93%	0,01%	2,19%	0,75%	0,03%	0,57%	0,43%	5,04%	0,05%	0,01%	0,02%	0,03%	0,01%	0,07%	0,03%	0,00%	100,00%
	T4	19,91%	33,62%	13,72%	8,75%	3,26%	10,40%	0,97%	0,01%	2,21%	0,81%	0,03%	0,58%	0,47%	4,96%	0,07%	0,02%	0,04%	0,04%	0,02%	0,08%	0,03%	0,00%	100,00%

Fuente: SICE-distribuidores

Nota: No puede considerarse significativa la evolución del volumen y % de energía clasificados bajo el epígrafe "otros" ya que el número de las empresas comercializadoras definidas en este epígrafe se ha ido modificando progresivamente

Tabla 47. Cuota de mercado mayorista de cada comercializador (compras en barras de central) de los comercializadores libres en los años 2010, 2011, 2012 y 2013

	2010	2011	2012	2013
ELECTRA ALTO MIÑO COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA, SLU	0,027%	0,024%	0,022%	0,019%
CLIDOM ENERGY S.L.L	0,000%	0,000%	0,005%	0,019%
UNIELECTRICA ENERGIA	0,000%	0,000%	0,000%	0,018%
LESA COMPRA (ESP)	0,019%	0,016%	0,015%	0,016%
ELECTRICA DE CALLOSA DE SEGURA, CV	0,000%	0,016%	0,016%	0,016%
MELON ENERGY, S.L	0,000%	0,000%	0,010%	0,016%
ELECTRICA NURIEL, SL	0,000%	0,000%	0,012%	0,016%
ELECTR. CENTELLES COMPRA (ESP)	0,019%	0,015%	0,013%	0,014%
HIDROELECTRICA EL CARMEN	0,019%	0,017%	0,016%	0,013%
COOPERATIVA ELECTRICA ALBATERENSE, COOP.V	0,000%	0,000%	0,007%	0,013%
ELECTRICA DEL MONTSEC, S.L	0,002%	0,003%	0,003%	0,012%
SOM ENERGIA	0,000%	0,000%	0,002%	0,012%
HIDROELÉCTRICA DE SILLEDA, S.L	0,017%	0,015%	0,014%	0,011%
ELECTRICA SALAS DE PALLARS S.L.U	0,001%	0,001%	0,001%	0,011%
TALARN DISTRIBUCIO MUNICIPAL ELECTRICA, S.L.U	0,000%	0,000%	0,000%	0,011%
SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÉCTRICA DE TÍRVIA	0,000%	0,000%	0,000%	0,011%
DREUE ELECTRIC SL	0,000%	0,000%	0,002%	0,011%
ARACÁN ENERGÍA, S.L	0,000%	0,000%	0,001%	0,011%
ELECTRA CARDENER COMPRA (ESP)	0,027%	0,021%	0,019%	0,010%
ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SANTA COLOMA DE QUERALT, S.L	0,000%	0,000%	0,004%	0,009%
ELÉCTRICA CATRALENSE, SLU	0,011%	0,010%	0,010%	0,009%
ELECTRICA DE MOSCOSO, S.L	0,011%	0,009%	0,009%	0,009%
EPRESA ENER. COMPRA(ESP)	0,002%	0,008%	0,012%	0,009%
LA UNIÓN ELECTRO INDUSTRIAL, S.L.U	0,047%	0,047%	0,018%	0,009%
SYDER CCMERCIALIZADORA VERDE S.L	0,000%	0,006%	0,010%	0,008%
ADURIZ ENERGÍA, SLU	0,013%	0,008%	0,008%	0,008%
ELECTRA ADURIZ,S.A	0,010%	0,009%	0,008%	0,008%
ELÉCTRICA DE GUIXES	0,000%	0,000%	0,002%	0,008%
HIDROELÉCTRICA LUMMEY, S.L	0,010%	0,010%	0,009%	0,008%
AGENTE DEL MERCADO ELECTRICO	0,013%	0,003%	0,003%	0,008%
ELECTRA NORTE COMPRA (ESP)	0,010%	0,009%	0,008%	0,007%
EVERGREEN ELECTRICA S.L	0,001%	0,008%	0,012%	0,007%
ALCANZIA ENERGIA	0,000%	0,000%	0,000%	0,007%
GEOATLANTER, S.L.	0,000%	0,000%	0,000%	0,006%
ELECTRICIDAD FUTURA LEVANTINA	0,000%	0,000%	0,000%	0,006%
ENERGIAS DE BENASQUE, S.L	0,004%	0,006%	0,006%	0,006%
COMPAÑÍA DE ELECTRIFICACIÓN, S.L	0,008%	0,007%	0,006%	0,006%
18XVERTSELENERGT	0,000%	0,000%	0,000%	0,006%
ATLAS ENERGIA COMERCIAL COMPRA	0,000%	0,000%	0,000%	0,005%
ELECTRA CUNTIENSE, S.L.U	0,006%	0,006%	0,005%	0,005%
LABOIL ENERGIA COMERCIALIZADORA	0,000%	0,000%	0,000%	0,005%
LONJAS TECNOLOGÍA, S.A	0,000%	0,000%	0,001%	0,005%
ECOEQ ENERGÉTICA S.L	0,000%	0,000%	0,001%	0,004%
ELECTRICA DEL POZO	0,003%	0,005%	0,005%	0,004%
ZELTRIA ENERGIA	0,000%	0,000%	0,002%	0,004%
ELECTRICA POPULAR, S. COOP. MAD. (COMERCIALIZADORA)	0,000%	0,003%	0,004%	0,004%
EL. VAQUER ENERGIA COMPRA(ESP)	0,009%	0,008%	0,007%	0,003%
FLUID ELECTRIC CAMPRODON II, S.L	0,004%	0,003%	0,003%	0,003%
LUMISA	0,000%	0,000%	0,000%	0,003%
DISTRIBUIDORA ELECTRICA D'ALBATARREC, S.L	0,002%	0,003%	0,002%	0,003%
ELECTRICA VINALESA, S.L.U	0,004%	0,004%	0,004%	0,003%
FLUIDO ELECTRICO DE MUSEROS, S.C.V	0,002%	0,004%	0,004%	0,003%
UP COMINTEGRA	0,000%	0,000%	0,000%	0,003%
DISTRIBUCION ELECTRICA CARIDAD E ILDEFONSO, S.L	0,001%	0,002%	0,003%	0,002%

	2010	2011	2012	2013
SAMPOL INGENIERÍA Y OBRAS COMERCIALIZACION	0,000%	0,000%	0,000%	0,002%
IBERO01	0,000%	0,000%	0,000%	0,002%
COMERCIAL Y ASESORA DE ELECTRICIDAD, S.L	0,000%	0,002%	0,002%	0,002%
SUMINISTROS ESPECIALES ALGINETENSES, S. COOP. V	0,007%	0,020%	0,019%	0,002%
EUROENERGIA DE LEVANTE	0,000%	0,000%	0,000%	0,002%
ELECTRICAS LA ENGUERINA, S.L.U	0,000%	0,001%	0,002%	0,002%
DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CATOIRA, S.A	0,002%	0,002%	0,002%	0,001%
CARVISAENERGIA	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
ENARA GESTIÓN Y MEDIACIÓN, S.L	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
INDEXO ENERGIA	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
ELCTRICA DE ALGIMIA	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
EDFA CASABLANCA	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
CATENERIBAS S.L	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
ELECTRICA DE GUADASSUAR, S.C.V	0,005%	0,011%	0,010%	0,001%
AQUAGEST	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
ENERGIAS DE LA VILLA DE CAMPO, S.L.U	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
SHELL ESPAÑA COMPRA	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
ELECTRICA COLLADO BLANCO	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
MUNICIPAL DE SERVICIOS VILLAHERMOSANA, S.L	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
ELECTRICA DE SUDANELL, S.L	0,000%	0,000%	0,001%	0,001%
ELECTRO ESCARRILLA	0,000%	0,001%	0,001%	0,001%
SERVICIOS URBANOS DE CERLER, S.A	0,003%	0,004%	0,003%	0,001%
CESUR UNIDAD DE COMPRA	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
SOCIETAT MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓ ELÉCTRICA DE LLAVORSÍ, S.L	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
PIZARRAS GALLEGAS, S.A	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
ELECTRICA DE MELIANA	0,002%	0,006%	0,006%	0,001%
COOPERTIVA ELECTRICA DE CASTELLAR, S.C.V	0,003%	0,006%	0,006%	0,001%
ELÉCTRICAS HIDROBESORA, S.L	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%
ELECTRICA DE MONTOLIU, S.L	0,000%	0,001%	0,001%	0,001%
EMPRESA MUNICIPAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALMENAR, S.L.U	0,003%	0,005%	0,005%	0,001%
ZENCER COMPRA GENERICA	0,000%	0,000%	0,000%	0,001%

Fuente: SGIME

Nota₁: solo se representan los comercializadores libres con una cuota mayor al 0,001% sobre el total de las compras del mercado mayorista en el año 2013 (Datos obtenidos a partir de las liquidaciones del OS por Unidad de Programación)

Nota₂: las cuotas del mercado mayorista aquí mostradas no deben confundirse con las representadas en el resto del documento donde, con carácter general, se muestran las cuotas de energía en punto de consumo y para años móviles.

I.4.7 Cuota de los comercializadores en mercado libre en función del segmento

Tabla 48. Porcentaje de número de suministros a través de comercializador libre de cada comercializador en función del tipo de suministro a diciembre de 2013.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total general
Iberdrola	46,7%	29,7%	18,3%	45,5%
Endesa	29,7%	33,0%	32,6%	30,0%
GNF	13,7%	19,1%	14,4%	14,1%
EDP	5,5%	3,6%	13,5%	5,4%
E.On	2,6%	3,4%	3,2%	2,6%
Otros	1,6%	8,3%	12,1%	2,0%
Enèrgya-VM	0,1%	1,6%	2,5%	0,2%
Nexus	0,1%	1,3%	2,3%	0,1%
Galp Energía	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%
Cide HC	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
ALPIQ	0,0%	0,0%	0,6%	0,0%
Fortia	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%
Total general	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 49. Porcentaje de número de suministros a través de comercializador libre de cada comercializador en función del tipo de suministro a diciembre de 2012.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total general
Iberdrola	49,4%	32,3%	19,7%	48,0%
Endesa	26,8%	32,5%	34,8%	27,3%
GNF	13,9%	20,7%	13,5%	14,4%
EDP	5,8%	3,5%	14,8%	5,7%
E.On	2,7%	3,4%	1,9%	2,7%
Otros	1,2%	4,9%	6,3%	1,5%
Enèrgya-VM	0,1%	1,2%	1,6%	0,2%
Nexus	0,0%	1,3%	2,2%	0,1%
Galp Energía	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%
ALPIQ	0,0%	0,1%	4,5%	0,0%
Cide HC	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
Fortia	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%
Total general	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 50. Energía anual suministrada (GWh) por cada comercializador libre en función del tipo de cliente a diciembre de 2013.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total general
Endesa	33,4%	36,0%	32,6%	33,6%
Iberdrola	40,8%	21,4%	11,5%	19,9%
GNF	15,9%	17,8%	11,0%	13,7%
Otros	2,4%	8,9%	17,3%	12,2%
EDP	4,3%	6,9%	11,2%	8,8%
Fortia	0,0%	0,0%	9,1%	5,0%
E.On	2,3%	3,7%	3,4%	3,3%
Enèrgya-VM	0,4%	3,0%	2,5%	2,2%
Nexus	0,3%	2,0%	0,7%	1,0%
ALPIQ	0,0%	0,1%	0,6%	0,4%
Cide HC	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%
Galp Energía	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Total general	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SICE- distribuidores

Tabla 51. Energía anual suministrada (GWh) por cada comercializador libre en función del tipo de cliente a diciembre de 2012.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total general
Endesa	31,3%	37,8%	38,5%	37,0%
Iberdrola	43,3%	23,9%	11,7%	21,0%
GNF	16,5%	18,5%	11,4%	14,3%
EDP	4,2%	6,7%	10,0%	8,0%
Otros	1,5%	4,8%	10,2%	7,1%
Fortia	0,0%	0,0%	8,4%	4,6%
ALPIQ	0,0%	0,9%	4,9%	2,9%
E.On	2,4%	3,6%	2,3%	2,7%
Enèrgya-VM	0,5%	1,8%	1,7%	1,5%
Nexus	0,2%	1,9%	0,8%	1,0%
Cide HC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Galp Energía	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Total general	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: SICE- distribuidores

I.4.8 Diversificación de la cartera de los comercializadores por segmento

Tabla 52. Segmentación de la cartera de energía a 31 de diciembre de cada año, del conjunto de los comercializadores en función del tipo de suministro.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total general
2008	7%	23%	71%	100%
2009	11%	28%	61%	100%
2010	13%	28%	59%	100%
2011	16%	27%	57%	100%
2012	19%	27%	54%	100%
2013	20%	25%	55%	100%

Tabla 53. Segmentación de la cartera de energía a 31 de diciembre de 2013, correspondiente a cada uno de los comercializadores en función del tipo de suministro.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total general
Endesa	20%	27%	53%	100%
Iberdrola	41%	27%	31%	100%
GNF	23%	33%	44%	100%
Otros	4%	18%	78%	100%
EDP	10%	20%	70%	100%
Fortia	0%	0%	100%	100%
E.On	15%	29%	57%	100%
Enèrgya-VM	4%	35%	61%	100%
Nexus	7%	51%	42%	100%
ALPIQ	0%	9%	91%	100%
Cide HC	22%	41%	36%	100%
Galp Energía	100%	0%	0%	100%
Total general	20%	25%	55%	100%

Fuente: SICE- distribuidores

Tabla 54. Segmentación de la cartera de energía a 31 de diciembre de 2012, correspondiente a cada uno de los comercializadores en función del tipo de suministro.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total general
Endesa	16%	28%	56%	100%
Iberdrola	39%	31%	30%	100%
GNF	22%	35%	43%	100%
EDP	10%	23%	67%	100%
Otros	4%	19%	77%	100%
Fortia	0%	0%	100%	100%
ALPIQ	0%	9%	91%	100%
E.On	17%	37%	46%	100%
Enèrgya-VM	6%	33%	61%	100%
Nexus	3%	52%	45%	100%
Cide HC	17%	35%	48%	100%
Galp Energía	100%	0%	0%	100%
Total general	19%	27%	54%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.9 Cuota de los comercializadores por zona de distribución (fidelización)

Tabla 55. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	53%	2%	3%	0%	1%
Endesa	8%	70%	13%	2%	7%
GNF	9%	12%	59%	5%	8%
EDP	16%	0%	2%	87%	3%
Iberdrola	12%	14%	21%	4%	79%
Otros	2%	3%	3%	1%	2%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 56. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	56%	2%	3%	0%	1%
Endesa	7%	68%	13%	2%	6%
GNF	7%	14%	57%	5%	8%
EDP	14%	0%	1%	88%	3%
Iberdrola	15%	15%	24%	4%	80%
Otros	1%	2%	2%	0%	2%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 57. Cuota de energía correspondiente a los clientes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	17%	3%	3%	1%	4%
Endesa	12%	60%	25%	4%	14%
GNF	7%	9%	39%	4%	11%
EDP	8%	3%	5%	61%	10%
Iberdrola	8%	7%	8%	2%	41%
Otros	48%	18%	20%	28%	21%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 58. Cuota de energía correspondiente a los clientes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	19%	2%	2%	1%	3%
Endesa	16%	64%	25%	6%	15%
GNF	7%	9%	40%	6%	12%
EDP	8%	3%	6%	70%	11%
Iberdrola	7%	7%	9%	8%	41%
Otros	42%	15%	17%	10%	18%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.9.1 Segmento doméstico

Tabla 59. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes del segmento doméstico suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	54%	2%	3%	0%	1%
Endesa	7%	71%	13%	2%	6%
GNF	8%	11%	59%	5%	8%
EDP	16%	0%	2%	88%	3%
Iberdrola	13%	14%	21%	4%	80%
Otros	2%	2%	2%	1%	2%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 60. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes del segmento doméstico suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	56%	2%	3%	0%	1%
Endesa	7%	68%	13%	2%	6%
GNF	7%	13%	56%	5%	8%
EDP	14%	0%	1%	89%	3%
Iberdrola	15%	15%	25%	4%	81%
Otros	1%	1%	2%	0%	2%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 61. Cuota de energía correspondiente a los clientes del segmento doméstico suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	47%	2%	2%	1%	1%
Endesa	13%	69%	15%	4%	8%
GNF	9%	11%	58%	7%	10%
EDP	14%	0%	1%	81%	3%
Iberdrola	13%	14%	20%	6%	74%
Otros	4%	3%	3%	2%	3%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 62. Cuota de energía correspondiente a los clientes del segmento doméstico suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	53%	2%	2%	0%	1%
Endesa	11%	67%	14%	4%	8%
GNF	8%	14%	57%	6%	10%
EDP	12%	0%	1%	83%	2%
Iberdrola	15%	15%	24%	6%	76%
Otros	1%	2%	2%	1%	2%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.9.2 Segmento pyme

Tabla 63. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes del segmento pymes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	45%	2%	3%	2%	3%
Endesa	13%	63%	15%	6%	11%
GNF	13%	14%	59%	7%	15%
EDP	9%	1%	2%	67%	3%
Iberdrola	11%	9%	12%	9%	57%
Otros	9%	12%	9%	9%	12%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 64. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes del segmento pymes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	51%	2%	3%	1%	3%
Endesa	11%	63%	13%	6%	11%
GNF	12%	16%	62%	8%	15%
EDP	7%	1%	2%	69%	3%
Iberdrola	13%	10%	13%	10%	61%
Otros	5%	8%	6%	6%	8%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 65. Cuota de energía correspondiente a los clientes del segmento pymes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	29%	3%	4%	3%	4%
Endesa	18%	61%	19%	13%	16%
GNF	15%	12%	49%	12%	15%
EDP	12%	4%	6%	55%	8%
Iberdrola	9%	8%	10%	8%	41%
Otros	16%	13%	11%	10%	16%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 66. Cuota de energía correspondiente a los clientes del segmento pymes suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	34%	2%	4%	2%	4%
Endesa	20%	64%	16%	8%	17%
GNF	12%	13%	53%	9%	15%
EDP	11%	3%	6%	65%	8%
Iberdrola	14%	9%	11%	9%	45%
Otros	9%	9%	9%	6%	10%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.9.3 Segmento industrial

Tabla 67. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes del segmento industrial suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	21%	3%	3%	2%	3%
Endesa	22%	61%	11%	7%	13%
GNF	9%	9%	46%	10%	11%
EDP	15%	8%	11%	67%	17%
Iberdrola	9%	5%	9%	5%	35%
Otros	24%	15%	19%	9%	21%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 68. Cuota de puntos de suministro correspondiente a los clientes del segmento industrial suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	22%	1%	2%	1%	2%
Endesa	23%	66%	13%	5%	14%
GNF	7%	6%	47%	9%	10%
EDP	15%	8%	13%	73%	19%
Iberdrola	11%	5%	9%	6%	39%
Otros	22%	13%	16%	6%	17%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 69. Cuota de energía correspondiente a los clientes del segmento industrial suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	7%	3%	2%	0%	5%
Endesa	11%	56%	30%	2%	15%
GNF	4%	6%	30%	2%	10%
EDP	6%	5%	6%	58%	13%
Iberdrola	7%	4%	4%	1%	26%
Otros	66%	26%	28%	36%	32%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 70. Cuota de energía correspondiente a los clientes del segmento industrial suministrados a través de comercializador libre, por distribuidor, a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.
E.On	7%	2%	1%	0%	3%
Endesa	16%	64%	31%	7%	17%
GNF	6%	5%	32%	3%	11%
EDP	6%	4%	7%	62%	16%
Iberdrola	4%	3%	5%	8%	25%
Otros	61%	23%	24%	19%	29%
Total general	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.10 Diversificación de la cartera de los comercializadores por zona de distribución

