
CULMINACIÓN DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO Y DESARROLLO DEL MERCADO EN BAJA TENSIÓN

**JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ-MAÇÍAS
PEDRO CALERO PÉREZ**

Universidad de Salamanca

Con la apertura de los mercados finales de electricidad a todos los consumidores, se inició el 1 de enero de 2003 la última de las fases liberalizadoras previstas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (en adelante LSE). Este proceso tiene algunos precedentes que conviene destacar; entre ellos la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación

del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), que supuso un primer intento de introducción de competencia, al menos en el suministro a las grandes unidades de consumo.

La LOSEN establecía la división del sistema eléctrico nacional en dos subsistemas claramente diferenciados. Por un lado, el integrado, que agrupaba la organización tradicional y que mantenía los principios de explotación unificada, planificación conjunta y retribución por medio de la tarifa regulada. Por otro, el independiente, compuesto por las unidades que podían producir energía para su venta en condiciones libremente pactadas entre las partes (transacciones bilaterales físicas), aunque la energía producida por estos grupos de generación podía ser vendida también al sistema integrado.

Este texto legal supone un precedente en la introducción de cierta separación entre actividades, al impedir que una misma compañía pudiera operar simultáneamente en los dos subsistemas: establecía el

requisito de la separación jurídica entre empresas que realizan actividades de producción y distribución en el sistema integrado y de la separación contable y de gestión entre aquellas que se ocupan simultáneamente actividades de producción y transporte.

Entre las propuestas de la LOSEN, posiblemente la medida de más trascendencia y efectividad para el desarrollo del mercado fue la creación de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) como organismo regulador independiente. La importancia de las funciones atribuidas a su competencia y el grado de independencia con respecto al poder político marcaron un hito en materia de agencias reguladoras en nuestro país, del que es prueba el protagonismo que ha venido asumiendo en el proceso de liberalización del sector. A pesar de ello, no se ha visto exenta de vaivenes en el ejercicio de sus competencias, debido, posiblemente, entre otras razones, a las reticencias que los poderes políticos muestran a la hora de ceder atribuciones a estos organismos.

La efectividad práctica de la LOSEN se vio limitada por varias circunstancias. La primera de ellas es la clara subordinación del sistema independiente al integrado. El carácter liberalizador de esta ley era tenue, al poner el énfasis en la protección del funcionamiento del sistema integrado y atribuir al mercado un papel residual o complementario a la regulación. En segundo lugar, la necesidad de desarrollo reglamentario de un amplio número de aspectos imponía, de hecho, un ritmo lento en la puesta en marcha del sistema independiente; a ello se añade una dificultad adicional derivada de la aritmética parlamentaria en una situación de ausencia de mayorías.

Al esquema liberalizador tímido, representado por la LOSEN, le sucedió, a partir de 1996, un nuevo modelo, con el objetivo declarado de introducir más competencia en el sector, en línea con la orientación marcada por la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Estos nuevos planteamientos coincidieron con los procesos de reestructuración que se estaban produciendo tanto en nuestro entorno más próximo como en la mayoría de los sistemas del continente americano (1). El cambio de rumbo se concretó en el «Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación en el sector eléctrico nacional», de 1996, un acuerdo firmado por el conjunto de empresas integradas en la patronal UNESA —a excepción de Hidrocantábrico que se adhirió con posterioridad— y el entonces Ministerio de Industria y Energía (2).

En este acuerdo, en el que no tuvieron participación alguna los representantes de los consumidores; se retomaba el impulso liberalizador, estableciéndose la secuencia general a seguir en el proceso y sentándose las bases de la retribución a percibir por los agentes en el nuevo contexto, incluyendo algunos derivados del cambio en el statu quo regulatorio. En este documento también se fija el primer calendario de liberalización para la demanda eléctrica, que fue objeto de varias revisiones a lo largo del período considerado.