Tabla 71. Cuota de puntos de suministro de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	51%	22%	10%	1%	16%	100%
Endesa	1%	84%	4%	0%	11%	100%
GNF	2%	30%	39%	1%	29%	100%
EDP	7%	3%	3%	58%	30%	100%
Iberdrola	1%	11%	4%	0%	84%	100%
Fortia	0%	32%	16%	4%	47%	100%
ALPIQ	3%	39%	11%	0%	47%	100%
Cide HC	14%	33%	21%	0%	33%	100%
Galp Energía	0%	0%	14%	0%	86%	100%
Nexus	1%	39%	12%	2%	46%	100%
Enèrgya-VM	1%	42%	11%	1%	44%	100%
Otros	3%	40%	9%	1%	47%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 72. Cuota de puntos de suministro de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	53%	19%	11%	0%	17%	100%
Endesa	1%	83%	5%	0%	12%	100%
GNF	1%	32%	37%	1%	28%	100%
EDP	6%	2%	1%	64%	27%	100%
Iberdrola	1%	10%	5%	0%	84%	100%
Fortia	0%	32%	13%	3%	52%	100%
ALPIQ	4%	24%	30%	0%	42%	100%
Cide HC	34%	32%	17%	0%	16%	100%
Galp Energía	0%	0%	14%	0%	85%	100%
Nexus	1%	38%	11%	1%	49%	100%
Enèrgya-VM	1%	47%	11%	1%	40%	100%
Otros	2%	36%	11%	1%	50%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 73. Cuota de energía de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	13%	33%	11%	1%	42%	100%
Endesa	1%	73%	10%	0%	15%	100%
GNF	1%	27%	39%	1%	32%	100%
EDP	2%	16%	9%	31%	42%	100%
Iberdrola	1%	14%	6%	1%	78%	100%
Fortia	0%	34%	6%	22%	38%	100%
ALPIQ	1%	51%	4%	0%	44%	100%
Cide HC	2%	26%	15%	0%	57%	100%
Galp Energía	0%	0%	12%	0%	87%	100%
Nexus	1%	33%	13%	1%	52%	100%
Enèrgya-VM	1%	41%	20%	2%	36%	100%
Otros	10%	36%	15%	1%	38%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 74. Cuota de energía de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	17%	28%	11%	1%	43%	100%
Endesa	1%	73%	9%	0%	16%	100%
GNF	1%	26%	39%	1%	33%	100%
EDP	2%	18%	10%	16%	54%	100%
Iberdrola	1%	14%	6%	1%	79%	100%
Fortia	0%	40%	6%	1%	52%	100%
ALPIQ	1%	35%	11%	0%	52%	100%
Cide HC	4%	27%	21%	0%	48%	100%
Galp Energía	0%	0%	13%	0%	87%	100%
Nexus	1%	31%	11%	1%	56%	100%
Enèrgya-VM	1%	35%	28%	2%	35%	100%
Otros	14%	38%	17%	1%	31%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.10.1 Segmento doméstico

Tabla 75. Cuota de puntos de suministro del segmento doméstico de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	53%	22%	10%	0%	14%	100%
Endesa	1%	85%	4%	0%	10%	100%
GNF	2%	30%	39%	1%	28%	100%
EDP	8%	2%	3%	58%	29%	100%
Iberdrola	1%	11%	4%	0%	84%	100%
ALPIQ	0%	100%	0%	0%	0%	100%
Cide HC	15%	33%	20%	0%	31%	100%
Galp Energía	0%	0%	14%	0%	86%	100%
Nexus	2%	43%	12%	2%	41%	100%
Enèrgya-VM	1%	49%	11%	1%	38%	100%
Otros	3%	38%	10%	1%	49%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 76. Cuota de puntos de suministro del segmento doméstico de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	55%	19%	11%	0%	15%	100%
Endesa	1%	83%	4%	0%	11%	100%
GNF	1%	32%	38%	1%	28%	100%
EDP	6%	1%	1%	65%	26%	100%
Iberdrola	1%	10%	5%	0%	84%	100%
ALPIQ	0%	0%	100%	0%	0%	100%
Cide HC	37%	32%	16%	0%	14%	100%
Galp Energía	0%	0%	14%	0%	85%	100%
Nexus	1%	46%	8%	1%	44%	100%
Enèrgya-VM	1%	52%	11%	1%	36%	100%
Otros	2%	32%	12%	1%	53%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 77. Cuota de energía del segmento doméstico de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	41%	28%	12%	1%	19%	100%
Endesa	1%	83%	5%	0%	11%	100%
GNF	1%	29%	41%	1%	28%	100%
EDP	7%	3%	3%	58%	30%	100%
Iberdrola	1%	14%	5%	0%	79%	100%
ALPIQ	0%	100%	0%	0%	0%	100%
Cide HC	5%	33%	24%	0%	38%	100%
Galp Energía	0%	0%	13%	0%	87%	100%
Nexus	2%	41%	13%	2%	43%	100%
Enèrgya-VM	1%	48%	13%	1%	37%	100%
Otros	3%	40%	10%	2%	46%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 78. Cuota de energía del segmento doméstico de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	43%	25%	11%	1%	20%	100%
Endesa	1%	82%	5%	0%	11%	100%
GNF	1%	32%	38%	1%	28%	100%
EDP	5%	2%	1%	65%	26%	100%
Iberdrola	1%	14%	6%	0%	79%	100%
ALPIQ	0%	0%	100%	0%	0%	100%
Cide HC	16%	43%	23%	0%	18%	100%
Galp Energía	0%	0%	13%	0%	87%	100%
Nexus	0%	40%	8%	1%	51%	100%
Enèrgya-VM	1%	52%	11%	0%	35%	100%
Otros	1%	37%	10%	1%	51%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.10.2 Segmento pyme

Tabla 79. Cuota de puntos de suministro del segmento pymes de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	31%	24%	11%	1%	33%	100%
Endesa	1%	80%	5%	0%	14%	100%
GNF	2%	30%	35%	1%	33%	100%
EDP	6%	11%	6%	45%	33%	100%
Iberdrola	1%	13%	5%	1%	80%	100%
ALPIQ	3%	35%	14%	0%	49%	100%
Cide HC	4%	26%	24%	0%	46%	100%
Galp Energía	33%	50%	17%	0%	0%	100%
Nexus	1%	37%	12%	1%	49%	100%
Enèrgya-VM	1%	38%	11%	1%	48%	100%
Otros	2%	45%	8%	2%	42%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 80. Cuota de puntos de suministro del segmento pymes de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	35%	21%	11%	1%	31%	100%
Endesa	1%	80%	5%	0%	14%	100%
GNF	1%	32%	34%	1%	32%	100%
EDP	5%	9%	6%	48%	32%	100%
Iberdrola	1%	13%	5%	1%	81%	100%
Fortia	0%	100%	0%	0%	0%	100%
ALPIQ	7%	20%	31%	1%	41%	100%
Cide HC	11%	32%	23%	0%	33%	100%
Galp Energía	0%	0%	25%	0%	75%	100%
Nexus	1%	35%	12%	1%	51%	100%
Enèrgya-VM	1%	44%	12%	1%	42%	100%
Otros	2%	48%	7%	2%	40%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 81. Cuota de energía del segmento pymes de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	14%	31%	12%	1%	42%	100%
Endesa	1%	75%	6%	1%	18%	100%
GNF	2%	31%	32%	1%	34%	100%
EDP	3%	23%	10%	16%	48%	100%
Iberdrola	1%	16%	6%	1%	77%	100%
ALPIQ	2%	33%	15%	0%	50%	100%
Cide HC	2%	25%	21%	0%	52%	100%
Galp Energía	10%	85%	5%	0%	0%	100%
Nexus	1%	37%	10%	1%	50%	100%
Enèrgya-VM	2%	37%	11%	1%	49%	100%
Otros	2%	44%	8%	2%	43%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 82. Cuota de energía del segmento pymes de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	15%	28%	12%	1%	44%	100%
Endesa	1%	75%	5%	0%	18%	100%
GNF	1%	32%	33%	1%	33%	100%
EDP	3%	20%	11%	17%	49%	100%
Iberdrola	1%	16%	5%	1%	77%	100%
Fortia	0%	100%	0%	0%	0%	100%
ALPIQ	3%	22%	34%	1%	41%	100%
Cide HC	3%	25%	32%	0%	40%	100%
Galp Energía	0%	0%	14%	0%	86%	100%
Nexus	1%	35%	10%	1%	54%	100%
Enèrgya-VM	1%	44%	11%	1%	44%	100%
Otros	2%	50%	8%	2%	39%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.10.3 Segmento industrial

Tabla 83. Cuota de puntos de suministro del segmento industrial de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	13%	37%	12%	2%	36%	100%
Endesa	1%	77%	4%	0%	16%	100%
GNF	1%	25%	41%	2%	32%	100%
EDP	2%	24%	11%	11%	52%	100%
Iberdrola	1%	11%	7%	1%	80%	100%
Fortia	0%	32%	16%	4%	47%	100%
ALPIQ	3%	43%	8%	0%	46%	100%
Cide HC	0%	27%	18%	0%	55%	100%
Nexus	2%	23%	14%	1%	60%	100%
Enèrgya-VM	1%	41%	12%	1%	45%	100%
Otros	3%	35%	14%	1%	47%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 84. Cuota de puntos de suministro del segmento industrial de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	24%	29%	13%	1%	33%	100%
Endesa	1%	77%	5%	0%	16%	100%
GNF	1%	19%	48%	2%	30%	100%
EDP	2%	22%	12%	11%	53%	100%
Iberdrola	1%	11%	6%	1%	81%	100%
Fortia	0%	31%	13%	3%	53%	100%
ALPIQ	2%	34%	12%	0%	51%	100%
Cide HC	0%	33%	25%	0%	42%	100%
Nexus	1%	23%	14%	1%	61%	100%
Enèrgya-VM	1%	38%	20%	1%	39%	100%
Otros	5%	39%	14%	1%	41%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 85. Cuota de energía del segmento industrial de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2013.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	6%	36%	10%	1%	48%	100%
Endesa	1%	68%	14%	0%	16%	100%
GNF	1%	22%	44%	1%	32%	100%
EDP	2%	16%	9%	32%	42%	100%
Iberdrola	2%	14%	6%	1%	78%	100%
Fortia	0%	34%	6%	22%	38%	100%
ALPIQ	1%	53%	3%	0%	44%	100%
Cide HC	0%	24%	2%	0%	74%	100%
Nexus	2%	26%	15%	0%	57%	100%
Enèrgya-VM	1%	43%	25%	2%	28%	100%
Otros	12%	34%	17%	1%	36%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

Tabla 86. Cuota de energía del segmento industrial de cada comercializador conectado a la red de cada distribuidora a diciembre de 2012.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	Unión Fenosa Distribución, S.A.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Total general
E.On	9%	30%	10%	0%	50%	100%
Endesa	1%	69%	13%	0%	17%	100%
GNF	2%	17%	44%	0%	37%	100%
EDP	2%	19%	11%	9%	59%	100%
Iberdrola	1%	11%	7%	1%	81%	100%
Fortia	0%	40%	6%	1%	52%	100%
ALPIQ	1%	37%	9%	0%	53%	100%
Cide HC	0%	23%	13%	0%	65%	100%
Nexus	0%	27%	13%	0%	60%	100%
Enèrgya-VM	1%	28%	39%	3%	30%	100%
Otros	17%	35%	19%	1%	28%	100%

Fuente: SICE – distribuidores

I.4.11 Análisis por tipo de suministro (suministros sólo electricidad vs duales)

Tabla 87. Evolución del porcentaje de suministros duales por comercializador.

	% Duales											
	2008		2009		2010		2011		2012		2013	
	T2	T4	T2	T4	T2	T4	T2	T4	T2	T4	T2	
E.ON	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	7%
ENDESA	18%	17%	16%	15%	14%	15%	15%	15%	15%	14%	14%	13%
GN-UF	52%	51%	48%	29%	23%	21%	35%	42%	40%	44%	44%	58%
EDP	78%	82%	63%	60%	60%	60%	59%	55%	55%	55%	55%	55%
IBERDROLA	13%	10%	7%	5%	9%	14%	17%	17%	16%	15%	15%	14%

Fuente: SICE – comercializadores

I.4.12 Análisis de los suministros en CUR sin derecho a TUR

Tabla 88. Nº de clientes sin derecho a TUR suministrados por un CUR a diciembre de 2013.

Tipo de consumidor \ CUR	ENDESA	IBERDROLA	GN-UF	GRUPO EDP	EON	Total
Grandes Clientes (AT)	44	58	0	12	3	117
Grandes Clientes (BT)*	16	181	28	0	0	225
AAPP (Alta tensión)	20	216	105	35	10	386
AAPP (Baja Tensión)	2.830	1.229	1.283	569	195	6.106
Pymes (AT)	104	235	369	15	12	735
Pymes (BT)	18	686	5.905	429	1.656	8.694
Domésticos (AT)	0	0	128	0	0	128
Domésticos (BT)	13.092	714	4.947	301	0	19.054
Otros (AT)	0	0	29	0	0	29
Otros (BT)	0	0	258	0	0	258
Total	16.124	3.319	13.052	1.361	1.876	35.732
Porcentaje suministros esenciales**	13%	15%	10%	17%	20%	13%

Fuente: Información aportada por los CUR

(*) 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).

(**) Definición de suministros esenciales según pie de página⁶⁸.

⁶⁸ Según el artículo 52 de Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se consideran suministros esenciales: (a) alumbrado público a cargo de las Administraciones públicas, (b) suministro de aguas para el consumo humano a través de red, (c) acuartelamientos e instituciones directamente vinculadas a la defensa nacional a las fuerzas y cuerpos de seguridad, a los bomberos, a protección civil y a la policía municipal, salvo las construcciones dedicadas a viviendas, economato y zonas de recreo de su personal, (d) centros penitenciarios, pero no así sus anejos dedicados a la población no reclusa, (e) transportes de servicio público y sus equipamientos y las instalaciones dedicadas directamente a la seguridad del tráfico terrestre, marítimo o aéreo, (f) centros sanitarios en que existan quirófanos, salas de curas y aparatos de alimentación eléctrica acoplables a los pacientes, (g) hospitales, (h) servicios funerarios y (i) aquellos suministros de ámbito doméstico en los que exista constancia documental formalizada por personal médico de que el suministro de energía eléctrica es imprescindible para la alimentación de un equipo médico que resulte indispensable para mantener con vida a una persona. En todo caso estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual.

Tabla 89. N° de clientes sin derecho a TUR suministrados por un CUR a febrero de 2012, enero de 2013 y diciembre de 2013.

Tipo de consumidor\ CUR	Febrero, 2012		Enero, 2013		Dic, 2013	
	Número de suministros sin derecho a TUR con precio disuasorio	%	Número de suministros sin derecho a TUR con precio disuasorio	%	Número de suministros sin derecho a TUR con precio disuasorio	%
Grandes Clientes (AT)	178	0%	200	0%	117	0%
Grandes Clientes (BT)*	522	1%	218	0%	225	1%
AAPP (Alta tensión)	787	2%	626	1%	386	1%
AAPP (Baja Tensión)	16.153	37%	8.834	20%	6.106	17%
Pymes (AT)	1.178	3%	969	2%	735	2%
Pymes (BT)	15.541	35%	10.844	25%	8.694	24%
Domésticos (AT)	125	0%	137	0%	128	0%
Domésticos (BT)	27.570	63%	21.658	49%	19.054	53%
Otros (AT)	29	0%	29	0%	29	0%
Otros (BT)	227	1%	306	1%	258	1%
Total	62.310	142%	43.821	100%	35.732	100%

Fuente: Información aportada por los CUR

I.4.13 Incremento y cuota incremental de suministro en mercado libre: Análisis en función del segmento

Tabla 90. Evolución del incremento anual de suministros y % del incremento anual de suministros respecto al total del incremento anual en función del segmento evaluado en cada trimestre.

		Industrial	Pymes	Doméstico	Total	Industrial	Pymes	Doméstico	Total
2008	T1	3.860	70.096	- 158.691	- 84.735	5%	95%	0%	100%
	T2	3.364	88.073	15.954	107.391	3%	82%	15%	100%
	T3	3.804	104.494	178.818	287.116	1%	36%	62%	100%
	T4	4.549	107.897	346.520	458.966	1%	24%	76%	100%
2009	T1	6.719	101.441	499.847	608.007	1%	17%	82%	100%
	T2	6.424	135.279	678.443	820.146	1%	16%	83%	100%
	T3	4.726	193.870	914.216	1.112.812	0%	17%	82%	100%
	T4	4.017	321.111	1.223.206	1.548.334	0%	21%	79%	100%
2010	T1	1.984	356.340	1.395.796	1.754.120	0%	20%	80%	100%
	T2	1.452	328.241	1.539.458	1.869.151	0%	18%	82%	100%
	T3	1.291	264.755	1.586.127	1.852.173	0%	14%	86%	100%
	T4	1.205	138.260	1.612.596	1.752.061	0%	8%	92%	100%
2011	T1	752	113.515	1.853.651	1.967.918	0%	6%	94%	100%
	T2	870	91.238	2.017.927	2.110.035	0%	4%	96%	100%
	T3	871	74.140	2.099.183	2.174.194	0%	3%	97%	100%
	T4	863	58.961	2.114.835	2.174.659	0%	3%	97%	100%
2012	T1	836	39.671	2.219.095	2.259.602	0%	2%	98%	100%
	T2	781	31.263	2.207.217	2.239.261	0%	1%	99%	100%
	T3	788	24.134	2.121.460	2.146.382	0%	1%	99%	100%
2013	T1	518	7.223	1.947.592	1.955.333	0%	0%	100%	100%
	T2	472	4.493	1.898.182	1.903.147	0%	0%	100%	100%
	T3	291	2.637	2.035.080	2.038.008	0%	0%	100%	100%
	T4	230	- 3.831	2.164.815	2.161.214	0%	0%	100%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

(*) Solo se han calculado los porcentajes de incrementos de suministro en cada segmento sobre el total de incrementos. Estos porcentajes se han calculado como el cociente entre el incremento de suministros en cada segmento entre el total del incremento anual de suministros. El porcentaje de decrementos es por defecto 0%.

Tabla 91. Evolución del incremento anual de energía (GWh) y % del incremento anual de energía (GWh) respecto al total del incremento anual en función del segmento evaluado en cada trimestre.

		Industrial	Pymes	Doméstico	Total	Industrial	Pymes	Doméstico	Total
2008	T1	15.509	7.341	- 414	22.435	68%	32%	0%	100%
	T2	21.281	7.700	596	29.577	72%	26%	2%	100%
	T3	36.517	10.815	1.688	49.020	74%	22%	3%	100%
	T4	42.026	11.143	2.961	56.130	75%	20%	5%	100%
2009	T1	41.286	8.524	4.026	53.835	77%	16%	7%	100%
	T2	37.689	10.241	4.877	52.807	71%	19%	9%	100%
	T3	10.912	9.702	6.040	26.654	41%	36%	23%	100%
	T4	1.489	13.109	8.086	22.684	7%	58%	36%	100%
2010	T1	1.749	16.079	8.260	26.088	7%	62%	32%	100%
	T2	- 4.140	13.879	8.437	18.176	0%	62%	38%	100%
	T3	2.272	10.474	8.022	20.767	11%	50%	39%	100%
	T4	6.873	5.723	6.479	19.075	36%	30%	34%	100%
2011	T1	5.922	4.670	7.690	18.283	32%	26%	42%	100%
	T2	5.893	3.298	7.751	16.942	35%	19%	46%	100%
	T3	3.874	2.285	7.143	13.303	29%	17%	54%	100%
	T4	3.242	1.444	6.762	11.448	28%	13%	59%	100%
2012	T1	1.720	67	5.112	6.899	25%	1%	74%	100%
	T2	885	- 233	4.370	5.022	17%	0%	83%	100%
	T3	- 467	- 280	4.374	3.626	0%	0%	100%	100%
	T4	- 7.520	- 646	4.105	- 4.061	0%	0%	100%	100%
2013	T1	- 1.532	- 1.003	4.387	1.852	0%	0%	100%	100%
	T2	- 3.038	- 1.812	3.902	- 948	0%	0%	100%	100%
	T3	- 2.286	- 2.471	3.810	- 948	0%	0%	100%	100%
	T4	4.119	- 2.536	3.821	5.405	52%	0%	48%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

(*) Solo se han calculado los porcentajes de incrementos de suministro en cada segmento sobre el total de incrementos. Estos porcentajes se han calculado como el cociente entre el incremento de suministros en cada segmento entre el total del incremento anual de suministros. El porcentaje de decrementos es por defecto 0%.

I.4.14 Incremento y cuota incremental de suministro en mercado libre: Análisis en función del comercializador

I.4.14.1 Análisis en función del comercializador y segmento

Tabla 92. Incremento anual del número de suministros a través de comercializador libre de cada comercializador en función del tipo de suministro a **31 de diciembre de 2013**. Los porcentajes se refieren a cuota de participación del comercializador sobre el incremento registrado en cada segmento.

	Doméstico	Pyme	Industrial	Total	%s. Total Doméstico	%s. Total Pymes	%s. Total Industrial	%s. Total
ALPIQ	- 219	- 909	- 850	- 1.978	8%	2%	47%	44%
Cide HC	1.419	181	- 1	1.599	0%	1%	0%	0%
E.On	44.513	- 47	281	44.747	2%	0%	14%	2%
EDP	86.081	1.293	- 252	87.122	4%	4%	14%	4%
Endesa	910.793	2.036	- 414	912.415	42%	6%	23%	42%
Enèrgya-VM	574	3.137	213	3.924	0%	10%	11%	0%
Fortia	- -	1 -	4 -	5	0%	0%	0%	0%
GNF	286.431	- 13.055	234	273.610	13%	36%	12%	13%
Iberdrola	763.977	- 22.114	- 275	741.588	35%	61%	15%	34%
Galp Energía	- 2.527	2	- -	2.525	92%	0%	0%	56%
Nexus	3.996	- 291	23	3.728	0%	1%	1%	0%
Otros	69.777	25.937	1.275	96.989	3%	80%	63%	4%
Total	2.164.815	- 3.831	230	2.161.214				

Fuente: SICE-distribuidores. (*) Los porcentajes de participación positivos se han calculado sobre el total de comercializadores con incremento en número de suministros y lo negativos (en rojo), sobre el total de comercializadores con decrementos en número de suministros.

Tabla 93. Incremento anual del volumen de energía anual (GWh) a través de comercializador libre de cada comercializador en función del tipo de suministro a **31 de diciembre de 2013**. Los porcentajes se refieren a cuota de participación de cada comercializador sobre el incremento registrado.

Comercializador	Doméstico	Pyme	Industrial	Total	%s. Total Doméstico	%s. Total Pymes	%s. Total Industrial	%s. Total
ALPIQ	- 5	- 406	- 4.166	- 4.577	41%	8%	48%	46%
Cide HC	7	11	3	21	0%	0%	0%	0%
E.On	58	- 48	1.202	1.211	2%	1%	9%	8%
EDP	203	- 71	1.689	1.821	5%	1%	13%	12%
Endesa	2.000	- 1.767	- 4.499	- 4.266	52%	36%	52%	43%
Enèrgya-VM	5	536	866	1.407	0%	23%	7%	9%
Fortia	- -	0	1.016	1.016	0%	0%	8%	7%
GNF	396	- 785	107	282	10%	16%	1%	3%
Iberdrola	728	- 1.780	232	820	19%	37%	2%	8%
MADSUM	- 8	- 0	- -	8	59%	0%	0%	0%
Nexus	65	- 7	37	20	2%	0%	0%	0%
Otros	373	1.781	7.708	9.862	10%	76%	60%	64%
Total	3.821	- 2.536	4.119	5.405				

Fuente: SICE-distribuidores. (*) Los porcentajes de participación positivos se han calculado sobre el total de comercializadores con incremento de energía y lo negativos (en rojo), sobre el total de comercializadores con decrementos de energía.

I.4.14.2 Análisis en función del comercializador y zona de distribución

Tabla 94. Evolución del Incremento anual del número de suministros a través de comercializador libre de cada comercializador en función de la red de distribución ajena al grupo.

Comercializador	% Incremento anual en la red ajena al grupo			
	2010	2011	2012	2013
E.On	23%	64%	53%	56%
Endesa	33%	29%	26%	12%
GNF	73%	79%	66%	52%
EDP	44%	40%	50%	82%
Iberdrola	21%	23%	18%	15%
Total	29%	36%	31%	22%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 95. Incremento anual del número de suministros a través de comercializador libre de cada comercializador en función de la red de distribución propia o ajena al grupo, a 31 de diciembre de 2013.

Comercializador	Red del Grupo Integrado	Red Ajena al Grupo	% Incremento en Red Ajena al Grupo
E.On	19.528	25.219	56%
Endesa	804.735	107.680	12%
GNF	131.479	142.131	52%
EDP	15.312	71.810	82%
Iberdrola	628.935	112.653	15%
Total	1.599.989	459.493	22%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 96. Incremento anual del número de suministros a través de comercializador libre de cada comercializador en función de la red de distribución propia o ajena al grupo, a 31 de diciembre de 2012.

Comercializador	Red del Grupo Integrado	Red Ajena al Grupo	% Incremento en Red Ajena al Grupo
E.On	30.321	34.013	53%
Endesa	333.956	115.074	26%
GNF	128.276	250.923	66%
EDP	34.441	34.253	50%
Iberdrola	893.509	190.991	18%
Total	1.420.503	625.254	31%

Fuente: SICE-distribuidores

I.5 CAMBIOS DE COMERCIALIZADOR

I.5.1 Cambios desde CUR a comercializador libre

Tabla 97. Evolución del número de solicitudes de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre. Información anual.

	Aceptadas	Rechazadas	Total	%Rechazadas
2009	1.429.271	153.355	1.582.626	9,7%
2010	1.600.217	113.210	1.713.427	6,6%
2011	2.053.815	92.092	2.145.907	4,3%
2012	2.048.384	78.288	2.126.672	3,7%
2013	2.089.155	92.379	2.181.534	4,2%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 98. Evolución del número de solicitudes de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre. Información trimestral.

		Aceptadas	Rechazadas	Total	%Rechazadas
2009	T1	189.537	10.915	200.452	5,4%
	T2	309.687	57.074	366.761	15,6%
	T3	370.367	46.915	417.282	11,2%
	T4	559.680	38.451	598.131	6,4%
2010	T1	342.684	39.332	382.016	10,3%
	T2	396.686	24.907	421.593	5,9%
	T3	387.002	24.552	411.554	6,0%
	T4	473.845	24.419	498.264	4,9%
2011	T1	560.468	27.217	587.685	4,6%
	T2	545.470	27.052	572.522	4,7%
	T3	451.512	19.401	470.913	4,1%
	T4	496.365	18.422	514.787	3,6%
2012	T1	643.708	24.087	667.795	3,6%
	T2	538.586	21.607	560.193	3,9%
	T3	376.545	13.053	389.598	3,4%
	T4	489.545	19.541	509.086	3,8%
2013	T1	503.760	22.552	526.312	4,3%
	T2	478.518	25.555	504.073	5,1%
	T3	501.634	21.336	522.970	4,1%
	T4	605.243	22.936	628.179	3,7%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 99. Número y % de solicitudes aceptadas de movimientos de cambio de CUR a comercializador libre aceptadas en el año 2013 clasificados por comercializador entrante y segmento de consumo.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total	%s. Total Doméstico	%s. Total Pymes	%s. Total Industrial	%s. Total
Alpiq			1	1	0%	0%	0%	0%
Cide HC	570	8		578	0%	0%	0%	0%
E.ON	55.616	371	12	55.999	3%	3%	4%	3%
Endesa	767.527	7.492	45	775.064	37%	51%	15%	37%
GNF	177.831	2.099	26	179.956	9%	14%	9%	9%
EDP	50.955	558	46	51.559	2%	4%	16%	2%
Iberdrola	983.275	2.657	37	985.969	47%	18%	13%	47%
Galp Energía	53			53	0%	0%	0%	0%
Nexus	3.899	102	14	4.015	0%	1%	5%	0%
Otros	33.958	1.359	98	35.415	2%	9%	33%	2%
Energya-VM	438	94	14	546	0%	1%	5%	0%
Total	2.074.122	14.740	293	2.089.155	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE- distribuidores

Tabla 100. Número y % de solicitudes aceptadas de movimientos de cambio de CUR a comercializador libre aceptadas en el año 2012 clasificados por comercializador entrante y segmento de consumo.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total	%s. Total Doméstico	%s. Total Pymes	%s. Total Industrial	%s. Total
Alpiq	3	23	9	35	0%	0%	3%	0%
Cide HC	366	5		371	0%	0%	0%	0%
E.ON	65.633	632	5	66.270	3%	2%	2%	3%
Endesa	442.749	14.950	87	457.786	22%	52%	29%	22%
GNF	256.588	5.430	35	262.053	13%	19%	12%	13%
EDP	57.953	549	43	58.545	3%	2%	14%	3%
Iberdrola	1.147.898	5.273	61	1.153.232	57%	18%	20%	56%
Galp Energía	1.480			1.480	0%	0%	0%	0%
Nexus	333	88	5	426	0%	0%	2%	0%
Otros	45.508	1.494	52	47.054	2%	5%	17%	2%
Energya-VM	945	181	6	1.132	0%	1%	2%	0%
Total	2.019.456	28.625	303	2.048.384	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE- distribuidores

Tabla 101. Evolución del porcentaje del número de solicitudes de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre aceptadas a cada distribuidor sobre el total de aceptadas. Información anual.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	Total
2008	1%	38%	7%	53%	1%	100%
2009	1%	23%	8%	54%	13%	100%
2010	5%	29%	4%	54%	8%	100%
2011	3%	31%	2%	55%	9%	100%
2012	3%	33%	2%	53%	10%	100%
2013	2%	46%	1%	42%	8%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 102. Evolución del porcentaje del número de solicitudes de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre aceptadas a cada distribuidor sobre el total de aceptadas. Información trimestral.

		E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
2008	T1	3%	23%	7%	63%	4%
	T2	1%	36%	20%	42%	2%
	T3	1%	44%	3%	51%	1%
	T4	1%	37%	2%	59%	1%
2009	T1	0%	44%	5%	48%	3%
	T2	1%	28%	27%	37%	7%
	T3	2%	22%	1%	53%	23%
	T4	1%	16%	3%	67%	13%
2010	T1	0%	28%	4%	56%	11%
	T2	3%	28%	4%	58%	7%
	T3	9%	32%	4%	47%	8%
	T4	7%	27%	6%	54%	6%
2011	T1	5%	26%	2%	59%	7%
	T2	2%	31%	3%	55%	9%
	T3	3%	34%	2%	51%	10%
	T4	3%	33%	1%	52%	11%
2012	T1	3%	30%	2%	55%	11%
	T2	2%	36%	1%	49%	11%
	T3	3%	32%	2%	54%	9%
	T4	3%	34%	2%	53%	8%
2013	T1	2%	36%	2%	51%	9%
	T2	2%	45%	1%	43%	8%
	T3	2%	55%	1%	35%	8%
	T4	3%	48%	1%	40%	7%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 103. Evolución del número de las solicitudes aceptadas sobre el total de solicitudes recibidas de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre en función del segmento. Información anual

	Doméstico	Pymes	Industrial
2009	91%	88%	86%
2010	94%	87%	83%
2011	96%	94%	88%
2012	96%	95%	92%
2013	96%	91%	94%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 104. Evolución del número de las solicitudes aceptadas sobre el total de solicitudes recibidas de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre en función del segmento. Información trimestral.

		Doméstico	Pymes	Industrial
2009	T1	95%	89%	90%
	T2	87%	77%	85%
	T3	89%	88%	85%
	T4	94%	94%	75%
2010	T1	92%	80%	81%
	T2	95%	90%	87%
	T3	94%	93%	84%
	T4	95%	92%	85%
2011	T1	95%	95%	89%
	T2	95%	94%	95%
	T3	96%	94%	77%
	T4	96%	93%	91%
2012	T1	96%	95%	90%
	T2	96%	96%	92%
	T3	97%	94%	90%
	T4	96%	91%	97%
2013	T1	96%	91%	96%
	T2	95%	92%	88%
	T3	96%	90%	94%
	T4	96%	91%	98%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 105. Evolución del número de las solicitudes aceptadas de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre en función del segmento. Información anual

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total
2008	339.590	100.307	5.050	444.947
2009	1.132.673	294.118	2.480	1.429.271
2010	1.464.204	135.525	488	1.600.217
2011	1.551.696	50.325	282	1.602.303
2012	2.019.456	28.625	303	2.048.384
2013	2.074.122	14.740	293	2.089.155

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 106. Evolución del número de las solicitudes aceptadas de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre en función del segmento. Información trimestral.

		Doméstico	Pymes	Industrial	Total
2008	T1	12.392	21.457	566	34.415
	T2	79.074	30.643	1.225	110.942
	T3	101.802	26.565	1.969	130.336
	T4	146.322	21.642	1.290	169.254
2009	T1	170.168	18.430	939	189.537
	T2	247.717	60.973	997	309.687
	T3	293.611	76.449	307	370.367
	T4	421.177	138.266	237	559.680
2010	T1	294.434	48.007	243	342.684
	T2	360.121	36.482	83	396.686
	T3	359.685	27.226	91	387.002
	T4	449.964	23.810	71	473.845
2011	T1	535.362	24.998	108	560.468
	T2	530.358	15.006	106	545.470
	T3	439.876	11.561	75	451.512
	T4	485.976	10.321	68	496.365
2012	T1	634.082	9.543	83	643.708
	T2	529.654	8.851	81	538.586
	T3	370.515	5.964	66	376.545
	T4	485.205	4.267	73	489.545
2013	T1	499.532	4.116	112	503.760
	T2	474.222	4.229	67	478.518
	T3	498.044	3.526	64	501.634
	T4	602.324	2.869	50	605.243

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 107. Evolución del número de las solicitudes aceptadas sobre el total de solicitudes recibidas de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre por distribuidor. Información anual.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
2009	85%	90%	93%	93%	79%
2010	98%	96%	97%	93%	81%
2011	96%	97%	96%	95%	92%
2012	94%	99%	97%	96%	89%
2013	97%	99%	97%	94%	90%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 108. Evolución del número de las solicitudes aceptadas sobre el total de solicitudes recibidas de cambio de suministro de CUR/distribuidor a comercializador libre en función del distribuidor. Información trimestral.

		E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
2009	T1	75%	92%	91%	98%	82%
	T2	77%	85%	94%	80%	78%
	T3	88%	93%	85%	94%	77%
	T4	88%	92%	94%	96%	83%
2010	T1		93%	96%	91%	75%
	T2	97%	96%	96%	95%	81%
	T3	98%	97%	96%	92%	88%
	T4	98%	97%	98%	95%	85%
2011	T1	99%	97%	96%	95%	90%
	T2	96%	97%	97%	95%	94%
	T3	97%	98%	96%	95%	92%
	T4	89%	98%	94%	97%	92%
2012	T1	93%	99%	95%	97%	91%
	T2	92%	99%	96%	96%	88%
	T3	97%	99%	97%	97%	88%
	T4	97%	99%	98%	95%	90%
2013	T1	97%	99%	97%	94%	90%
	T2	96%	99%	98%	92%	89%
	T3	96%	99%	97%	92%	90%
	T4	98%	99%	98%	95%	89%

Fuente: SICE-distribuidores

I.5.1.1 Rechazos

Tabla 109. Evolución del número y % de solicitudes rechazadas de cambio de suministrador de CUR a comercializador libre según el cambio se realice a una comercializadora del grupo de la distribuidora o a una comercializadora ajena a ella. Información anual

	Grupo Integrado		Resto	
	Nº Rechazos	% Rechazos	Nº Rechazos	% Rechazos
2009	126.033	9%	27.322	15%
2010	78.273	6%	34.937	8%
2011	47.698	3%	44.394	7%
2012	33.317	2%	44.971	7%
2013	67.253	4%	25.126	5%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 110. Evolución del número y % de solicitudes rechazadas de cambio de suministrador de CUR a comercializador libre según el cambio se realice a una comercializadora del grupo de la distribuidora o a una comercializadora ajena a ella. Información trimestral.

		Grupo Integrado		Resto	
		Nº Rechazos	% Rechazos	Nº Rechazos	% Rechazos
2009	T1	8.175	4%	2.740	23%
	T2	49.392	15%	7.682	22%
	T3	38.865	11%	8.050	11%
	T4	29.601	6%	8.850	13%
2010	T1	31.697	10%	7.635	10%
	T2	15.062	5%	9.845	9%
	T3	16.030	6%	8.522	7%
	T4	15.484	4%	8.935	7%
2011	T1	16.563	4%	10.654	7%
	T2	14.001	4%	13.051	7%
	T3	9.095	3%	10.306	6%
	T4	8.039	2%	10.383	6%
2012	T1	7.887	2%	16.200	8%
	T2	6.706	2%	14.901	8%
	T3	6.330	2%	6.723	6%
	T4	12.394	3%	7.147	5%
2013	T1	15.533	4%	7.019	5%
	T2	18.653	5%	6.902	6%
	T3	15.648	4%	5.688	5%
	T4	17.419	3%	5.517	5%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 111. Número y % de solicitudes rechazadas de cambio de suministrador de CUR a comercializador libre por distribuidor y comercializador. Información anual

		Grupo Integrado		Resto	
		Nº Rechazos	% Rechazos	Nº Rechazos	% Rechazos
E.ON	2009	881	9%	1.773	22%
	2010	669	1%	1.027	4%
	2011	1.158	2%	2.067	10%
	2012	742	2%	2.717	10%
	2013	670	2%	802	4%
ENDESA	2009	29.590	9%	6.520	15%
	2010	7.115	3%	12.896	6%
	2011	4.914	1%	11.649	4%
	2012	2.475	1%	4.313	1%
	2013	5.102	1%	4.952	2%
H.CANTABRICO	2009	7.932	6%	604	25%
	2010	1.802	3%	544	10%
	2011	1.000	3%	826	11%
	2012	620	2%	733	10%
	2013	195	1%	482	8%
IBERDROLA	2009	44.836	6%	13.525	12%
	2010	49.555	6%	10.559	9%
	2011	35.955	4%	18.509	9%
	2012	20.861	2%	21.568	12%
	2013	50.152	6%	10.863	10%
U. FENOSA	2009	42.794	20%	4.900	27%
	2010	19.132	23%	9.911	13%
	2011	4.671	7%	11.343	8%
	2012	8.619	9%	15.640	11%
	2013	11.134	12%	8.027	9%

Fuente: SICE-distribuidores

I.5.1.2 Retrasos

Tabla 112. Evolución del porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de suministro a través de CUR a suministro a través de comercializador libre. Información anual

	%Retrasos	%Retrasos <= 15 días	%Retrasos > 15 días
2009	1,2%	0,8%	0,5%
2010	1,3%	0,8%	0,4%
2011	1,1%	0,7%	0,4%
2012	1,1%	0,6%	0,6%
2013	1,1%	1,0%	0,1%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 113. Evolución del porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de suministro a través de CUR a suministro a través de comercializador libre. Información Trimestral.

		%Retrasos	%Retrasos <= 15 días	%Retrasos > 15 días
2009	T1	0,5%	0,3%	0,2%
	T2	2,3%	2,0%	0,3%
	T3	1,1%	0,3%	0,7%
	T4	1,0%	0,5%	0,5%
2010	T1	1,0%	0,4%	0,6%
	T2	1,7%	0,9%	0,8%
	T3	1,3%	1,0%	0,3%
	T4	1,2%	1,0%	0,2%
2011	T1	1,4%	1,0%	0,4%
	T2	0,6%	0,5%	0,1%
	T3	0,6%	0,5%	0,1%
	T4	1,8%	0,9%	0,8%
2012	T1	1,8%	0,8%	1,0%
	T2	1,0%	0,3%	0,7%
	T3	0,5%	0,3%	0,2%
	T4	0,8%	0,7%	0,1%
2013	T1	1,1%	0,9%	0,2%
	T2	0,7%	0,6%	0,1%
	T3	2,5%	2,4%	0,1%
	T4	0,3%	0,3%	0,1%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 114. Evolución del porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de suministro a través de CUR a suministro a través de comercializador libre por distribuidor. Información anual

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
2007	25,1%	0,1%	6,6%	1,4%	0,5%
2008	9,9%	0,3%	30,1%	1,1%	1,2%
2009	13,7%	1,3%	5,2%	0,2%	2,1%
2010	6,1%	2,5%	2,1%	0,0%	2,1%
2011	16,1%	0,8%	1,2%	0,3%	1,3%
2012	20,6%	0,3%	5,3%	0,2%	2,5%
2013	2,0%	1,0%	0,6%	0,2%	6,5%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 115. Evolución del porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de suministro a través de CUR a suministro a través de comercializador libre por distribuidor. Información Trimestral.