EL CALENDARIO PARA LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ↓

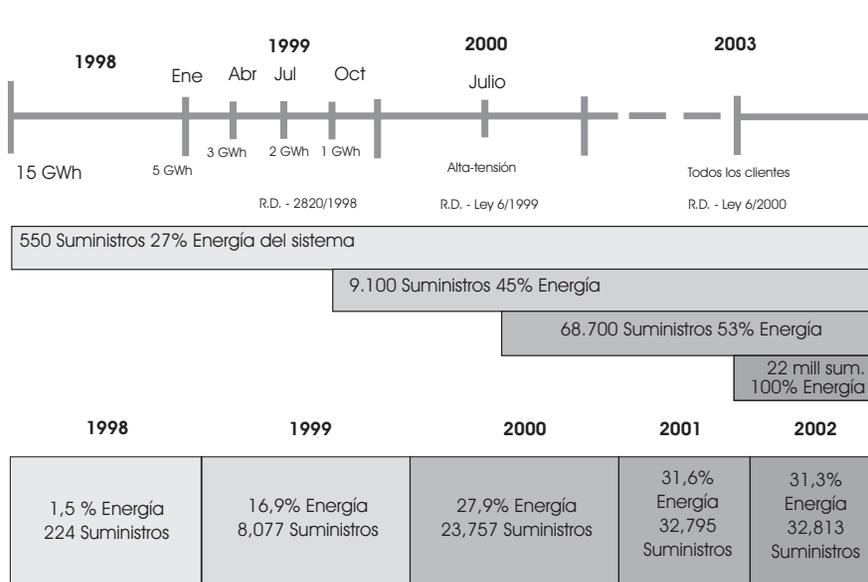
Una de las causas del agotamiento del modelo liberalizador propuesto por la LOSEN fue la aprobación de la Directiva 96/92/CE en la que se establecían unos objetivos mínimos para la apertura de los mercados nacionales. Inicialmente, se consideraban cualificados los niveles de consumo superiores a 40 GWh/año para, transcurridos tres años desde la entrada en vigor de la citada norma, reducirse este nivel hasta los 20 GWh/año y quedar establecido ese límite, otros tres años después, en 9 GWh/año.

Con posterioridad, la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, ha venido a recoger, de una parte, la realidad de un proceso que, en buen número de países, fue mucho más allá de los límites establecidos en la normativa inicial (3), y de otra, la necesidad de avanzar en la liberalización en aquellos supuestos más reticentes (el caso de Francia) que supusieran la creación de «islas» dentro del mercado eléctrico europeo, susceptibles, además, de producir distorsiones en los sistemas liberalizados. En concreto, la Directiva 2003/54/CE establece la apertura del mercado para aquellos consumidores que quedaban fuera de la liberalización establecida en la Directiva 96/92/CE, fijando como fecha límite el 1 de julio de 2004 para la apertura del mercado para la totalidad de consumidores no domésticos y el 1 de julio de 2007 para la totalidad de consumidores europeos.

Asimismo, añade otra serie de obligaciones, relativas entre otros aspectos, a la información que los suministradores deben proporcionar a sus clientes sobre las características y precios de los servicios prestados, que pretenden mejorar la transparencia y el funcionamiento del mercado. La falta de transposición de algunos aspectos de la citada directiva en relación con la apertura del mercado dio lugar a la apertura de expediente a nuestro país, lo que representa un claro síntoma de los obstáculos que encuentran los procesos de liberalización y apertura en el tránsito del ámbito europeo al nacional.

El calendario de liberalización pactado en el Protocolo de 1996, que superaba ampliamente los mínimos establecidos en la Directiva 96/92/CE, establecía dos fases: una primera, hasta el día 1 de enero de 2002, y otra segunda que se iniciaría a partir de aquel momento. Los distintos estadios en la primera etapa de la liberalización se recogían expresamente en el documento (cuadro 1), mientras que, para la segunda, se establecía que su determinación se realizaría posteriormente teniendo en cuenta la evolución de las variables relevantes para el funcionamiento del mercado. En el Protocolo no se señalaba una fecha expresa en la que debiera estar liberalizado el mercado en su totalidad; tampoco se concretaba la duración de la segunda etapa, excepto en lo que se refiere a la fijación de tarifas, donde se establecía un período transitorio de 10 años con el que se pretendía salvaguardar la viabilidad y estabilidad económico-financiera de las empresas para poder afrontar con garantías la apertura a la competencia de las actividades de generación y comercialización eléctricas; a estos fines se fijaba una reducción tarifaria del 7% nominal para el período 1998-2001 y se decidía posponer la fijación de las tarifas entre 2002 y 2007 a la revisión que habría de producirse en 2001.