		E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
2007	T1	13,7%	0,0%	5,8%	0,2%	0,0%
	T2	25,5%	0,0%	12,2%	2,3%	1,5%
	T3	42,8%	0,1%	6,7%	4,4%	0,3%
	T4	18,5%	0,1%	3,9%	1,8%	5,7%
2008	T1	5,9%	0,1%	2,1%	3,5%	2,5%
	T2	9,0%	0,4%	41,4%	1,1%	0,5%
	T3	3,5%	0,4%	4,4%	1,3%	0,1%
	T4	22,9%	0,1%	3,8%	0,5%	1,5%
2009	T1	6,5%	0,2%	1,4%	0,2%	6,8%
	T2	6,0%	1,5%	4,9%	1,1%	1,2%
	T3	18,5%	2,1%	1,0%	0,0%	1,4%
	T4	13,2%	1,5%	9,9%	0,0%	2,8%
2010	T1		1,9%	6,0%	0,0%	1,6%
	T2	6,1%	5,1%	1,5%	0,0%	0,6%
	T3	4,6%	1,4%	2,1%	0,0%	4,0%
	T4	7,8%	1,7%	0,5%	0,0%	2,0%
2011	T1	12,9%	1,1%	0,8%	0,6%	1,4%
	T2	5,5%	0,6%	0,2%	0,4%	1,4%
	T3	8,1%	0,3%	2,6%	0,2%	0,8%
	T4	38,8%	1,0%	2,0%	0,1%	1,6%
2012	T1	38,4%	0,3%	18,6%	0,1%	1,3%
	T2	25,2%	0,3%	0,3%	0,2%	1,4%
	T3	5,1%	0,3%	0,2%	0,1%	2,1%
	T4	3,7%	0,3%	0,1%	0,2%	6,8%
2013	T1	3,7%	0,5%	0,1%	0,2%	7,8%
	T2	3,2%	0,2%	1,9%	0,1%	5,5%
	T3	1,6%	2,7%	0,2%	0,1%	12,4%
	T4	0,5%	0,3%	0,1%	0,2%	1,1%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 116. Porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso sobre el total de solicitudes aceptadas de cambio de suministro a través de CUR a suministro a través de comercializador libre, por distribuidor y comercializador. Información anual

		Grupo Integrado			Resto		
		%Retrasos	%Retrasos ≤ 15 días	%Retrasos > 15 días	%Retrasos	%Retrasos ≤ 15 días	%Retrasos > 15 días
E.ON	2009	14%	6%	8%	13%	8%	5%
	2010	5%	5%	0%	9%	9%	0%
	2011	9%	3%	6%	34%	28%	6%
	2012	20%	2%	18%	22%	7%	14%
	2013	3%	1%	2%	1%	0%	1%
ENDESA	2009	1%	1%	1%	3%	3%	1%
	2010	2%	1%	2%	3%	2%	1%
	2011	0%	0%	0%	1%	1%	0%
	2012	0%	0%	0%	1%	0%	0%
	2013	1%	1%	0%	1%	1%	0%
H.CANTABRICO	2009	5%	5%	0%	5%	3%	1%
	2010	2%	1%	1%	9%	9%	1%
	2011	1%	1%	0%	2%	2%	0%
	2012	6%	6%	0%	2%	2%	0%
	2013	1%	1%	0%	0%	0%	0%
IBERDROLA	2009	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2010	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2011	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2012	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	2013	0%	0%	0%	0%	0%	0%
U. FENOSA	2009	2%	0%	1%	6%	2%	4%
	2010	1%	0%	1%	3%	3%	0%
	2011	1%	0%	0%	2%	1%	0%
	2012	3%	3%	0%	2%	1%	1%
	2013	7%	7%	0%	6%	6%	0%

I.5.2 Cambios entre comercializadores libres

Tabla 117. Evolución del número de solicitudes de cambio de comercializador libre. Información anual.

	Aceptadas	Rechazadas	Total	%Rechazadas
2009	73.132	16.470	89.602	18,4%
2010	366.712	47.828	414.540	11,5%
2011	768.332	63.551	831.883	7,6%
2012	1.188.420	80.474	1.268.894	6,3%
2013	1.299.212	73.127	1.372.339	5,3%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 118. Evolución del número de solicitudes de cambio de comercializador libre. Información trimestral.

		Aceptadas	Rechazadas	Total	%Rechazadas
2009	T1	5.829	932	6.761	13,8%
	T2	7.200	4.935	12.135	40,7%
	T3	25.640	3.244	28.884	11,2%
	T4	34.463	7.359	41.822	17,6%
2010	T1	64.091	10.443	74.534	14,0%
	T2	76.851	12.170	89.021	13,7%
	T3	103.401	12.603	116.004	10,9%
	T4	122.369	12.612	134.981	9,3%
2011	T1	145.650	14.050	159.700	8,8%
	T2	187.955	14.690	202.645	7,2%
	T3	198.581	15.990	214.571	7,5%
	T4	236.146	18.821	254.967	7,4%
2012	T1	304.216	25.830	330.046	7,8%
	T2	334.781	24.454	359.235	6,8%
	T3	264.078	15.045	279.123	5,4%
	T4	285.345	15.145	300.490	5,0%
2013	T1	296.429	16.480	312.909	5,3%
	T2	329.180	18.582	347.762	5,3%
	T3	301.495	17.167	318.662	5,4%
	T4	372.108	20.898	393.006	5,3%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 119. Número y % de solicitudes aceptadas de movimientos de cambio entre comercializadores libres aceptadas en el año 2013 clasificados por comercializador entrante y segmento de consumo.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total	%s. Total Doméstico	%s. Total Pymes	%s. Total Industrial	%s. Total
IBERDROLA	244.908	30.742	424	276.074	23%	15%	10%	21%
ENDESA	306.619	46.340	711	353.670	28%	22%	16%	27%
GNF	323.452	47.894	701	372.047	30%	23%	16%	29%
E.ON	39.889	11.624	338	51.851	4%	6%	8%	4%
EDP	97.870	6.069	659	104.598	9%	3%	15%	8%
OTROS	69.571	54.659	1.178	125.408	6%	26%	27%	10%
GALP ENERGIA	101	7		108	0%	0%	0%	0%
CIDEHC	988	219	6	1.213	0%	0%	0%	0%
FORTIA			10	10	0%	0%	0%	0%
NEXUS	559	1.940	138	2.637	0%	1%	3%	0%
VILLAR	3.372	7.948	262	11.582	0%	4%	6%	1%
ALPIQ		4	10	14	0%	0%	0%	0%
Total	1.087.329	207.446	4.437	1.299.212	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE- distribuidores

Tabla 120. Número y % de solicitudes aceptadas de movimientos de cambio entre comercializadores libres aceptadas en el año 2012 clasificados por comercializador entrante y segmento de consumo.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total	%s. Total Doméstico	%s. Total Pymes	%s. Total Industrial	%s. Total
IBERDROLA	255.577	34.044	544	290.165	26%	18%	14%	24%
ENDESA	253.247	43.661	616	297.524	25%	24%	16%	25%
GNF	321.530	54.827	365	376.722	32%	30%	9%	32%
E.ON	38.104	10.540	244	48.888	4%	6%	6%	4%
EDP	63.456	4.417	680	68.553	6%	2%	18%	6%
OTROS	59.139	30.581	962	90.682	6%	16%	25%	8%
GALP ENERGIA	1.659	1		1.660	0%	0%	0%	0%
CIDEHC	252	66	2	320	0%	0%	0%	0%
FORTIA			6	6	0%	0%	0%	0%
NEXUS	879	334	55	1.268	0%	0%	1%	0%
VILLAR	4.999	7.077	156	12.232	1%	4%	4%	1%
ALPIQ	3	182	215	400	0%	0%	6%	0%
Total	998.845	185.730	3.845	1.188.420	100%	100%	100%	100%

Fuente: SICE- distribuidores

Tabla 121. Evolución del % de solicitudes de cambio de comercializador libre aceptadas por distribuidor sobre el total de solicitudes aceptadas. Información anual.

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	
2009	2%	23%	17%	52%	6%	100%
2010	5%	35%	5%	45%	11%	100%
2011	2%	37%	5%	44%	12%	100%
2012	3%	35%	4%	45%	13%	100%
2013	4%	38%	3%	42%	12%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 122. Evolución del % de solicitudes de cambio de comercializador libre aceptadas por distribuidor sobre el total de solicitudes aceptadas. Información trimestral.

		E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.	
2009	T1	2%	38%	6%	46%	7%	100%
	T2	2%	14%	8%	69%	7%	100%
	T3	2%	19%	29%	44%	6%	100%
	T4	2%	26%	11%	55%	5%	100%
2010	T1	13%	28%	4%	48%	7%	100%
	T2	3%	31%	5%	52%	10%	100%
	T3	3%	37%	5%	43%	12%	100%
	T4	3%	40%	5%	40%	11%	100%
2011	T1	2%	39%	5%	41%	12%	100%
	T2	2%	36%	5%	44%	12%	100%
	T3	2%	35%	5%	46%	12%	100%
	T4	2%	36%	5%	45%	12%	100%
2012	T1	2%	34%	4%	48%	12%	100%
	T2	3%	35%	4%	45%	13%	100%
	T3	4%	35%	4%	43%	14%	100%
	T4	5%	36%	4%	44%	12%	100%
2013	T1	4%	38%	3%	42%	13%	100%
	T2	4%	38%	3%	42%	12%	100%
	T3	4%	40%	3%	41%	12%	100%
	T4	4%	38%	3%	44%	11%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 123. Evolución del número de solicitudes de cambio de comercializador libre aceptadas en función del tipo de consumidor. Información anual.

	Doméstico	Pymes	Industrial	Total
2009	29.895	40.239	2.998	73.132
2010	232.146	131.824	2.742	366.712
2011	594.187	170.362	3.783	768.332
2012	998.845	185.730	3.845	1.188.420
2013	1.087.329	207.446	4.437	1.299.212

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 124. Evolución del número de solicitudes de cambio de comercializador libre aceptadas en función del tipo de consumidor. Información trimestral.

		Doméstico	Pymes	Industrial	Total
2009	T1	1.081	3.821	927	5.829
	T2	1.700	4.884	616	7.200
	T3	12.448	12.422	770	25.640
	T4	14.666	19.112	685	34.463
2010	T1	35.323	27.667	1.101	64.091
	T2	47.309	29.057	485	76.851
	T3	67.719	35.048	634	103.401
	T4	81.795	40.052	522	122.369
2011	T1	100.619	44.089	942	145.650
	T2	144.586	42.544	825	187.955
	T3	157.629	40.179	773	198.581
	T4	191.353	43.550	1.243	236.146
2012	T1	254.372	48.731	1.113	304.216
	T2	282.033	52.027	721	334.781
	T3	222.604	40.711	763	264.078
	T4	239.836	44.261	1.248	285.345
2013	T1	247.323	47.767	1.339	296.429
	T2	277.100	51.212	868	329.180
	T3	254.860	45.715	920	301.495
	T4	308.046	62.752	1.310	372.108

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 125. Evolución del % de número de solicitudes de cambio de comercializador libre aceptadas en función del tipo de consumidor. Información anual.

	Doméstico	Pymes	Industrial
2009	87%	75%	100%
2010	89%	88%	100%
2011	92%	92%	100%
2012	95%	93%	100%
2013	94%	95%	100%

Fuente: SICE-distribuidores

I.5.2.1 Rechazos

Tabla 126. Evolución del porcentaje de solicitudes rechazadas según el cambio se realice a una comercializadora del grupo de la distribuidora o a una comercializadora ajena al grupo. Información anual.

	Grupo Integrado		Resto	
	Nº Rechazos	% Rechazos	Nº Rechazos	% Rechazos
2009	5.365	24%	11.105	16%
2010	10.221	12%	37.607	11%
2011	16.186	8%	47.365	7%
2012	24.451	7%	56.023	6%
2013	25.161	6%	47.966	5%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 127. Evolución del porcentaje de solicitudes rechazadas según el cambio se realice a una comercializadora del grupo de la distribuidora o a una comercializadora ajena al grupo. Información trimestral.

		Grupo Integrado		Resto	
		Nº Rechazos	% Rechazos	Nº Rechazos	% Rechazos
2009	T1	204	10%	728	15%
	T2	1.417	52%	3.518	37%
	T3	1.425	15%	1.819	9%
	T4	2.319	31%	5.040	15%
2010	T1	2.148	15%	8.295	14%
	T2	2.303	12%	9.867	14%
	T3	3.326	14%	9.277	10%
	T4	2.444	8%	10.168	10%
2011	T1	2.679	8%	11.371	9%
	T2	3.547	8%	11.143	7%
	T3	3.827	8%	12.163	7%
	T4	6.133	9%	12.688	7%
2012	T1	7.742	9%	18.088	8%
	T2	6.729	7%	17.725	7%
	T3	4.693	5%	10.352	5%
	T4	5.287	6%	9.858	5%
2013	T1	6.268	6%	10.212	5%
	T2	6.018	5%	12.564	5%
	T3	5.418	6%	11.749	5%
	T4	7.457	7%	13.441	5%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 128. Evolución del número y porcentaje de solicitudes rechazadas según el cambio se realice a una comercializadora del grupo de la distribuidora o a una comercializadora ajena al grupo. Información por distribuidor y anual.

		Grupo Integrado		Resto	
		Nº Rechazos	% Rechazos	Nº Rechazos	% Rechazos
E.ON	2009	90	27%	906	43%
	2010	424	9%	1.834	13%
	2011	273	19%	1.955	12%
	2012	515	13%	2.808	7%
	2013	198	3%	1.122	2%
ENDESA	2009	735	32%	2.182	12%
	2010	1.900	9%	7.526	6%
	2011	5.222	7%	8.818	4%
	2012	3.545	3%	5.089	2%
	2013	1.984	1%	4.973	2%
H.CANTABRICO	2009	2.317	21%	422	11%
	2010	1.627	25%	1.194	9%
	2011	1.483	12%	2.215	7%
	2012	1.336	7%	2.262	7%
	2013	1.460	9%	2.404	8%
IBERDROLA	2009	1.493	24%	6.174	16%
	2010	4.622	10%	20.844	14%
	2011	6.854	10%	25.932	9%
	2012	14.156	10%	32.987	8%
	2013	13.831	11%	29.324	6%
U. FENOSA	2009	730	37%	1.421	32%
	2010	1.648	25%	6.209	16%
	2011	2.354	8%	8.445	12%
	2012	4.899	7%	12.877	13%
	2013	7.688	10%	10.143	10%

Fuente: SICE-distribuidores

I.5.2.2 Retrasos

Tabla 129. Evolución del número y porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de comercializador libre respecto al total de solicitudes aceptadas. Información anual

	Sin retraso	Retrasadas	% Retrasadas
2009	71.849	1.283	1,8%
2010	361.345	5.367	1,5%
2011	759.437	8.895	1,2%
2012	1.174.969	13.451	1,1%
2013	1.279.438	19.774	1,5%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 130. Evolución del número y porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de comercializador libre respecto al total de solicitudes aceptadas. Información trimestral.

		Sin retraso	Retrasadas	%Retrasadas
2009	T1	5.800	29	0,5%
	T2	7.131	69	1,0%
	T3	24.926	714	2,8%
	T4	33.992	471	1,4%
2010	T1	63.188	903	1,4%
	T2	76.100	751	1,0%
	T3	101.475	1.926	1,9%
	T4	120.582	1.787	1,5%
2011	T1	142.819	2.831	1,9%
	T2	186.725	1.230	0,7%
	T3	197.243	1.338	0,7%
	T4	232.650	3.496	1,5%
2012	T1	298.440	5.776	1,9%
	T2	331.134	3.647	1,1%
	T3	262.585	1.493	0,6%
	T4	282.810	2.535	0,9%
2013	T1	290.747	5.682	1,9%
	T2	325.468	3.712	1,1%
	T3	294.045	7.450	2,5%
	T4	369.178	2.930	0,8%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 131. Evolución del número y porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de comercializador libre respecto al total de solicitudes aceptadas por distribuidor. Información anual

	E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
2009	14,4%	1,4%	4,2%	0,6%	2,4%
2010	8,8%	1,5%	6,1%	0,1%	1,9%
2011	25,8%	1,2%	1,9%	0,0%	0,9%
2012	17,4%	0,6%	1,9%	0,0%	2,0%
2013	4,4%	1,2%	0,5%	0,0%	7,0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 132. Evolución del número y porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso de cambio de comercializador libre respecto al total de solicitudes aceptadas por distribuidor. Información trimestral

		E.On Distribución, S.L.	Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	HC Distribución Eléctrica, S.A.	Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	Unión Fenosa Distribución, S.A.
2009	T1	12,7%	0,5%	0,3%	0,1%	0,0%
	T2	1,8%	0,8%	5,2%	0,5%	0,4%
	T3	22,0%	1,0%	4,0%	1,4%	6,3%
	T4	11,8%	2,0%	4,8%	0,1%	0,3%
2010	T1	3,5%	2,3%	4,0%	0,1%	1,6%
	T2	6,7%	2,0%	2,5%	0,1%	0,4%
	T3	14,3%	1,1%	11,3%	0,0%	3,6%
	T4	17,5%	1,4%	4,4%	0,0%	1,3%
2011	T1	32,7%	2,1%	3,2%	0,0%	1,4%
	T2	11,7%	0,7%	0,9%	0,0%	0,6%
	T3	14,3%	0,7%	1,6%	0,0%	0,5%
	T4	44,7%	1,2%	2,1%	0,0%	1,0%
2012	T1	55,7%	0,7%	5,9%	0,0%	1,1%
	T2	22,6%	0,6%	0,4%	0,0%	1,3%
	T3	5,9%	0,5%	0,4%	0,0%	0,9%
	T4	2,1%	0,5%	0,5%	0,0%	5,0%
2013	T1	4,3%	0,7%	0,4%	0,1%	10,9%
	T2	4,6%	0,5%	0,3%	0,0%	6,1%
	T3	6,1%	2,9%	0,6%	0,0%	8,6%
	T4	2,7%	1,0%	0,8%	0,0%	2,5%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 133. Evolución del porcentaje de solicitudes aceptadas con retraso sobre el total de solicitudes aceptadas de cambio de comercializador libre por distribuidor y comercializador y en función de la duración del retraso. Información anual.

		Grupo Integrado			Resto		
		% Retrasos	% Retrasos ≤ 15 días	% Retrasos > 15 días	% Retrasos	% Retrasos ≤ 15 días	% Retrasos > 15 días
E.ON	2009	14,4%	6,5%	7,9%	12,8%	7,8%	5,0%
	2010	4,8%	4,6%	0,2%	9,3%	9,1%	0,3%
	2011	9,4%	3,5%	5,9%	34,1%	28,5%	5,6%
	2012	19,7%	2,0%	17,6%	21,9%	7,4%	14,5%
	2013	12,9%	2,0%	11,0%	3,1%	0,5%	2,6%
ENDESA	2009	1,1%	0,5%	0,6%	3,2%	2,6%	0,6%
	2010	2,3%	0,8%	1,5%	2,8%	2,0%	0,8%
	2011	0,3%	0,2%	0,1%	1,3%	0,9%	0,3%
	2012	0,1%	0,1%	0,0%	0,6%	0,5%	0,1%
	2013	1,2%	1,1%	0,1%	1,2%	1,1%	0,1%
H.CANTABRICO	2009	5,2%	4,7%	0,5%	4,6%	3,5%	1,1%
	2010	1,6%	0,5%	1,1%	9,3%	8,6%	0,7%
	2011	1,1%	1,1%	0,0%	1,9%	1,9%	0,1%
	2012	5,9%	5,9%	0,0%	1,8%	1,8%	0,1%
	2013	0,1%	0,0%	0,1%	0,8%	0,6%	0,2%
IBERDROLA	2009	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%
	2010	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	2011	0,4%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
	2012	0,2%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
	2013	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
U. FENOSA	2009	1,8%	0,4%	1,4%	5,8%	2,2%	3,6%
	2010	1,2%	0,4%	0,8%	2,8%	2,7%	0,1%
	2011	0,5%	0,5%	0,1%	1,7%	1,4%	0,3%
	2012	3,2%	3,0%	0,2%	2,1%	1,3%	0,8%
	2013	7,3%	7,1%	0,2%	6,7%	6,2%	0,5%

Fuente: SICE-distribuidores

I.5.3 Cambios desde comercializador libre a CUR

Tabla 134. Evolución del número de solicitudes aceptadas de cambio de suministro de comercializador libre a suministro de CUR/distribuidor. Información anual

	E.ON	ENDESA	HC	IBERDROLA	U. FENOSA	TOTAL
2007	7.692	91.809	13.412	150.121	33.337	296.371
2008	503	10.692	1.457	12.131	3.464	28.247
2009	385	20.663	3.484	14.532	2.018	41.082
2010	402	20.004	3.590	26.403	3.237	53.636
2011	469	17.097	2.509	35.015	5.817	60.907
2012	1.297	26.069	2.844	56.935	9.308	96.453
2013	2.059	34.872	3.936	102.724	12.888	156.479

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 135. Evolución del número de solicitudes aceptadas de cambio de suministro de comercializador libre a suministro de CUR/distribuidor. Información trimestral.