También se preveía la desaparición de las tarifas integrales en la segunda etapa para todos los consu-



CUADRO 1
APERTURA Y ACCESO REAL AL MERCADO

FUENTE: CNE

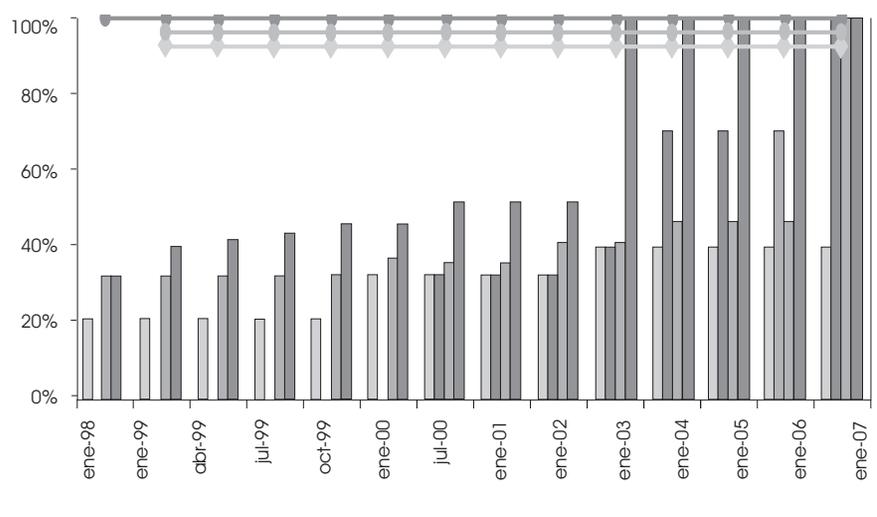


GRÁFICO 1
CALENDARIOS DE APERTURA DEL MERCADO Y COMPARACIÓN INTERNACIONAL

- █ Directiva 96/92/CE
- █ Ley 54/1997
- █ Directiva 2003/54/CE
- █ Reales Decretos 2820/1998, 6/1999 y 6/2000
- Suecia
- Gran Bretaña
- Alemania

FUENTE: CNE.

mos anuales superiores a 5 GWh, que deberían contratar el suministro en el mercado liberalizado.

Además de introducir algunos cambios en los niveles de consumo, la LSE de 1997 completa, hasta el año 2007, la segunda etapa de liberalización que había quedado abierta en el Protocolo (4). Sin embargo, pronto se observó que la cronología que establecía resultaba excesivamente conservadora a la luz de la evolución de los procesos de liberalización en otros países de nuestro entorno (IEA/OCDE, 1999) y de las propias exigencias del mercado doméstico (Atienza y de Quinto, 2003). En aplicación de la habilitación reglamentaria contenida en el artículo 9.2 de la LSE, el Re-

al Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan por primera vez de manera independiente las tarifas de acceso a redes, acelera el proceso, agrupando a lo largo de 1999 toda la apertura inicialmente prevista hasta el 2004. De esta forma, a partir del 1 de enero de 1999 tendrían la condición de cualificados todos aquellos consumidores cuyo consumo anual por punto de suministro o instalación fuese igual o superior a 5 GWh. A partir del 1 de abril del mismo año, el nivel se situaría en 3 GWh, 2 GWh a partir del 1 de julio y 1 GWh el primero de octubre (artículo 1.3).