		E.ON	ENDESA	HC	IBERDROLA	U. FENOSA	TOTAL
2007	T1	2.045	34.783	6.325	74.849	13.134	131.136
	T2	2.926	34.928	3.844	42.912	13.349	97.959
	T3	2.287	15.157	1.744	26.222	5.975	51.385
	T4	434	6.941	1.499	6.138	879	15.891
2008	T1	153	4.846	295	4.615	788	10.697
	T2	104	2.221	366	2.611	779	6.081
	T3	105	1.578	387	2.363	888	5.321
	T4	141	2.047	409	2.542	1.009	6.148
2009	T1	222	3.609	421	3.991	783	9.026
	T2	84	5.965	410	3.433	975	10.867
	T3	14	4.524	43	1.850		6.431
	T4	65	6.565	2.610	5.258	260	14.758
2010	T1	84	5.450	1.943	5.727	314	13.518
	T2	78	5.036	649	8.109	744	14.616
	T3	102	4.761	551	6.743	835	12.992
	T4	138	4.757	447	5.824	1.344	12.510
2011	T1	110	4.675	682	9.330	1.554	16.351
	T2	134	4.119	679	9.474	1.791	16.197
	T3	100	4.156	582	7.916	1.027	13.781
	T4	125	4.147	566	8.295	1.445	14.578
2012	T1	279	5.841	695	12.378	1.850	21.043
	T2	214	5.229	706	14.266	2.612	23.027
	T3	315	5.949	526	12.279	2.164	21.233
	T4	489	9.050	917	18.012	2.682	31.150
2013	T1	512	9.636	694	22.777	3.315	36.934
	T2	531	9.136	1.096	32.228	3.865	46.856
	T3	409	7.416	932	20.197	2.499	31.453
	T4	607	8.684	1.214	27.522	3.209	41.236

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 136. Evolución del número de solicitudes aceptadas de cambio de suministro de comercializador libre a suministro de CUR/distribuidor por tipo de suministro. Información anual

	Industrial	Pyme	Doméstico	Total
2007	178	10.414	285.779	296.371
2008	121	4.990	23.136	28.247
2009	43	3.181	37.858	41.082
2010	136	4.568	48.932	53.636
2011	316	4.643	55.948	60.907
2012	666	5.459	90.328	96.453
2013	445	3.499	152.535	156.479

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 137. Evolución del número de solicitudes aceptadas de cambio de suministro de comercializador libre a suministro de CUR/distribuidor por tipo de suministro. Información trimestral.

		Industrial	Pyme	Doméstico	Total
2007	T1	51	5.810	125.275	131.136
	T2	3	2.437	95.519	97.959
	T3	67	857	50.461	51.385
	T4	57	1.310	14.524	15.891
2008	T1	52	1.240	9.405	10.697
	T2	29	853	5.199	6.081
	T3	20	1.539	3.762	5.321
	T4	20	1.358	4.770	6.148
2009	T1	10	1.278	7.738	9.026
	T2	8	1.096	9.763	10.867
	T3		178	6.253	6.431
	T4	25	629	14.104	14.758
2010	T1	42	1.205	12.271	13.518
	T2	29	1.215	13.372	14.616
	T3	35	1.564	11.393	12.992
	T4	30	584	11.896	12.510
2011	T1	103	1.001	15.247	16.351
	T2	67	1.213	14.917	16.197
	T3	57	1.486	12.238	13.781
	T4	89	943	13.546	14.578
2012	T1	166	2.431	18.446	21.043
	T2	86	1.206	21.735	23.027
	T3	114	895	20.224	21.233
	T4	300	927	29.923	31.150
2013	T1	198	1.567	35.169	36.934
	T2	93	872	45.891	46.856
	T3	105	662	30.686	31.453
	T4	49	398	40.789	41.236

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 138. Evolución de la cuota de solicitudes aceptadas de cambio de suministro de comercializador libre a suministro de CUR/distribuidor que ostenta cada distribuidora segmentada por tipo de suministro. Información anual

		E.ON	ENDESA	HC	IBERDROLA	U. FENOSA	TOTAL
2007	Industrial	3	5	123	47		178
	Pyme	478	2.268	798	6.276	594	10.414
	Doméstico	7.211	89.536	12.491	143.798	32.743	285.779
2008	Industrial	5		114	1	1	121
	Pyme	303	1.206	231	2.380	870	4.990
	Doméstico	195	9.486	1.112	9.750	2.593	23.136
2009	Industrial	1		19	23		43
	Pyme	206	1.159	99	1.328	389	3.181
	Doméstico	178	19.504	3.366	13.181	1.629	37.858
2010	Industrial	1	57	8	70		136
	Pyme	26	2.452	263	1.770	57	4.568
	Doméstico	375	17.495	3.319	24.563	3.180	48.932
2011	Industrial		120	21	175		316
	Pyme	10	2.342	126	2.110	55	4.643
	Doméstico	459	14.635	2.362	32.730	5.762	55.948
2012	Industrial	2	428	54	180	2	666
	Pyme	66	3.145	159	2.051	38	5.459
	Doméstico	1.229	22.496	2.631	54.704	9.268	90.328
2013	Industrial	7	267	76	92	3	445
	Pyme	80	1.723	322	1.304	70	3.499
	Doméstico	1.972	32.882	3.538	101.328	12.815	152.535

Fuente: SICE-distribuidores

I.5.4 Ratios de cambio de comercializador (“switching”)

Tabla 139. Evolución del porcentaje de “switching*” anual por tipo de suministro desglosado por el tipo de cambio, entre comercializadores libres y de CUR a comercializador libre.

	Entre comercializadores libres	De CUR a comercializador libre	Total Cambios	Switching (%)
2009	73.132	1.429.271	1.502.403	5,6%
Doméstico	29.895	1.132.673	1.162.568	4,4%
Pymes	40.239	294.118	334.357	39,6%
Industrial	2.998	2.480	5.478	32,4%
2010	359.443	1.606.801	1.966.244	7,2%
Doméstico	226.143	1.469.643	1.695.786	6,4%
Pymes	130.575	136.667	267.242	32,6%
Industrial	2.725	491	3.216	16,4%
2011	768.332	2.053.815	2.822.147	10,3%
Doméstico	594.187	1.991.572	2.585.759	9,7%
Pymes	170.362	61.886	232.248	28,0%
Industrial	3.783	357	4.140	20,2%
2012	1.188.420	2.048.384	3.236.804	11,7%
Doméstico	998.845	2.019.456	3.018.301	11,3%
Pymes	185.730	28.625	214.355	25,6%
Industrial	3.845	303	4.148	19,5%
2013	1.299.212	2.089.155	3.388.367	12,2%
Doméstico	1.087.329	2.074.122	3.161.451	11,8%
Pymes	207.446	14.740	222.186	26,7%
Industrial	4.437	293	4.730	21,5%

Fuente: SICE-distribuidores

*Según ERGEG⁶⁹, se considera un “switch”, un cambio de CUR a comercializador libre o un cambio entre comercializadores libres. No se incluyen los movimientos de retorno de comercializador libre a CUR.

⁶⁹ ERGEG (2010). “Final Guidelines of Good practice on Indicators for Retail Market Monitoring for Electricity and Gas”. Ref: E-10-RMF-27-03. Pag. 19.

Tabla 140. Evolución del porcentaje de cambios entre comercializadores libres en el año móvil analizado respecto del total de puntos de suministro en mercado libre al principio del año móvil analizado por tipo de suministro. Información anual.

	Movimientos entre comercializadores libres	Tasa de cambios entre comercializadores (%)
2009	73.132	3,3%
Doméstico	29.895	1,5%
Pymes	40.239	16,4%
Industrial	2.998	20,1%
2010	359.443	9,5%
Doméstico	226.143	7,1%
Pymes	130.575	23,0%
Industrial	2.725	14,4%
2011	768.332	13,9%
Doméstico	594.187	12,3%
Pymes	170.362	24,2%
Industrial	3.783	18,8%
2012	1.188.420	15,4%
Doméstico	998.845	14,4%
Pymes	185.730	24,3%
Industrial	3.845	18,3%
2013	1.299.212	13,2%
Doméstico	1.087.329	12,0%
Pymes	207.446	26,6%
Industrial	4.437	20,4%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 141. Frecuencia de cambio de CUR/distribuidor a comercializador libre en distintos horizontes temporales.

	0 camb.	1 camb.	2 camb.	3 camb.	4 camb.	5 camb	5-10 cambs.	> 10 cambs.	Total general
Año anterior	91,6%	8,3%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Trienio Anterior	76,9%	22,7%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Quinquenio anterior	67,1%	32,2%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Total Período	60,0%	37,9%	2,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Fuente: SICE-distribuidores

Tabla 142. Frecuencia de cambio entre comercializadores libres en distintos horizontes temporales.

	0 camb.	1 camb.	2 camb.	3 camb.	4 camb.	5 camb	5-10 cambs.	> 10 cambs.	Total general
Año anterior	95,8%	3,7%	0,4%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Trienio Anterior	92,0%	5,4%	1,8%	0,5%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	100,0%
Quinquenio anterior	91,1%	5,8%	2,0%	0,7%	0,3%	0,1%	0,1%	0,0%	100,0%
Total Período	89,4%	6,9%	2,4%	0,8%	0,3%	0,1%	0,1%	0,0%	100,0%

Fuente: SICE-distribuidores

I.5.5 Fecha de solicitud de cambio de comercializador

Tabla 143. Solicitudes de cambio (de CUR/distribuidor a comercializador libre o de comercializador libre) en función de la fecha para la cual se solicita del cambio por tipo de suministro y tipo de suministro. Información trimestral.

			Ciclo lectura	Quince días	Fecha Exacta
2009	T2	Industrial	40%	35%	24%
		Pymes	74%	24%	1%
		Doméstico	64%	35%	0%
		Total T2	67%	33%	1%
T4	Industrial	28%	38%	35%	
	Pymes	93%	6%	1%	
		Doméstico	95%	4%	0%
		Total T4	95%	5%	1%
2010	T2	Industrial	30%	35%	35%
		Pymes	80%	18%	2%
		Doméstico	73%	27%	1%
		Total T2	74%	25%	1%
T4	Industrial	23%	34%	43%	
	Pymes	79%	18%	4%	
		Doméstico	41%	58%	1%
		Total T4	46%	53%	1%
2011	T2	Industrial	19%	49%	32%
		Pymes	79%	15%	6%
		Doméstico	43%	56%	1%
		Total T2	46%	53%	1%
T4	Industrial	15%	55%	30%	
	Pymes	78%	14%	8%	
		Doméstico	37%	63%	1%
		Total T4	40%	59%	1%
2012	T2	Industrial	28%	36%	37%
		Pymes	78%	14%	8%
		Doméstico	31%	68%	0%
		Total T2	35%	64%	1%
T4	Industrial	16%	40%	44%	
	Pymes	64%	28%	8%	
		Doméstico	11%	89%	1%
		Total T4	14%	84%	1%
2013	T2	Industrial	28%	37%	35%
		Pymes	68%	22%	9%
		Doméstico	10%	90%	1%
		Total T2	14%	85%	1%
T4	Industrial	18%	50%	32%	
	Pymes	61%	29%	10%	
		Doméstico	6%	94%	1%
		Total T4	10%	89%	1%

Fuente: SICE-distribuidores

II. ANEXO II: PRECIOS MEDIOS FACTURADOS POR LOS COMERCIALIZADORES

II.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

Este informe ha sido realizado a partir de la siguiente información:

CIRCULAR 2/2005, de 30 de junio, de la extinta Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de consumidores de energía eléctrica en el mercado, a los comercializadores. Corresponde a los comercializadores libres con cuotas de mercado (en volumen de energía) superiores al 1%. Primer trimestre 2006 - segundo trimestre 2013. Incluye información peninsular y extrapeninsular. Esta base de datos ha sido utilizada para el cálculo de:

- El precio medio facturado y energía suministrada por cada comercializador, en el año móvil anterior hasta el trimestre T, en función de la tarifa de acceso para el conjunto de los clientes existentes en la cartera de un comercializador el último día del trimestre T.

SGIME: Sistema de Gestión de la Información del Mercado Eléctrico de la CNMC, recoge información horaria del mercado mayorista de electricidad. Este sistema incluye las liquidaciones de OMIE y del Operador del Sistema. Este sistema ha sido utilizado para el cálculo de:

- El precio aritmético del mercado diario.
- Los sobre costes de operación por comercializador que incluyen:
 - Restricciones técnicas.
 - Banda secundaria y reserva de potencia a subir.
 - Desvíos (incluyendo también los sobre costes de los desvíos internacionales y excedentes de desvíos).
 - Mercado intradiario.

SINCRO: Base de datos de liquidaciones eléctricas, contiene información sobre número de clientes y energía mensual consumida en cada período tarifario por comercializador, tarifa de acceso y potencia contratada, declarada por las empresas distribuidoras a efectos de realizar las liquidaciones.

Perfiles finales publicados por el operador de sistema para efectuar las liquidaciones horarias del sistema.

A partir de ambas fuentes de información se han obtenido:

- La curva de carga de los consumidores en baja tensión, perfilando y elevando a barras de central (con el coeficiente de pérdidas correspondiente) los consumos mensuales por tarifa de acceso y comercializador. En particular:
 - Las curvas de carga de los peajes 2.0A y 2.1A resulta de aplicar el perfil a.
 - Las curvas de carga de los peajes 2.0 DHA y 2.1 DHA resulta de aplicar el perfil b.
 - La curva de carga del peaje 3.0A resulta de aplicar el perfil c.
- La curva de carga de los consumidores conectados en media tensión (peaje 3.1A) resulta de aplicar el perfil c.

- La curva de carga de los peajes en alta tensión (peajes 6.X) son el resultado de dividir el consumo registrado por periodo, elevado a barras de central con el coeficiente de pérdidas correspondiente, entre el número de horas de cada periodo.

Precios OMIP, resultados de las **subastas CESUR**⁷⁰ y elaboración CNMC para el cálculo de las estrategias de cobertura en los mercados a plazo.

Disposición transitoria tercera 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 para el cálculo del margen de comercialización fijo reconocido en la fórmula de cálculo de la Tarifa de Último Recurso.

⁷⁰ <http://www.subastasesur.omie.es/subastas-cesur/>

II.2 CLASIFICACIÓN DE CONSUMIDORES

A lo largo del presente informe se ha utilizado, la clasificación de clientes atendiendo a la tarifa de acceso, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7 del RD 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica⁷¹.

Esta clasificación se recoge a través de la Circular 2/2005 desde el año 2011.

- Tarifas de acceso a redes en Baja Tensión (< 1kV)⁷²
 - Tarifa de acceso 2.0A⁷³: aplicable a suministros con potencia contratada menor o igual a 10kW
 - Tarifa de acceso 2.0DHA⁷⁴: aplicable a suministros con potencia contratada menor o igual a 10kW con discriminación horaria de dos periodos.
 - Tarifa de acceso 2.1A: aplicable a suministros con potencia contratada mayor a 10kW y menor o igual a 15kW
 - Tarifa de acceso 2.1DHA: aplicable a suministros con potencia contratada mayor a 10kW y menor o igual a 15kW con discriminación horaria de dos periodos.
 - Tarifa de acceso 3.0A: aplicable a suministros con potencia contratada mayor a 15kW.
- Tarifas de acceso a redes en Alta Tensión (> 1kV)
 - Tarifa de acceso 3.1A: aplicable a los suministros conectados en tensiones de 1 a 36 kV con tres periodos tarifarios y potencia contratada en todos los periodos tarifarios inferior o igual a 450kW.
 - Tarifa de acceso 6.1: aplicable a los suministros conectados en tensiones entre 1 y 36 kV, con seis periodos tarifarios y potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios superior a 450kW.
 - Tarifa de acceso 6.2: aplicable a los suministros conectados en tensiones entre 36 y 72.5kV, con seis periodos tarifarios y potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios superior a 450kW.
 - Tarifa de acceso 6.3: aplicable a los suministros conectados en tensiones entre 72.5 y 145kV con seis periodos tarifarios y potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios superior a 450kW.
 - Tarifa de acceso 6.4: aplicable a los suministros conectados en tensiones superiores a 145kV, con seis periodos tarifarios y potencia contratada en alguno de los periodos tarifarios superior a 450kW.

⁷¹ Y en la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial para los peajes de acceso en baja tensión con potencia contratada menor a 15kW.

⁷² No se han considerado las tarifas de acceso supervalles (2.0DHS, 2.1DHS).

⁷³ Los consumidores con tarifa de acceso a redes 2.0A y 2.0DHA (potencia contratada inferior a 10kW) tienen derecho a la Tarifa de Último Recurso.

⁷⁴ Los consumidores con tarifa de acceso a redes 2.0A y 2.0DHA (potencia contratada inferior a 10kW) tienen derecho a la Tarifa de Último Recurso.

Del año 2011 en adelante, se han clasificado a los consumidores por segmento de consumo según las siguientes agrupaciones de la tarifa de acceso.

- Suministros domésticos con derecho a TUR: tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA
- Suministros domésticos sin derecho a TUR: tarifas de acceso 2.1A y 2.1DHA
- Suministros pymes: tarifas de acceso 3.0A y 3.1A
- Suministros industriales: tarifas de acceso de muy alta tensión 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4

Además, para facilitar un análisis histórico con una serie temporal suficientemente amplia (anterior al año 2011) se ha mantenido la clasificación de los consumidores según el segmento de consumo al que pertenecen, y que se venía recogiendo históricamente en los informes de supervisión del mercado minorista de electricidad. Esta clasificación atiende al tipo del punto de suministro, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 7 del RD 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico

- Suministros domésticos: hacen referencia a puntos de suministros tipo 5, esto es, puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.
- Suministros pymes: hacen referencia a puntos de suministro tipo 3 y 4.
 - Tipo 3: son puntos de medida situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 450 kW y superior a 50 kW
 - Tipo 4: son puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.
- Suministros industriales hacen referencia a puntos de suministro tipo 1 y 2.
 - Tipo 1: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW.
 - Tipo 2: son puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW e inferior a 10 MW.

II.3 PRECIOS DE LOS COMERCIALIZADORES LIBRES

II.3.1 Evolución trimestral de los precios medios finales

A continuación se muestran los precios medios finales (excluyendo IVA e IE) de manera agregada (para el total de la comercialización libre) por grupo de consumidor y tarifa de acceso.

II.3.1.1 Por segmento de consumo según el tipo de punto de medida

Tabla 144. Evolución del precio medio total facturado (€/MWh) por los comercializadores a sus clientes por tipo de suministro siguiendo la clasificación del tipo de punto de medida. Medias de años móviles hasta la fecha fin del trimestre que se indica.

Año	Trimestre	Doméstico	Pyme	Industrial
2009	T1	123,78	110,28	83,22
	T2	127,18	112,82	86,10
	T3	132,86	115,85	87,55
	T4	134,28	117,87	86,90
2010	T1	137,39	120,25	87,97
	T2	141,14	122,57	85,43
	T3	146,84	124,01	84,26
	T4	149,12	125,38	83,31
2011	T1	152,01	129,90	83,89
	T2	156,58	130,57	83,71
	T3	160,72	132,17	85,93
	T4	164,65	134,31	87,23
2012	T1	168,18	136,88	89,00
	T2	172,82	139,09	89,57
	T3	176,04	141,65	90,95
	T4	179,41	144,06	91,45
2013	T1	181,62	145,69	93,19
	T2	181,73	146,90	92,45

Fuente: SICE-comercializadores

II.3.1.2 Por segmento de consumo según la tarifa de acceso

Tabla 145. Evolución del precio medio total facturado (€/MWh) por los comercializadores a sus clientes por segmento de consumo siguiendo la clasificación de la tarifa de acceso. Medias de años móviles hasta la fecha fin del trimestre que se indica.

Año	Trimestre	Doméstico con derecho a TUR	Doméstico sin derecho a TUR	Pyme	Industrial
2011	T1	150	156	131	84
	T2	155	159	131	84
	T3	161	161	133	86
	T4	165	165	135	87
2012	T1	168	169	138	89
	T2	173	174	140	90
	T3	176	178	143	91
	T4	179	182	145	91
2013	T1	182	182	147	93
	T2	181	184	148	92

Fuente: SICE-comercializadores

II.3.1.3 Por tarifa de acceso

Tabla 146. Evolución del precio medio total facturado (€/MWh) por los comercializadores a sus clientes por tarifa de acceso. Medias de años móviles hasta la fecha fin del trimestre que se indica.