El criterio de atribución de la condición de consumidor cualificado en función del volumen de consumo

anual se sustituye en el artículo 6 del Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia, por otro basado en la diferencia de potencial. A partir del 1 de julio de 2000 serán consumidores cualificados de energía eléctrica todos los consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones nominales superiores a 1.000 voltios. Con esta medida se liberalizó otro 8,9 % adicional del total del consumo eléctrico nacional, situándose el nivel de mercado elegible en un 52,3%.

Por medio del artículo 19 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios, se establece la última modificación del calendario liberalizador, el citado artículo dispone que, desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores tendrán la consideración de cualificados, pudiendo, por ello mismo, contratar libremente el suministro eléctrico.

ALTERNATIVAS PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO ▼

La extensión de la consideración de cualificados a la totalidad de consumidores de energía eléctrica amplía el abanico de posibilidades a la hora de optar por la forma del suministro, cuyos requisitos y elementos principales conviene destacar.

Contratar la energía en el mercado mayorista ▼

Al completarse la liberalización del suministro, el consumidor eléctrico puede acudir directamente al mercado y contratar la energía a los precios determinados en el mercado mayorista o de operaciones al contado, basado en un mecanismo de subasta (5). El precio final pagado por la electricidad dependerá del resultado de la casación, para el período comprendido, de ofertas de adquisición de energía eléctrica (es decir, demanda) con las ofertas de venta, incrementado por los costes de la gestión técnica, que incluyen los precedentes del mercado de restricciones, el coste de los servicios complementarios, así como el de los desvíos entre el consumo real y pactado, en caso de producirse (6). El precio comprende también los pagos en concepto de garantía de potencia, cuya función es la de enviar señales al mercado para incentivar la instalación de nueva capacidad y, con ello, garantizar los niveles de seguridad y calidad del suministro.

Al precio final de la energía adquirida en el mercado hay que sumar los peajes por el uso de las redes o tarifas de acceso. El sistema de peajes «regulados» vigente en España es una de las alternativas teóricamente posibles, y supone la inclusión, junto con los costes derivados efectivamente del transporte y distribución de electricidad, de una serie de conceptos tarifarios adicionales. El carácter necesario de las ac-

tividades de red se utiliza para impedir que los consumidores que opten por abastecerse a través del mercado puedan eludir el pago de determinados cargos incluidos en la tarifa regulada (7). También se incluiría dentro de los peajes el coste de las pérdidas de carga que se producen en el transporte y la distribución. Las normas relevantes en este punto son las recogidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución eléctricas, así como los anexos VII de los correspondientes reales decretos anuales de tarifas.

Desde el punto de vista legal, para que un consumidor pueda extraer la energía adquirida en el mercado y actúe como agente del mercado son precisas varias condiciones. En primer lugar, debe estar previamente inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados (RADCCC), creado a tales efectos en el Ministerio de Industria. En segundo término, que tendrá que formalizar un contrato de acceso a redes (ATR). Los ATR tendrán una duración de un año, prorrogable tácitamente, salvo denuncia, por lo que una vez se opta por acudir al mercado no se podrá volver a tarifa hasta que haya transcurrido, al menos, este período. La excepción se daría en el caso de que el consumidor no pueda continuar siendo suministrado por causas que no le sean imputables a él. Asimismo, dado el carácter mayorista de este mercado, el volumen de energía contratada tendrá que ser superior a unos mínimos determinados reglamentariamente (actualmente, 100 kWh).

Realizar un contrato bilateral físico ▼

Tanto en términos de registro y avales como en volumen de consumo, los requisitos de esta modalidad son esencialmente iguales a los que se necesitan para concurrir al mercado mayorista. La principal diferencia radica en que, gracias a la autonomía contractual, se pueden eliminar, o al menos atenuar, los riesgos derivados de la volatilidad de los precios. Así, por ejemplo, un contrato bilateral puede no contemplar un precio explícito, sino que puede ser liquidado en función de los resultados del mercado por diferencias o cualquier otra forma pactada libremente.

Las unidades de generación intervinientes en estos contratos *over the counter* tienen la obligación de informar al operador del mercado del volumen de energía objeto de los mismos, que, por ello mismo, deja de ser ofertada en el mercado al contado (8). Por otro lado, salvo que ambas partes se unan por una línea directa, el operador del sistema deberá avalar la viabilidad técnica de los suministros contratados y su compatibilidad con la estabilidad y seguridad del sistema en su conjunto. Al igual que

cuando se accede directamente al mercado, habrá que pagar las correspondientes tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Contratar el suministro con un comercializador

La opción de contratar el suministro con un comercializador será la alternativa más habitual para los consumidores domésticos, pequeñas empresas y establecimientos comerciales que decidan abandonar la tarifa regulada. Todo consumidor dispone de esta opción para contratar el suministro liberalizado, independientemente del volumen de energía consumida o la tensión a la que se conecte. Los comercializadores pueden obtener la energía de sus propias unidades de generación, mediante contratos bilaterales con uno o varios generadores, acudiendo directamente al mercado *spot* o combinando las anteriores alternativas. Para ello deberán ostentar la condición de agente del mercado, obtener la correspondiente autorización administrativa y estar inscritos en el RADCCC. Con estos requisitos se pretende garantizar al consumidor que opta por esta modalidad de suministro la misma calidad y seguridad de que disfruta con la tarifa integral.

Entre las ofertas que le presenten los diferentes comercializadores, el consumidor elegirá la que le resulte más conveniente y suscribirá dos contratos. En el primero, firmado con el comercializador, se recogen los precios, cantidades y demás condiciones contractuales del suministro. El segundo es un contrato de ATR entre el consumidor y el distribuidor que cede el uso de su red para el tránsito de la electricidad. A éste deberá abonar el consumidor el importe del alquiler de equipos y los peajes. A cambio, el distribuidor está obligado a prestar su red y garantizar la calidad y continuidad en el suministro.

En aras a la sencillez, suele ser frecuente que el consumidor firme un único contrato (energía y acceso a redes) con el comercializador. De esta forma, el consumidor únicamente se relaciona con el comercializador para cualquier cuestión relacionada con su suministro, actuando éste como mandatario suyo ante el titular de la red y suscribiendo en su nombre el ATR.

Una vez formalizado el contrato, el comercializador debe comunicarlo al distribuidor que hasta el momento venía prestando el servicio a tarifa integral (o con el anterior comercializador, si el consumidor ya ejercía su condición de cualificado). Excepto en el caso de que se trate de sujetos que contratan por primera vez el suministro y concurra una causa justificada que haga imposible la prestación del servicio, se deberá proceder al cambio de suministrador en el plazo de 15 días o bien en un plazo coincidente con

el ciclo de lectura, dependiendo de lo solicitado por el comercializador (9).

Permanecer a tarifa integral

El consumidor puede optar, finalmente, por seguir siendo suministrado por su distribuidor habitual, el cual le facturará el importe de la tarifa integral aprobada reglamentariamente. Ésta incluye todos los costes relacionados con el suministro (energía y peajes), por lo que no será necesario realizar ningún nuevo contrato. Inicialmente estaba prevista la desaparición de las tarifas integrales en alta tensión a partir del año 2007, debiendo estos consumidores acudir obligatoriamente al suministro liberalizado en alguna de las formas mencionadas. Para los consumidores que decidan volver a tarifa desde un suministro liberalizado, se establece la obligación de permanencia en este último régimen, al menos, durante un año.

Desde diversos ámbitos se está poniendo en entredicho la conveniencia de estas tarifas, proponiéndose su desaparición, salvo en aquellos casos que pudieran darse situaciones potencialmente gravosas para determinados grupos de consumidores.