Año	Trimestre	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.X
2011	T1	151,89	105,39	173,69	118,12	136,04	120,14	83,97
	T2	157,58	107,99	177,30	120,68	137,25	119,86	83,81
	T3	163,39	111,94	179,87	122,24	139,56	120,01	86,00
	T4	167,99	114,96	183,97	124,92	142,22	121,23	87,23
2012	T1	171,43	117,97	188,20	129,95	145,24	122,81	88,98
	T2	176,09	121,22	195,25	133,52	147,87	124,19	89,55
	T3	179,08	125,53	199,47	136,68	150,89	125,84	90,89
	T4	182,81	128,48	203,38	139,60	153,69	127,23	91,36
2013	T1	185,99	129,96	204,14	140,07	155,45	128,10	93,03
	T2	185,79	130,57	205,25	141,55	156,66	128,56	92,31

Fuente: SICE-comercializadores

Nota: Las tarifas de acceso de muy alta tensión se muestran agregadas bajo el campo 6.X (6.1, 6.2, 6.3 y 6.4)

II.3.2 Evolución trimestral de precios medios de energía eléctrica facturados

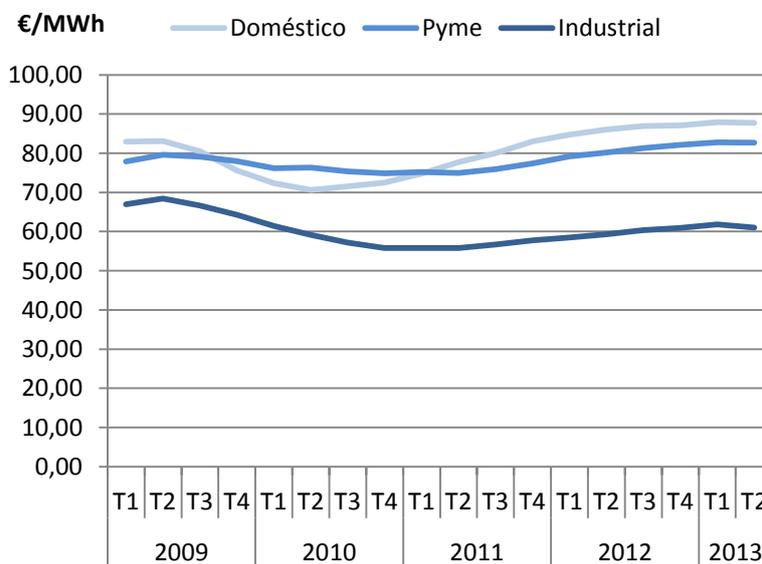
II.3.2.1 Por segmento de consumo según el tipo de punto de medida

Los precios medios facturados por el suministro de energía (neto de acceso a redes) siguen una tendencia ascendente para todos los segmentos de consumo desde junio de 2011 hasta el segundo trimestre de 2013, donde se observa un ligero descenso respecto del trimestre anterior y se rompe con la tendencia observada. Este ligero descenso podría estar reflejando los bajos precios del mercado mayorista del segundo trimestre del 2013.

A junio de 2013, los precios medios de energía facturados al segmento doméstico ascienden a casi 87,7 €/MWh un 2% más que el dato recogido un año antes. En el segmento pymes los precios medios de energía alcanzan 82,69 €/MWh y en el segmento industrial un 61€/MWh ambos valores representan una subida de aproximadamente el 3% respecto al dato de junio de 2012.

Tabla 147. Evolución del precio medio (€/MWh) correspondiente a la energía facturada por los comercializadores a sus clientes por tipo de suministro siguiendo la clasificación del tipo de punto de medida.

Año	Trimestre	Doméstico	Pyme	Industrial
2009	T1	82,95	77,88	66,95
	T2	83,07	79,59	68,42
	T3	80,53	79,11	66,63
	T4	75,63	77,98	64,27
2010	T1	72,34	76,19	61,43
	T2	70,60	76,32	59,11
	T3	71,56	75,35	57,22
	T4	72,47	74,91	55,80
2011	T1	74,79	75,23	55,77
	T2	77,73	74,92	55,84
	T3	80,04	75,92	56,69
	T4	83,05	77,43	57,74
2012	T1	84,71	79,19	58,51
	T2	86,03	80,14	59,28
	T3	86,89	81,28	60,39
	T4	87,13	82,15	60,96
2013	T1	87,93	82,80	61,87
	T2	87,71	82,69	61,00



Fuente: SICE-comercializadores

Nota: Incluida la moratoria nuclear y la tasa de ocupación de la vía pública financiación del OMIE y financiación del OS. Medias de años móviles hasta la fecha fin del trimestre que se indica.

II.3.2.2 Por segmento de consumo según la tarifa de acceso

Tabla 148. Evolución del precio medio (€/MWh) correspondiente a la energía facturada por los comercializadores a sus clientes por tipo de suministro siguiendo la clasificación de la tarifa de acceso.

Año	Trimestre	Doméstico con derecho a TUR	Doméstico sin derecho a TUR	Pyme	Industrial
2011	T1	73,12	77,37	74,82	55,69
	T2	76,76	79,21	74,58	55,75
	T3	79,94	80,12	75,67	56,53
	T4	83,64	82,08	77,26	57,52
2012	T1	84,85	84,37	78,92	58,17
	T2	85,93	86,05	79,89	58,86
	T3	86,61	87,34	81,05	59,97
	T4	86,45	88,23	81,89	60,56
2013	T1	87,61	88,08	82,66	61,57
	T2	87,18	88,55	82,59	60,78

Fuente: SICE-comercializadores

Nota: Incluida la moratoria nuclear y la tasa de ocupación de la vía pública financiación del OMIE y financiación del OS. Medias de años móviles hasta la fecha fin del trimestre que se indica.

II.3.2.3 Por tarifa de acceso

Si se analizan el precio medio de energía por tarifa de acceso se observa que en líneas generales, el precio medio de la energía sube solo ligeramente para todas las tarifas de acceso. El precio medio de la energía que más incrementa es el de la tarifa con discriminación horaria y derecho a TUR (7%).

El precio medio de energía durante el último año sube un 1% para los consumidores domésticos sin discriminación horaria y con derecho a TUR (2.0A) y un 2% para los consumidores sin derecho a TUR (2.1A).

Los consumidores que pagan más por la energía que consume siguen siendo (como se observaba en informes anteriores) aquellos que han contratado una tarifa de acceso 2.1A es decir, aquellos consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada entre 10 y 15kW (consumidores domésticos sin derecho a TUR). Estos consumidores pagan de media 93,33€ por cada MWh consumido.

Tabla 149. Evolución del precio medio (€/MWh) correspondiente a la energía facturada por los comercializadores a sus clientes por tipo de tarifa de acceso.

Año	Trimestre	2.0A	2.0DHA	2.1A	2.1DHA	3.0A	3.1A	6.X
2011	T1	73,65	60,40	82,91	65,16	78,53	67,69	55,69
	T2	77,44	62,33	85,01	66,68	78,35	67,27	55,75
	T3	80,74	64,59	86,09	67,66	79,85	67,40	56,53
	T4	84,56	67,19	88,22	69,60	81,66	68,41	57,52
2012	T1	85,71	70,96	90,00	73,11	83,45	69,59	58,17
	T2	86,80	73,02	91,59	75,27	84,45	70,46	58,86
	T3	87,42	74,82	92,73	76,84	85,70	71,39	59,97
	T4	87,26	75,76	93,42	78,18	86,66	71,89	60,56
2013	T1	88,46	77,17	93,23	78,12	87,37	72,68	61,57
	T2	87,94	78,32	93,33	79,17	87,36	72,16	60,78

Fuente: SICE-comercializadores

Nota₁: Incluida la moratoria nuclear y la tasa de ocupación de la vía pública financiación del OMIE y financiación del OS. Medias de años móviles hasta la fecha fin del trimestre que se indica.

Nota₂: Las tarifas de acceso de muy alta tensión se muestran agregadas bajo el campo 6.X (6.2, 6.3 y 6.4)

II.4 COMPARATIVA ENTRE EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO FACTURADO POR LA ENERGÍA Y EL COSTE ESTIMADO DE LA ENERGÍA

El objetivo de este capítulo es estimar el margen bruto sobre el coste de energía obtenido por los comercializadores libres (en €/MWh) de acuerdo con la facturación declarada por ellos correspondiente al suministro de electricidad a precio libre de sus clientes.

Se señala que al ser la comercialización una actividad libre, estos agentes tienen la opción de decidir cómo van a aprovisionarse de la energía para sus clientes finales (mercado de contado, contratación bilateral intragrupo, contratos a plazo) y por tanto, de decidir la estrategia de cobertura de su cartera de aprovisionamiento o cobertura mediante contratos a plazo.

Por tanto, se incluye la posibilidad de que los comercializadores realicen estrategias de cobertura a distintos plazos de los precios de adquisición de la electricidad. Debe indicarse que dichas estrategias de cobertura que se incluyen a continuación son orientativas, en el sentido de que no existe una estrategia única de cobertura y que, por tanto, deben interpretarse con cautela los márgenes obtenidos, siendo relevante analizar las tendencias de dichos márgenes.

Para ello, se ha partido de la siguiente información:

- Los precios medios por el suministro de energía en mercado libre que se han analizado con anterioridad (incluye desde el 1 de enero de 2012 la financiación al OMIE⁷⁵ y desde el 1 de junio de 2012 la financiación al OS⁷⁶) y que vienen

⁷⁵ El artículo 6 de 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 establece un

aportando los comercializadores a la CNMC en virtud de la Circular 2/2005, deducida la tasa de ocupación de la vía pública (1,5%)⁷⁷, los sobrecostes por servicios de ajuste y los pagos por capacidad.

- Una estimación de los pagos que han tenido que afrontar las comercializadoras por adquirir la energía en el mercado de producción de energía eléctrica.

Es preciso resaltar que es difícil estimar el coste de adquisición de la energía suministrada por los comercializadores, ya que no se conocen las condiciones económicas de la contratación bilateral física y de las coberturas que en su caso realizan mediante contratos financieros en el mercado a plazo no organizado (mercado OTC).

- Adicionalmente para el segmento doméstico con derecho a TUR, se ha tenido en cuenta como referencia de coste de comercialización, el reconocido en la tarifa de último recurso. El margen que incorpora este margen de comercialización se ha denominado margen neto.

A continuación se describe la metodología aplicada en el cálculo del citado margen bruto sobre coste estimado de compra de energía.

II.4.1 Metodología

Para el periodo comprendido entre el primer trimestre de 2011 y segundo trimestre de 2013 y para cada trimestre T, que incluye el consumo de los doce últimos meses, se ha calculado el precio medio facturado por la energía en el mercado minorista (facturación neta de los sobrecostes de operación y los pagos por capacidad), los costes de adquirir la energía en el mercado de producción⁷⁸ y la diferencia entre esos dos valores, estimados de la siguiente manera:

II.4.1.1 Precio medio facturado por la energía incluyendo costes de comercialización

$$\text{Precio facturado por la energía}_{c,t} = \frac{\text{Importe facturado}_{c,t}}{\text{Energía}_{c,t}} - [(\text{SC}_c + \text{PC}_{c,t}) \times (1 + \text{PE}_{c,t})]$$

importe de 0,0244 euros por cada MWh que figure en el último programa horario final de cada hora a pagar desde el 1 de enero de 2012 por los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.

⁷⁶ La disposición adicional octava de 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 establece un importe de 0,0665 euros por cada MWh que figure en el último programa horario operativo de cada hora a pagar desde el 1 de junio de 2012 por los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema que actúen en el ámbito geográfico nacional, al operador del sistema

Tanto el importe de financiación al OMIE como al OS, debido a su impacto residual en el margen bruto a estimar, no se han detrído del importe a facturar por el suministro de la energía.

⁷⁷ Art. 24 del Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.

⁷⁸ Como costes de la comercialización solo se han incluido los costes directos del suministro de electricidad. A excepción del margen neto calculado para el segmento de consumidores con derecho a TUR en el que se incorpora el margen de comercialización reconocido en la TUR.

Donde,

- Importe facturado_{c,t} corresponde al volumen facturado por el suministro de energía en consumidor final, neto de acceso a redes y de la tasa de ocupación de la vía pública, durante el año móvil anterior a la finalización del último día del trimestre T⁷⁹ para los puntos de suministro de una tarifa de acceso t de un comercializador c.
- Energía_{c,t} corresponde a la energía suministrada por el comercializador c durante el año móvil anterior a la finalización del último día del trimestre T80 para los puntos de suministro que pertenecen a una tarifa de acceso t.
- SC_c, es el sumatorio de los sobrecostes horarios en barras de central (en €/MWh) de operar en el mercado ponderados por la energía horaria comprada durante el año móvil anterior a la finalización del trimestre T (no incluye los pagos por capacidad) de cada comercializador.
- PC_{c,t} facturación de los pagos por capacidad por tarifa de acceso t y comercializador c, en barras de central (en €/MWh), para el año móvil anterior a la finalización del trimestre T, resultado de aplicar los precios unitarios del servicio de capacidad, establecidos en las Ordenes ITC/3353/2011 y en la Orden ITC/3860/2007, a la demanda en barras de central (calculada como la demanda en consumo de los clientes de cada comercializador por grupo tarifario incrementada por las pérdidas estándares).
- PE_{c,t} es el coeficiente de pérdidas que se le computa a cada comercializadora c y tarifa de acceso t, resultante de aplicar a sus consumos horarios perfilados, los coeficientes de pérdidas estándar (dependientes del tipo de hora y de la tarifa de acceso) para traspasar la energía suministrada en punto de consumo a barras de central según se establece en la Orden ITC ITC/3353/2010, de 28 de diciembre.

II.4.1.2 Coste de adquirir energía en mercado de producción

El coste directo corresponde con el coste de la compra de la energía por el comercializador en los mercados de producción (€/MWh) corregido por las pérdidas estándares de transporte y distribución para llevar el coste de barras de central a punto de consumo.

$$\text{Coste Directo}_{c,t} = CE \times \text{Apuntamiento}_{c,t} \times (1 + PE_{c,t})$$

Donde,

- CE es el coste estimado de las compras de energía en barras de central a partir de distintas referencias de precios (producto base) durante el año móvil anterior a la finalización del trimestre T.
- Apuntamiento_{c,t} es el factor de apuntamiento que convierte los precios base en un precio ponderado de acuerdo al perfil de consumo de la comercializadora c en cada tarifa de acceso t. Este factor de apuntamiento se ha calculado dividiendo el precio del mercado diario ponderado de acuerdo al consumo de la comercializadora c en tarifa de acceso t para el año móvil considerado

⁷⁹ Campo "PRED_MED_SUM" del formulario 1A de la Circular 2/2005.

⁸⁰ Campo "ENERGIA" del formulario 1A de la Circular 2/2005.

(según datos de energía mensuales de SINCRO y perfiles del operador del sistema), entre el precio medio aritmético del mercado diario.

Con el objetivo de aproximar el coste de abastecimiento a la curva de carga de cada comercializador (que a su vez dependerá del perfil de consumo de sus clientes), el coste estimado (CE) debe ser corregido por el factor de apuntamiento de cada comercializador.

- $PE_{c,t}$ es el coeficiente de pérdidas correspondiente a la comercializadora c y tarifa de acceso t descrito anteriormente.

Para estimar el coste de las compras de energía de cada comercializador (CE), se han utilizado tres alternativas de estrategias de compra que a continuación se definen:

II.4.1.2.1 Compra de la energía al precio del mercado diario

En esta alternativa se ha tomado la media aritmética del precio horario del mercado diario para cada año objeto de estudio⁸¹.

II.4.1.2.2 Cobertura de precio de la energía en los mercados a plazo (OMIP)⁸²

En esta alternativa se ha tomado el coste estimado de las compras de energía a partir de las coberturas proporcionadas mediante referencias de precios (producto base) del mercado a plazo.

Para ello, se han considerado dos tipos de estrategias de cobertura a plazo que a continuación se describen.

- **Alternativa 1: Cobertura del horizonte temporal correspondiente al año móvil mediante precios a plazo obtenidos en el mes anterior al inicio de la entrega**

El precio medio de cobertura del contrato anual (año móvil) se ha calculado como el precio medio de las cotizaciones diarias, con horizonte temporal el año móvil siguiente, durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega.

Los precios medios calculados corresponden a los siguientes contratos sintéticos anuales móviles⁸³:

- Trimestre T1 año AA: Abril AA-1 – Marzo AA
- Trimestre T2 año AA: Julio AA-1 – Junio AA
- Trimestre T3 año AA: Octubre AA-1 – Septiembre AA

⁸¹ Fuente: SGIME, Sistema de Gestión de la Información del Mercado Eléctrico de la CNMC, recoge información horaria del mercado mayorista de electricidad. Este sistema incluye las liquidaciones de OMIE y del Operador del Sistema (liquidaciones definitivas, C5 para todos los valores a excepción de la información de enero a junio del año 2013, calculada a partir de las liquidaciones provisionales C2).

⁸² Si bien se emplean las cotizaciones de precios a plazo del mercado organizado de OMIP, la integración y equivalencia de los contratos negociados en OMIP y en el mercado OTC supone que no existan diferencias significativas entre cotizaciones a plazo en OMIP y en el mercado OTC.

⁸³ Se toman contratos anuales móviles para hacer comparable el periodo de los datos de facturación que han proporcionado los comercializadores en la Circular 2/2005 con los precios a plazo (AA-1 significa año anterior).

- Trimestre T4 año AA: Enero AA – Diciembre AA

Para cada uno de los contratos mencionados, el precio medio de cotización se ha calculado un mes antes del comienzo de su periodo de entrega. Es la denominada “cobertura a un mes vista” (precio medio de las cotizaciones diarias durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega).

A continuación se muestra una representación gráfica de esta cobertura:

Cuadro 1. Representación de la cobertura del contrato móvil anual a partir de la media de las cotizaciones en el último mes antes de la entrega.

Año móvil anterior				Año móvil analizado			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4

Fuente: CNMC

Para el cálculo del precio diario de cada uno de los contratos sintéticos anuales móviles considerados se parte de la cotización diaria de los contratos futuros mensuales o trimestrales negociados en OMIP (en función de la disponibilidad de cotización de los mismos en cada uno de los meses de cálculo de la cobertura) con entrega en el año móvil considerado.

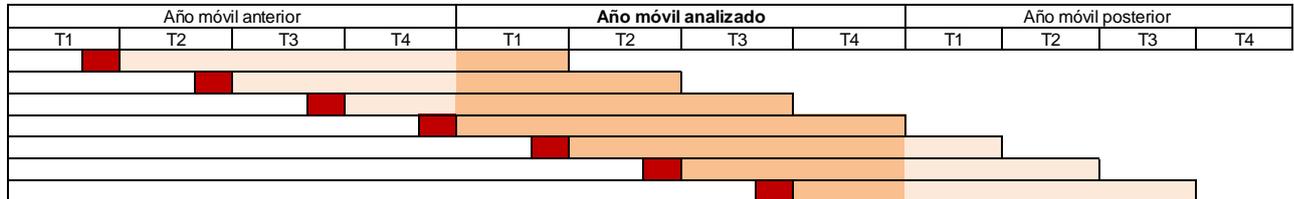
La anterior estrategia de cobertura, supone una cobertura “estática” en el sentido de que se supone que toda la cartera de energía se contrata en el comienzo de cada año móvil y expira doce meses después. Esta hipótesis posiblemente se encontraría alejada de la realidad ya que en una cartera de energía, conviven contratos que se acaban de firmar con otros que están a punto de expirar. Por ello, parece más adecuado suponer que la vida de la cartera se reparte de manera uniforme a lo largo de los cuatro trimestres que componen el año móvil objeto de estudio, es decir, dentro de un mismo año móvil se va actualizando la cobertura al inicio de cada trimestre (cobertura “dinámica”). Siguiendo esta hipótesis se recalculan para cada año móvil la cobertura en el mes anterior al inicio de la entrega de cada trimestre de la siguiente manera (ejemplo para el contrato sintético del año móvil que finaliza el T4 de 2010).

$$P1M (T4 2010)_{ALT1} = (P1M (T1 2010) + P1M (T2 2010)*2 + P1M (T3 2010)*3 + P1M (T4 2010)*4 + P1M (T1 2011)*3 + P1M (T2 2011)*2 + P1M (T3 2011))/16$$

Donde,

- $P1M (T4 2010)_{ALT1}$ es la cobertura obtenida como el precio medio de las cotizaciones diarias en el mes anterior al inicio de la entrega del contrato sintético del año móvil que termina en el cuarto trimestre de 2010, recalculada considerando que la cartera se renueva uniformemente durante el año móvil analizado.
- $P1M (TX 20XX)$ por analogía, es el precio medio de las cotizaciones diarias (producto base) durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega para el año móvil correspondiente (este periodo finaliza el último día del trimestre TX del año 20XX).