Aunque todo depende de los términos del acuerdo entre las partes, en el contexto actual la tarifa resulta más previsible que el suministro liberalizado, especialmente tras la aprobación del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, sobre el establecimiento de una metodología para el cálculo de la tarifa media o de referencia. Con esta norma se pretendía facilitar al consumidor una medida objetiva que le sirviera como referente válido para ejercer su elegibilidad, al tiempo que proporcionase a las empresas un horizonte de estabilidad que generara suficientes incentivos para llevar a cabo el esfuerzo inversor que, según las previsiones de la planificación energética 2002-2010, se requiere para garantizar la seguridad y calidad en el suministro energético.

La nueva situación, provocada por los cambios en la coyuntura de precios de materias primas energéticas, ha actuado como detonante para que los responsables del actual gobierno hayan decidido replantearse el futuro del sector, concretado especialmente en el papel del mercado y las tarifas integrales, encargando a un grupo de expertos la elaboración del un *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. En este informe, que ha visto la luz en julio de 2005, se manifiesta una opinión crítica acerca del diseño actual de las tarifas integrales, por considerar que introduce excesivas distorsiones en el mercado de generación (Pérez Arriaga, 2005).

Una vez analizadas las distintas alternativas de suministro, conviene fijar la atención en el desarrollo del

mercado en baja tensión —el último en acceder a la liberalización—, en el marco de la actual estructura regulatoria. Este segmento, aunque no es el más importante en términos de consumo, es el que más consumidores integra (una cifra en torno a los 20 millones) y el que tiene un mayor impacto desde una perspectiva social. Sin embargo, sí que cabe atribuir a estos consumos una mayor importancia en la variabilidad de la curva de carga del sistema (diferencia entre la carga necesaria para hacer frente a las horas punta y valle) y, con ello, del sobrecoste que impone (Moral-Carcedo y Vicens-Otero, 2005).

ESCENARIOS PARA EL DESARROLLO DEL MERCADO EN BAJA TENSIÓN ▼

El suministro liberalizado representaba en 2002, último periodo anterior a la universalización de la elegibilidad, el 35,18% de la energía contratada en el mercado de generación, habiendo crecido un 2,3 % con relación al año anterior (UNESA, 2003b). Teniendo en cuenta que el consumo en baja tensión supone aproximadamente el 46% de la demanda total, la energía adquirida en el mercado liberalizado alcanzaba aproximadamente dos terceras partes de los suministros para los que estaba abierta tal posibilidad en aquel momento, permaneciendo el resto a tarifa.

Con la ampliación de la condición de cualificados a la totalidad de los consumidores se abrieron nuevas perspectivas para el desarrollo del mercado, tanto por su importancia cuantitativa como por las características específicas que presentan estos pequeños demandantes. En ese mismo año 2002, el suministro en baja tensión representaba el 64% de la facturación y el 46% de la energía eléctrica suministrada (CNE, 2002).

El movimiento para captar a los nuevos consumidores elegibles ha seguido un perfil diferenciado a los largo de los últimos años. En el primer año, 2003, las iniciativas en este sentido, tanto privadas como institucionales, se concentraron en el tramo final del mismo. Apenas se produjeron ofertas para atraer clientes en baja tensión ni tampoco se observaron campañas de publicidad masivas, en contraste con otros procesos de liberalización recientes. El único movimiento destacable se vinculó a las ofertas multi-productos (*multi-utilities*), asociadas con el cambio de suministrador en electricidad, gas y/o telecomunicaciones.

De los cerca de 22 millones de consumidores que pasaron a ostentar la condición de cualificados, solamente 128.000 habían pasado a adquirir libremente la energía eléctrica por medio de un comercializador en diciembre de 2003. Y eso gracias a un importante aumento en el ritmo de acceso al mercado producido en los últimos meses de aquel año.

De ellos, aproximadamente la mitad eran consumidores domésticos, repartiéndose la mitad restante entre PYMEs en baja tensión y empresas de tamaño mediano y grande (CNE, 2004a).