Cuadro 2. Representación de la cobertura del contrato móvil anual a partir de la media de las cotizaciones en el último mes antes de la entrega suponiendo que la cartera se renueva de una manera uniforme durante año móvil analizado



Fuente: CNMC

- **Alternativa 2: Cobertura del periodo de entrega que resta hasta la finalización del año móvil mediante una estrategia combinada de precios a plazo obtenidos en el mes anterior y seis meses antes del inicio de la entrega pendiente**

Para cada año móvil analizado se tienen cuatro horizontes temporales a cubrir, correspondientes a los trimestres que restan hasta que expira el año móvil analizado. A continuación se muestra un ejemplo para un año móvil tipo que termina en el último trimestre del año AA (para los años móviles que terminan en otro trimestre se sigue la misma lógica).

Trimestre T4 año AA: Enero AA – Diciembre AA:

- Horizonte 1: Enero AA– Diciembre AA
- Horizonte 2: Abril AA – Diciembre AA
- Horizonte 3: Julio AA – Diciembre AA
- Horizonte 4: Octubre AA – Diciembre AA

Para cada uno de los cuatro horizontes temporales de cada año móvil analizado, se ha calculado, el precio medio de cobertura en dos momentos temporales distintos:

- **Cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega:** precio medio de las cotizaciones diarias durante el mes inmediatamente anterior al comienzo del periodo de entrega (producto base).
- **Cobertura seis meses antes del inicio del periodo de entrega:** precio medio de las cotizaciones diarias del mes en el que restan seis meses para el comienzo del periodo de entrega (producto base).

El precio para cada año móvil analizado será la media ponderada por el número de trimestres que restan hasta la finalización del año móvil, de la cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega que resta para los cuatro horizontes que tiene cada año móvil. El cálculo se realizaría de la siguiente manera (ejemplo del cálculo de la cobertura a un mes antes de la entrega del año móvil que finaliza en el T4 de 2010).

$$P1M (T4 2010)_{ALT2} = (P1M (Horizonte 1)*4 + P1M (Horizonte 2)*3+ P1M (Horizonte 3)*2 + P1M (Horizonte 4))/10$$

Donde,

- P1M (T4 2010)_{ALT2} es la cobertura para el año móvil que finaliza el T4 de 2010, obtenida como el precio medio de las cotizaciones diarias en el mes anterior al inicio de la entrega del contrato sintético del año móvil que termina en el cuarto trimestre de 2010
- P1M (Horizonte X) es la cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega para cada uno de los 4 horizontes que tiene el año móvil analizado (x=1, 2, 3 y 4).

Este mismo cálculo se replicaría para la cobertura seis meses antes del inicio del periodo de entrega. A continuación se representan las dos coberturas, un mes y seis meses antes del inicio del periodo de entrega.

Cuadro 3. Representación de la cobertura un mes antes del inicio del periodo de entrega considerando horizontes temporales por el periodo de entrega que resta hasta la finalización del año móvil objeto de estudio.

Año móvil anterior				Año móvil analizado			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4

Fuente: CNMC

Cuadro 4. Representación de la cobertura seis meses antes del inicio del periodo de entrega considerando horizontes temporales por el periodo de entrega que resta hasta la finalización del año móvil objeto de estudio.

Año móvil anterior				Año móvil analizado			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4

Fuente: CNMC

Una vez obtenidas estas coberturas un mes y seis meses antes del inicio del periodo de entrega para cada año móvil analizado, se puede calcular una estrategia combinada de cobertura obtenida a partir de las anteriores. Esto es, el precio de cotización resultante de combinar las dos estrategias de cobertura a un mes y seis meses antes del inicio del periodo de entrega en función del mayor o menor peso que se dé a cada una de esas estrategias. Para el análisis del presente informe se ha utilizado un peso del 50% a cada una de las coberturas de

la siguiente manera (ejemplo para el cálculo de la estrategia combinada de cobertura para el año móvil que finaliza en diciembre de 2010).

$$\text{Estrategia Combinada Cobertura}_{\text{ALT2}}(\text{T4 2010}) = 50\% * \text{P1M}(\text{T2 2010})_{\text{ALT2}} + 50\% * \text{P6M}(\text{T2 2010})_{\text{ALT2}}$$

Se han escogido estas estrategias de cobertura para proporcionar un rango suficientemente amplio de precios. No obstante, se señala que los comercializadores podrían haber escogido entre estas alternativas, una combinación de las mismas o cualquier otra a distintos plazos.

II.4.1.2.3 Cobertura a plazo tomando como precio de referencia la media aritmética del precio del producto base de las subastas CESUR

Por último, en esta alternativa se ha tomado el coste estimado de las compras de energía como la media aritmética del precio del producto base de las subastas CESUR⁸⁴. Esta estrategia parece adecuada para las tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA ya que gran parte de los contratos minoristas dirigidos a este segmento están indexados a la evolución de la tarifa de último recurso (TUR). Por ello, pudiera pensarse que algunos comercializadores, con el fin de limitar riesgos, intentarían cubrirse trimestralmente en los mercados a plazo a un precio cercano a los precios que resultan en la subasta CESUR, para la cobertura del suministro del próximo trimestre.

De esta manera, para la energía consumida durante el año móvil anterior a la finalización del último día del trimestre T del año AAAA, el precio que aplicaría sería la media aritmética del precio del producto base de las subasta CESUR para los trimestres T, T-1, T-2 y T-3.

Cabe señalar que el factor de apuntamiento para la tarifa de acceso 2.0A y 2.0DHA (tarifas con derecho a TUR) es distinto del factor de apuntamiento de la TUR, debido a que para su estimación, se han considerado los consumos reales de consumidores en mercado libre y el perfil final publicado por el Operador del Sistema.

A las diferentes alternativas de estimación del Coste de Energía en barras de central (CE) a partir de distintas referencias de precios anteriormente definidas y corregidas por el apuntamiento de cada comercializador y segmento, se les han denominado de la siguiente manera:

- “Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)”
- “Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)” y “Coste Cobertura a plazo ALT2 (€/MWh)”
- “Coste Cobertura a plazo CESUR (€/MWh)”

⁸⁴ Fuente: OMIE.

II.4.1.3 Diferencia entre el precio medio facturado por la energía en el mercado minorista y el coste de adquirir energía en el mercado de producción

El margen bruto (diferencia) sobre el coste de la energía se ha estimado como diferencia entre el precio medio facturado por la energía por los comercializadores para cada tarifa de acceso y el coste estimado de adquisición de esa energía.

$$Diferencia_{c,t} = \text{Precio facturado por la energía}_{c,t} - \text{Coste Directo}_{c,t}$$

En este punto, cabe volver a indicar que dado que no existe una estrategia única de cobertura de los precios eléctricos, es especialmente relevante analizar las tendencias obtenidas, tanto por tarifa de acceso como por tarifa de acceso y comercializador⁸⁵.

Adicionalmente, en el caso de las tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA se ha tenido en cuenta el margen neto que resulta, deduciendo del precio medio facturado por la energía, los costes de comercialización⁸⁶ de la tarifa de último recurso (variable denominada “Margen Neto Cobertura CESUR + CC TUR (€/MWh)”).

En el cálculo del margen (tanto en el neto como en el bruto), únicamente se han tenido en cuenta los ingresos derivados de la facturación del suministro de electricidad, por lo que no se han considerado los ingresos que pudieran derivarse de la venta de otros servicios adicionales incluidos en la oferta aplicada, como el mantenimiento de la caldera de gas o el seguro del hogar.

II.4.2 Resultados segmentados por tarifa de acceso

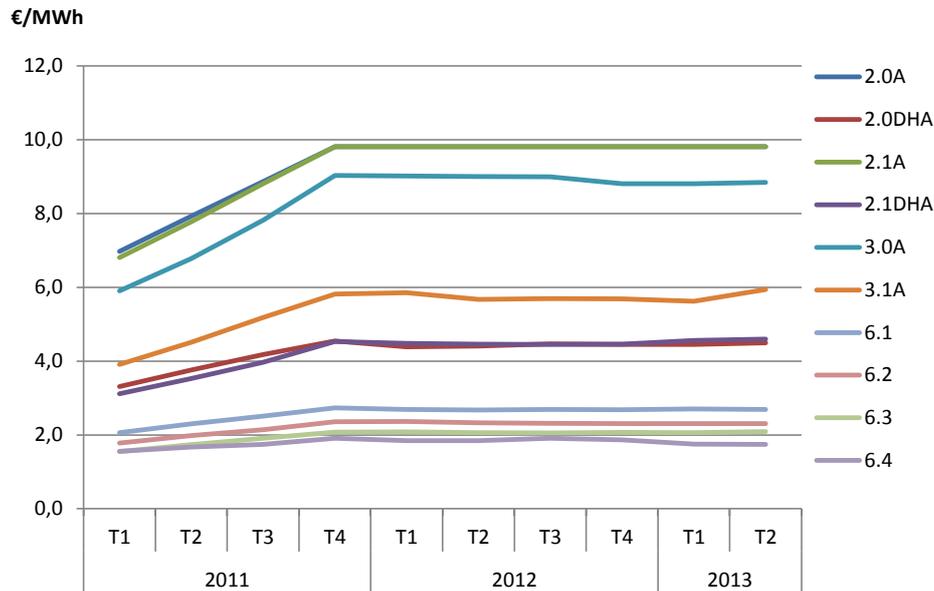
En el presente apartado se va a analizar la diferencia entre el precio medio facturado por la energía por tarifa de acceso para el conjunto de las comercializadoras (neto de sobrecostes de operación y pagos por capacidad) y el coste estimado de las compras de energía siguiendo la metodología de estimación anteriormente definida.

No obstante, como paso previo, se va a analizar para cada tarifa de acceso, la evolución de las variables intermedias utilizadas en la estimación del citado margen. Estas variables son: los pagos por capacidad, los sobrecostes de operación y el factor de apuntamiento.

⁸⁵ Los resultados por tarifa de acceso y comercializador son de carácter confidencial.

⁸⁶ El coste de comercialización reconocido en la TUR (margen de comercialización fijo) asciende a 4€/kW año.

Gráfico 5. Evolución de los pagos por capacidad (€/MWh) en barras de central por tarifa de acceso para el conjunto de la comercialización.

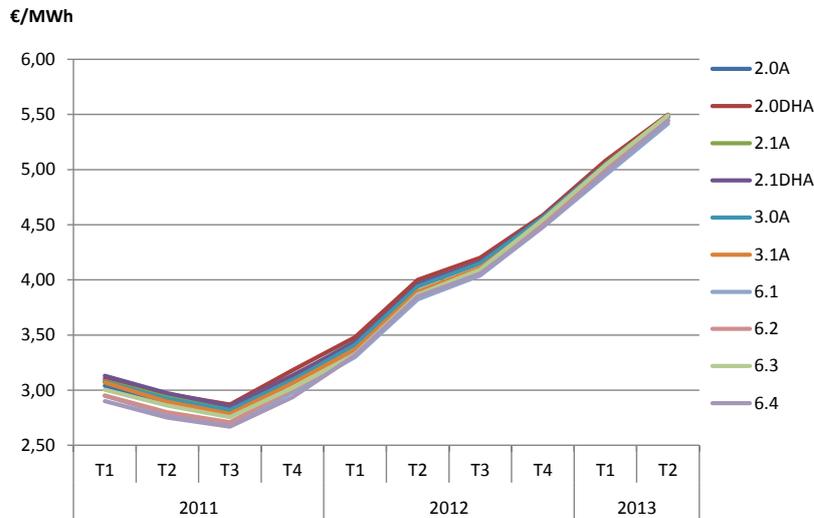


Fuente: SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2011, Orden ITC ITC/3353/2010 y CNMC

Como se puede observar en el cuadro anterior, los pagos por capacidad incrementan significativamente en el T1 de 2011 debido a la entrada en vigor de la orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. En la citada orden, los pagos por capacidad se incrementaron un 72% respecto a los valores establecidos en la Orden ITC/3860/2007. Nótese que los pagos por capacidad representados, corresponden con los pagos por capacidad en barras de central a pagar por el volumen de energía anual suministrada en el año móvil anterior a la finalización de un trimestre determinado, por lo que el incremento del pago por capacidad representado se ve suavizado.

A continuación, se representa la evolución temporal de los sobrecostes de operación en el mercado calculados por segmento.

Gráfico 6. Evolución de los sobrecostos de operación del sistema (€/MWh) en barras de central por tarifa de acceso para el conjunto de la comercialización.



Fuente: SGIME y CNMC

Los sobrecostos de operación para las tarifas de acceso en baja tensión (2.0A, 2.0DHA, 2.1A, 2.1DHA y 3.0A) son mayores que los de las tarifas en alta tensión (resto de tarifas de acceso). Esto es debido a que los sobrecostos de operación son más caros en las horas pico que en las horas valle debido a la escasez de recursos y por lo tanto, aquellos grupos de consumidores que tengan un mayor consumo en horas pico también pagaran mayores sobrecostos de operación. La capacidad de traslado de consumo de horas pico a valle de los consumidores en baja tensión (generalmente consumidores domésticos y pequeñas empresas), es menor que para los consumidores en alta tensión (típicamente consumidores industriales).

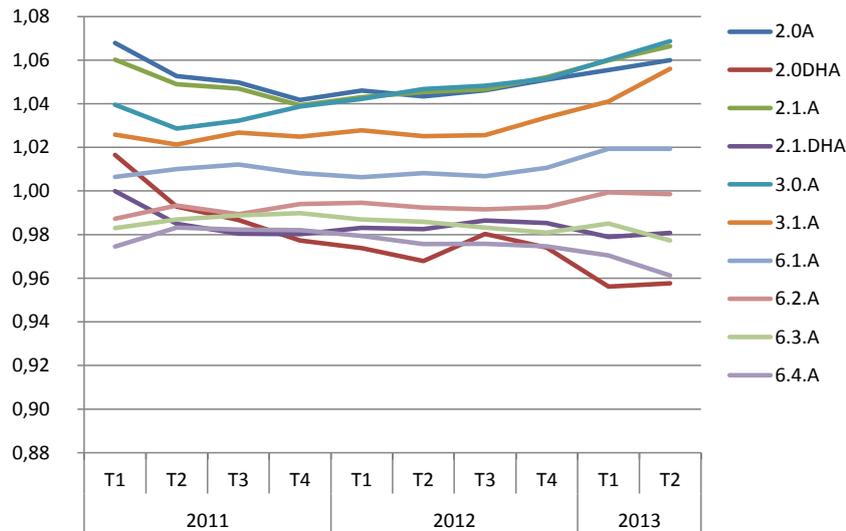
Como se puede observar, los sobrecostos de operación descienden de manera significativa hasta el T4 del 2011, donde se rompe la tendencia y vuelven a crecer significativamente recuperando en el T2 de 2012 los valores del cuarto trimestre de 2010⁸⁷ y continuando con la senda ascendente hasta el T2 de 2013, fin del periodo de estudio, donde los sobrecostos de operación se sitúan en el entorno de los 5,5 €/MWh.

Como se puede observar, en los dos últimos años, los sobrecoste de operación del sistema han incrementado casi un 100% este incremento se ha debido principalmente al aumento del coste de las restricciones técnicas, de la reserva de potencia adicional a subir, de la banda de regulación secundaria y de los servicios de ajuste en el cierre de energía del sistema.

⁸⁷ En el año 2010, se registró una elevada generación hidráulica y eólica lo que llevó al operador del sistema a programar un mayor volumen de energía en servicios de ajuste. Véase: "Informe de Supervisión del Mercado Minorista de Electricidad – Primer Semestre 2011", CNMC.

Como se comentó en el apartado “Metodología”, se ha estimado un coste de adquisición de la energía en los mercados de producción como una media aritmética de distintas referencias de precios. Para convertir esos productos base en un producto que tenga en cuenta el perfil de consumo de cada tarifa de acceso, se ha calculado un factor de apuntamiento por comercializador y tarifa de acceso que a continuación se representa.

Gráfico 7. Evolución del factor de apuntamiento por tarifa de acceso para el conjunto de la comercialización.



Fuente: SGIME, SICE, REE y CNMC

Como se puede ver en el gráfico y en línea con los resultados acerca de los sobrecostes, los consumidores con tarifa de acceso 2.0A y 2.1A, consumidores domésticos sin discriminación horaria (92% de los consumidores españoles y casi el 88,5% del total de los consumidores en mercado libre) y los consumidores con tarifa de acceso 3.0A (pequeños negocios) son los que presentan un mayor factor de apuntamiento y por lo tanto, una menor capacidad de trasladar su consumo de horas pico a valle.

Una vez analizadas estas tres variables, se presenta a continuación la diferencia entre el precio medio facturado para el mercado minorista por tarifa de acceso para el conjunto de las comercializadoras libres y el coste estimado de las compras de energía por tarifa de acceso para el conjunto de la comercialización libre del mercado minorista. En este punto es necesario destacar que no se conocen los costes de adquisición de energía de los comercializadores, ni los productos a largo plazo elegidos para la cobertura del suministro a sus clientes, por lo tanto, los comercializadores podrían haber escogido cualquier otra alternativa de cobertura para sus compras de energía, obteniendo otros resultados diferentes. Debido a ello, los márgenes brutos presentados a continuación deben considerarse orientativos y prestar más atención a la tendencia de los mismos que al valor absoluto aquí representado.

II.4.2.1 Tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA: consumidores domésticos con derecho a TUR

La evolución del precio medio facturado por la energía suministrada en el mercado minorista para el segmento de consumidores con tarifa de acceso 2.0A y 2.0DHA, parece

seguir con bastante similitud la evolución del coste de la cobertura a plazo al precio de las subastas CESUR. Los comercializadores compiten directamente con la tarifa de último recurso a la hora de realizar sus ofertas a este grupo tarifario. Por ese motivo, la mayoría de las ofertas en mercado se encuentran referenciadas a la evolución de la TUR⁸⁸.

La diferencia entre estas dos variables (precio medio facturado por la energía y coste estimado de energía) sigue una tendencia bastante constante en el entorno de los 5-6 €/MWh hasta el último trimestre de 2012 donde empieza a incrementarse ligeramente hasta alcanzar los 8 €/MWh en el segundo trimestre de 2013.

Este valor de 8 €/MWh, conlleva unos márgenes sobre la facturación total (esto es, incluyendo la facturación de acceso y resto de componentes de costes) del 4,5%⁸⁹ (2,3%, un año antes) y sobre el coste de energía al precio CESUR del 14% (6%, un año antes). Nótese que no se está considerando coste de comercialización en el cálculo de este margen bruto.

Si a los resultados obtenidos con la estimación de costes de energía CESUR, se les añade el coste de comercialización reconocido en la tarifa de último recurso (4 €/kW de potencia contratada al año, lo que en términos de consumo medio asciende a aproximadamente 4-5€/MWh), se obtiene una diferencia entre el precio medio facturado y el coste de energía CESUR más este margen fijo de comercializador de 3-4€/MWh en el año móvil que finaliza el T2 de 2013.

Desde la publicación del último informe minorista se observa una evolución del margen bruto estimado sobre el coste de la energía al precio CESUR para los consumidores con derecho a TUR bastante estable, aspecto que es coherente con la estrategia de venta de descuentos sobre la TUR de las comercializadoras libres en este segmento de consumo. No obstante, parece que desde el último trimestre de 2012, este margen bruto se podría estar incrementando por la estrategia de ventas de cierta comercializadora que consiste en ofrecer un producto que asegura el coste de la energía por un periodo superior a un año y que por lo tanto, cargan al consumidor un premium para asegurar esta estabilidad en el precio del suministro eléctrico. De hecho, si se elimina del análisis a esta comercializadora, el margen bruto sobre el coste de la energía en los mercados a plazo al precio CESUR desciende hasta 1 €/MWh en el T2 de 2013.

De todas maneras, aunque parece que el precio medio facturado por la energía suministrada sigue el coste de la energía en los mercados a plazo al precio CESUR, se desconoce la estrategia de aprovisionamiento de las comercializadoras, y éstas podrían estar comprando su energía siguiendo cualquiera otra estrategia de cobertura.

De hecho, si las comercializadoras libres se aprovisionaran en el mercado spot, el margen bruto sobre el coste de la energía en el mercado spot reflejaría la volatilidad reciente del mercado mayorista y debido a los bajos precios presentados en el segundo trimestre del 2013 (muy alta hidráulicidad y eolicidad) el margen bruto a junio de 2013 ascendería a 19€/MWh.

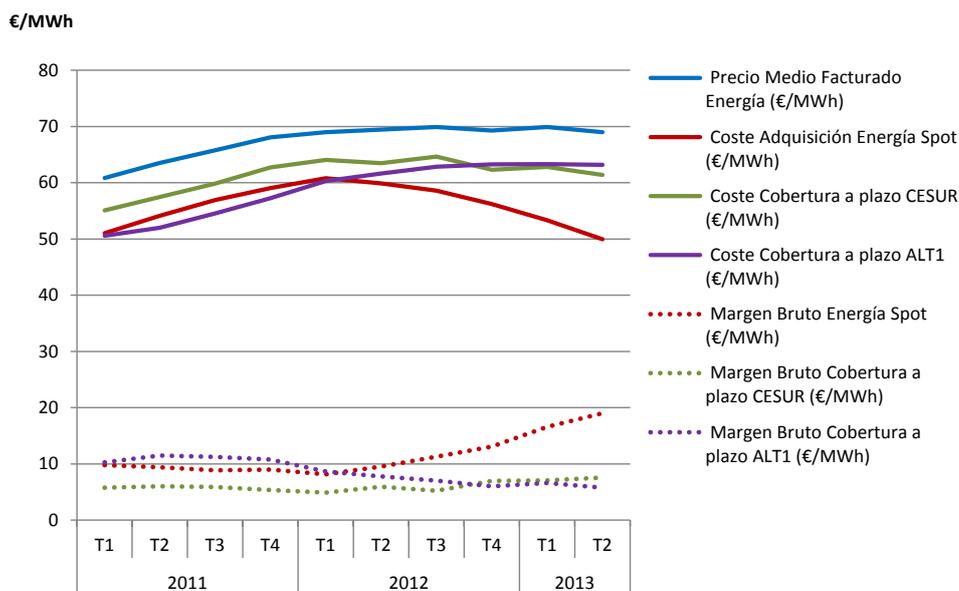
⁸⁸ Ver las ofertas comerciales para este segmento de consumo incluidas en el comparador de precios de la CNMC (<http://comparadorofertasenergia.cnmc.es>).

⁸⁹ Precio medio total (sin incluir IVA e IE) para los consumidores con tarifa de acceso 2.0A y 2.0DHA igual a 181€/MWh a junio de 2013.

De la misma manera, si los comercializadores hubieran elegido una estrategia de aprovisionamiento de su energía en los mercados a plazo, el margen bruto estimado a junio de 2013 ascendería a 6 €/MWh ya que los mercados a plazo no anticiparon los bajos precios del mercado spot del segundo trimestre de 2013.

Cuadro y gráfico 8 Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T1 de 2011 a T2 de 2013 y tarifas de acceso 2.0A y 2.0DHA

		Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo CESUR (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Margen Bruto Energía Spot (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura a plazo CESUR (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)
2011	T1	61	51	55	51	10	6	10
	T2	64	54	57	52	9	6	12
	T3	66	57	60	55	9	6	11
	T4	68	59	63	57	9	5	11
2012	T1	69	61	64	60	8	5	9
	T2	69	60	63	62	10	6	8
	T3	70	59	65	63	11	5	7
	T4	69	56	62	63	13	7	6
2013	T1	70	53	63	63	17	7	7
	T2	69	50	61	63	19	8	6



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP, OMIE y CNMC para el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

II.4.2.2 Tarifas de acceso 2.1A y 2.1DHA: consumidores domésticos sin derecho a TUR

A pesar de que los consumidores con tarifa de acceso 2.1A y 2.1DHA, al igual que los consumidores con tarifa de acceso 2.0A y 2.0DHA, son consumidores domésticos⁹⁰, al no tener derecho a TUR la evolución del precio medio facturado por la energía suministrada en mercado libre para estos consumidores es distinta.

El precio medio facturado por la energía suministrada ya no sigue la evolución del coste de cobertura a un precio igual a la CESUR puesto que la TUR deja de ser una referencia de precios válida para este grupo de consumidores. Además, parece que el precio medio facturado por la energía tampoco interioriza la bajada de precios de la energía en el mercado spot observados en el año 2013. De lo contrario, como se puede observar en el siguiente gráfico, el precio medio facturado por la energía parece que sigue la evolución de las coberturas a plazo.

Se observa en el horizonte de análisis una tendencia a la reducción de la diferencia entre el precio medio facturado por la energía y el coste estimado de energía según las coberturas en los mercados a plazo⁹¹. Esta diferencia pasa de 16-17 €/MWh en el T1 de 2011 al entorno de 10-11 €/MWh en el T2 de 2012 para mantenerse en esos valores el resto del periodo de estudio.

Esta diferencia se traduce en un margen bruto sobre facturación total (neta de impuestos) a junio⁹² de 2013 de 5,4-6% (6-7%, un año antes) y sobre el coste de la adquisición de la energía de 16-18%. La estabilidad en los márgenes brutos estimados unidos a un incremento de aproximadamente 7€ en la facturación total a pagar (sin impuestos) para este segmento de consumo, hace que los márgenes brutos estimados sobre la facturación total se reduzcan ligeramente en el último año.

En el último informe minorista se observaba que a pesar de la reducción de los márgenes experimentado en el segmento de consumidores domésticos sin derecho a TUR, los márgenes estimados para este segmento seguían siendo significativamente superiores a los márgenes brutos estimados para el grupo de consumidores con derecho a TUR. No obstante, en el último año analizado, debido al ligero incremento de los márgenes brutos estimados en el segmento de consumidores con derecho a TUR (en €/MWh) y a la estabilidad observada en los márgenes estimados para el segmento de consumidores domésticos sin derecho a TUR, los márgenes brutos estimados en ambos segmentos tienden a converger.

No obstante, como se comentó en el caso anterior, se desconoce la estrategia de aprovisionamiento de los comercializadores y éstos podrían estar utilizando otra estrategia de cobertura. Si los comercializadores hubieran comprado su energía en el mercado spot, el margen bruto estimado se habría incrementado considerablemente desde el T1 de 2012 debido a la bajada de precios de la energía en el mercado spot. A junio de 2013, el margen bruto estimado sobre el coste de la energía en el mercado spot

⁹⁰ Consumidores con potencia contrata inferior a 15kW.

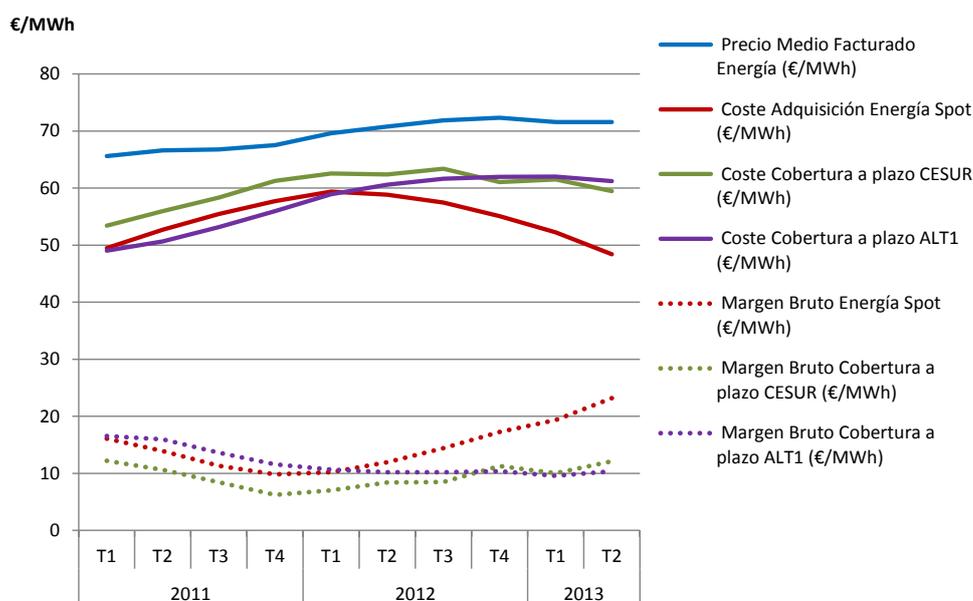
⁹¹ La alternativa 2 de estrategia de cobertura en los mercados a plazo no se representa por su similitud con la alternativa 1. Su inclusión en el gráfico sólo crea confusión.

⁹² Precio medio total facturado para los consumidores con tarifa de acceso 2.1A y 2.1DHA igual a 184€/MWh a junio de 2013.

ascendería a 23 €/MWh (12,5% sobre la facturación total neta de impuestos y un 48% sobre el coste de la energía en el mercado spot).

Cuadro y gráfico 9 Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T1 de 2011 a T2 de 2013 y tarifas de acceso 2.1A y 2.1DHA

		Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT2 (€/MWh)	Margen Bruto Energía Spot (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura a plazo ALT2 (€/MWh)
2011	T1	66	50	49	50	16	17	16
	T2	67	53	51	51	14	16	15
	T3	67	55	53	54	11	14	13
	T4	68	58	56	57	10	12	11
2012	T1	70	59	59	59	10	11	10
	T2	71	59	61	61	12	10	10
	T3	72	57	62	62	14	10	10
	T4	72	55	62	62	17	10	10
2013	T1	72	52	62	62	19	10	9
	T2	72	48	61	60	23	10	11



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP, OMIE y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

II.4.2.3 Tarifa de acceso 3.0A y 3.1A: consumidores pymes

Como ocurría en el caso de los consumidores domésticos sin derecho a TUR, para los consumidores con tarifa de acceso 3.0A (consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada mayor a 15kW, en su mayoría pymes) y para el resto de tarifas de acceso en alta tensión, no parece adecuado estimar el costes de adquisición de la

energía en los mercados de producción a partir de la estrategia de cobertura a plazo al precio de la subasta CESUR. En su lugar se han utilizado las estrategias de cobertura de un horizonte más amplio calculadas en los mercados a plazo y como referencia también se ha recogido en el gráfico, el coste de adquisición de energía en el mercado spot.

Como se puede observar en el gráfico, parece que el coste de la energía en los mercados a plazo no ha anticipado la bajada de precios de la energía en el mercado spot producida durante la primera mitad del año 2013. Esta bajada de precios se ha debido a unos niveles de hidraulicidad y eolicidad más altos de lo esperado.

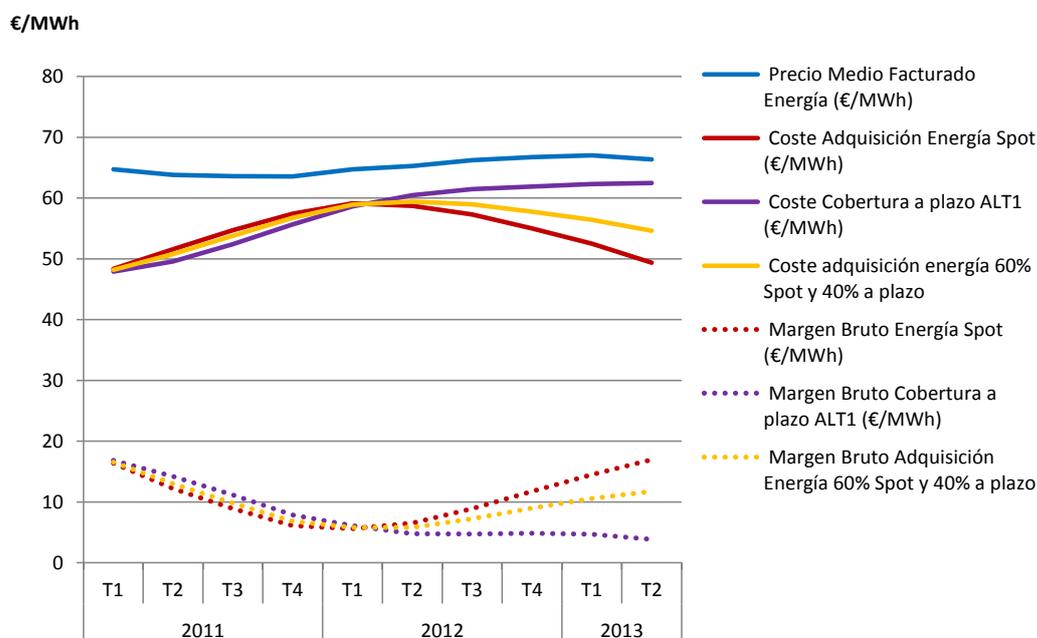
Desde el 2011, el precio medio facturado por la energía para los consumidores con tarifa de acceso 3.0A y 3.1A, sube ligeramente desde los 65 €/MWh observados en el primer semestre de 2011 a 66 €/MWh en el T2 de 2013. No obstante el coste de la energía en los mercados a plazo sube de una manera más pronunciada (desde los 48€/MWh en el T1 de 2011 a 62 €/MWh en el T2 de 2013) estrechando los márgenes brutos para este segmento de consumidores (desde 18 €/MWh en el T1 de 2011 al entorno de 4 €/MWh en el T2 de 2013).

Estos resultados parecen reflejar que los precios medios facturados por la energía no trasladan por completo la subida del coste de la energía en los mercados a plazo. A junio de 2013 el margen bruto asciende a 4 €/MWh lo que representa un 2,7% de margen bruto sobre facturación total neta de impuestos (un 4,2-5,6% un año antes) y un 6,5% sobre el coste de la energía (13-9,6% un año antes). A pesar de la estabilidad en los márgenes brutos estimados sobre el coste de la energía en los mercados a plazo observado desde el T2 de 2012, el margen bruto estimado sobre la facturación total se ve reducido por el incremento del precio medio facturado total para este segmento de consumo.

A la vista de que el precio medio facturado por la energía no refleja ni la bajada del coste de la energía en el mercado spot ni la subida en los mercados a plazo observada desde el año 2012 se podría extrapolar que tal vez los comercializadores se cubran con una estrategia mixta de cobertura, aprovisionando parte del volumen de su cartera de energía en los mercados a plazo y la otra parte en el spot. Se podría pensar en una estrategia de cobertura mixta compuesta por un 60% de la energía aprovisionada en el mercado spot y un 40% en los mercados a plazo. Siguiendo esta estrategia de cobertura se alcanzarían unos márgenes brutos de 12 €/MWh en junio de 2013 que representaría un 8% sobre la facturación media total neta de impuestos y casi un 22% sobre el coste de la energía siguiendo esta estrategia mixta de cobertura.

Cuadro y gráfico 10 Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T1 de 2011 a T2 de 2013 y tarifa de acceso 3.0A y 3.1A

		Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Coste adquisición energía 60% Spot y 40% a plazo	Margen Bruto Energía Spot (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Margen Bruto Adquisición Energía 60% Spot y 40% a plazo
2011	T1	65	48	48	48	16	17	17
	T2	64	52	50	51	12	14	13
	T3	64	55	52	54	9	11	10
	T4	64	57	56	57	6	8	7
2012	T1	65	59	59	59	6	6	6
	T2	65	59	60	59	7	5	6
	T3	66	57	61	59	9	5	7
	T4	67	55	62	58	12	5	9
2013	T1	67	52	62	56	15	5	11
	T2	66	49	62	55	17	4	12



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP, OMIE y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

II.4.2.4 Tarifa de acceso 6.X: consumidores industriales

Los precios medios facturados por la energía para los consumidores con tarifa de acceso 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 apenas sube en el horizonte de estudio y al igual que ocurría con los precios medios facturados para las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A, parece que no reflejan plenamente la subida de coste de la energía en los mercados a plazo ni la bajada de precios en el mercado spot. Esta evolución parece indicar que los comercializadores podrían estar utilizando una estrategia mixta de aprovisionamiento de la energía

comprando por ejemplo el 40% de su cartera de energía en los mercados a plazo y el resto en el mercado spot.

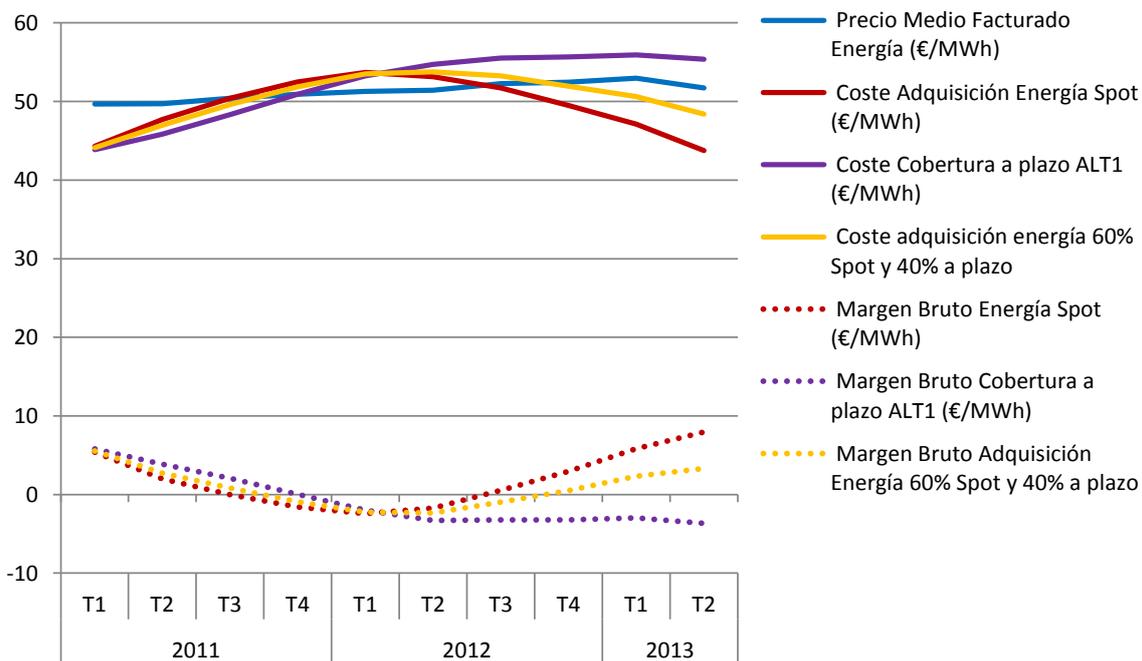
Con esta estrategia mixta de aprovisionamiento se obtendrían unos márgenes brutos de aproximadamente 3 €/MWh, un 3,2% sobre facturación total neta de impuestos y un 6,25% sobre el coste de la energía a junio de 2013.

De cualquier manera, los comercializadores podrían estar utilizando cualquier otra estrategia de aprovisionamiento de la energía en los mercados. Si los comercializadores hubieran comprado su energía en el mercado spot, el margen bruto estimado sobre el coste de la energía sería de 8€/MWh en junio de 2013 (8,5% sobre facturación total y un 18% sobre el coste de la energía en el mercado spot). De la misma manera si se hubieran cubierto en los mercados a plazo, el margen bruto sobre el coste de la energía en los mercados a plazo habría tomado valores negativos de -4 €/MWh en junio de 2013.

Cuadro y gráfico 11 Evolución del precio medio facturado energía (€/MWh), estimación del coste de la energía en mercado de producción bajo distintas alternativas (€/MWh), y margen bruto sobre el coste estimado de la energía (en €/MWh) para los años móviles desde T1 de 2011 a T2 de 2013 para las tarifas de acceso de alta tensión 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4

		Precio Medio Facturado Energía (€/MWh)	Coste Adquisición Energía Spot (€/MWh)	Coste Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Coste adquisición energía 60% Spot y 40% a plazo	Margen Bruto Energía Spot (€/MWh)	Margen Bruto Cobertura a plazo ALT1 (€/MWh)	Margen Bruto Adquisición Energía 60% Spot y 40% a plazo
2011	T1	50	44	44	44	5	6	6
	T2	50	48	46	47	2	4	3
	T3	50	50	48	50	0	2	1
	T4	51	53	51	52	-2	0	-1
2012	T1	51	54	53	54	-2	-2	-2
	T2	51	53	55	54	-2	-3	-2
	T3	52	52	56	53	1	-3	-1
	T4	52	49	56	52	3	-3	0
2013	T1	53	47	56	51	6	-3	2
	T2	52	44	55	48	8	-4	3

€/MWh



Fuente: SGIME para resultados del mercado diario y sobrecostes de operación, OMIP y CNMC el cálculo de las coberturas a plazo, SINCRO, Orden ITC/3860/2007, Orden ITC/3353/2010 y CNMC para el cálculo de los pagos por capacidad, SINCRO, SICE y CNMC para el cálculo del factor de apuntamiento y Circular 2/2005 para los datos de facturación de las comercializadoras.