A partir del último trimestre del citado año, el mercado adquiere, aparentemente, un mayor dinamismo, mediante ofertas personalizadas, vinculadas a multi-producto, en función de las características del cliente, que han traído generalmente como resultado la migración de los consumidores a la comercializadora del mismo grupo empresarial al que pertenecía la distribuidora que realizaba el suministro con anterioridad. En la actualidad, como se observa en el cuadro 2, son más de 1.300.000 los consumidores de baja tensión que acceden al mercado (aproximadamente un 6% del total de este segmento). Detrás de este elevado grado de fidelidad (cuadro 3) se apunta también la existencia de prácticas, obstáculos o barreras, más allá de las normas básicas de la competencia, que podrían estar falseando los resultados del mercado (CNE, 2004b).

Conviene preguntarse, pues, por las razones que explican tan escaso movimiento en el mercado en baja tensión, así como por los cambios que se pueden esperar a corto y medio plazo. Para responder a estas cuestiones conviene analizar primeramente la evolución de la rentabilidad esperada al acudir al mercado, su tendencia a medio y largo plazo y los argumentos que justifican este comportamiento.

El análisis que sigue describe e ilustra las posibilidades del desarrollo del mercado liberalizado en baja tensión en esta nueva fase de apertura del sector eléctrico español. Nuestro objetivo es evaluar si las actuales condiciones regulatorias y de mercado generan incentivos suficientes para favorecer el acceso de los nuevos consumidores elegibles. A tal fin calculamos, en primer lugar, el margen bruto, que definimos como la diferencia entre la tarifa integral y los peajes de acceso. Cuando al margen bruto le descontamos el precio medio de la energía eléctrica en el mercado al contado, que es una variable exógena para el comercializador, obtenemos el denominado margen neto, que representa una medida adecuada del potencial para el desarrollo del mercado liberalizado en baja tensión.

El margen para el suministro liberalizado ▼

Resulta obvio que los consumidores de electricidad solamente acudirán al mercado liberalizado, abandonando la tarifa, si con ello obtienen rebajas significativas en los costes de su suministro; incluso con beneficios positivos pero de escasa cuantía, la mudanza puede no resultar atractiva en presencia de costes de cambio e incertidumbre (CNE, 2004b). Dado que, en el momento de escribir estos comentarios, no existe fecha prevista para la desaparición de la tarifa integral

**CUADRO 2
CONSUMOS LIBERALIZADOS Y TARIFA EN EL SISTEMA PENINSULAR**

(enero-marzo 2005)

	Consumidores (miles)	%	Energía (GWh)	%	Consumo medio (kWh)
Consumos a tarifa	22.023,1	94,17	38.217,0	66,24	1.735,0
Alta tensión	52,7	0,24	11.557,0	30,24	487,0
Baja tensión	21.970,4	99,76	26.660,0	69,76	2.572,0
Consumos a mercado	1.364,0	5,83	19.475,0	33,76	14.278,0
Alta tensión	33,8	2,48	15.888,0	81,58	306,0
Baja tensión	1.330,2	97,52	3.587,0	18,42	142,0
Total consumos	23.387,0	100,00	57.692,0	100,00	2.467,0

FUENTE: CNE. Boletín informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular, primer trimestre 2005.

**CUADRO 3
ACCESO AL MERCADO Y FIDELIZACIÓN. SISTEMA PENINSULAR**

(enero-marzo 2005)

	Total		Domésticos		PYME-BT		Media tensión (<36kv)		Alta tensión (>36kv)	
	Miles	%	Miles	%	Miles	%	Miles	%	Miles	%
Total consumidores (miles)	23.387,0	100,0	22.634,3	96,78	666,3	2,85	84,8	0,36	1,6	0,01
En mercado (miles)	1.364,0	5,83	1.229,8	5,43	100,4	15,06	33,0	38,84	0,8	50,31
Comercializadores (mismo grupo)	1.071,3	78,54	966,2	78,57	79,7	79,39	24,8	75,29	0,6	68,77
Otros comercializadores	292,7	21,46	263,6	21,43	20,7	20,61	8,1	24,71	0,3	31,23

FUENTE: CNE. Boletín informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular, primer trimestre 2005.

regulada para aquellos que se conectan en baja tensión (10), ésta constituye el techo superior o *price cap* fáctico que puede alcanzar el coste del suministro por medio del mercado.

El citado Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, sobre el establecimiento de una metodología para el cálculo de la tarifa media de referencia, establece en su art. 8.2 que «la variación de la tarifa eléctrica media o de referencia que se apruebe cada año, sin considerar las revisiones previstas en el artículo 6 del presente Real Decreto, no podrá ser superior al 1,40%». Por su parte, el apartado a) del art. 6 establece que «el precio medio del mercado de producción a considerar en la determinación de la tarifa durante el período transitorio para la energía producida por las instalaciones de producción en régimen ordinario que estaban autorizadas a 31 de diciembre de 1997 pertenecientes a las sociedades con derecho al cobro de CTC será, mientras existan CTC pendientes de recuperar, de 3,6061 céntimos de euro por kWh» (11).

Para el resto de instalaciones de producción en régimen ordinario, el precio medio del mercado de producción se estimará, conforme al apartado b) del mismo artículo, «teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas, atendiendo a la informa-

ción disponible para la determinación del coste de la materia prima de las tarifas del gas, en el ejercicio de que se trate». Obviamente, a lo largo del período considerado (2003-2010) la importancia relativa de este último tipo de centrales tenderá a aumentar y con ello su peso en la determinación de la tarifa, a medida que entren en servicio las nuevas centrales de ciclo combinado previstas. La vigente metodología tarifaria permite revisiones de las previsiones de los dos años anteriores al considerado. En este caso se admite un incremento adicional máximo del 0,6%, no fijándose límite si las revisiones fueran a la baja (art. 8). Los supuestos contemplados son los siguientes: a) oscilación de la demanda en más de un 1%; b) oscilación de los tipos de interés en más de 50 puntos básicos; c) oscilación del sobrecoste de las primas por el régimen especial en más de un 5%; y d) variación positiva o negativa del coste del gas en más de un 5%. Añadido este incremento adicional, la tarifa eléctrica no podrá aumentar, por tanto, más de un 2% nominal, lo que implica que, en muchos períodos, se producirá una reducción de precios en términos reales.

La evolución reciente de las tarifas integrales y de acceso, en aplicación de esta metodología tarifaria, se ha plasmado en los correspondientes decretos anuales de tarifas. El incremento promedio de las tarifas

para la venta de energía eléctrica fue, para el año 2003, del 1,69%; del 1,54% en 2004 y del 1,71%, para 2005. Por su parte, el aumento promedio de las tarifas de acceso a las redes ha sido del 1,95 por 100 en 2003, 1,60% en 2004 y 1,71% en 2005 (12). Los cuadros 4 y 5 recogen cómo se ha concretado esa evolución general de las tarifas en el suministro de energía eléctrica en baja tensión (13).

Podemos aproximar el margen para el consumo liberalizado comparando los importes de las tarifas y los precios de la energía en el mercado de generación. De todas ellas nos centraremos en la tarifa integral 2.0 (o general para potencias inferiores a 15 kW) por ser la más representativa del consumo doméstico y de un amplio segmento comercial y de pequeña empresa y porque supone el 58% del consumo y el 62% de la facturación de baja tensión (CNE, 2003).

En el caso de que un consumidor final opte por mantenerse en el suministro a tarifa, el precio final pagado estará integrado por el importe reglamentariamente fijado para los términos de potencia (kW) y energía consumida (kWh), el alquiler del contador y el servicio de lectura. También los impuestos, que tienen un doble componente: el impuesto especial

sobre la electricidad y el IVA (14). En el caso de optar por acudir al mercado para contratar el suministro en cualquiera de las formas analizadas en la sección anterior, el precio final estará constituido, en primer lugar, por el coste de la energía adquirida, ya sea en el mercado o a través de un comercializador, siendo en este último caso libremente pactado por las partes. Dado que existen ligeras variaciones en los peajes derivados de operaciones bilaterales, vamos a suponer en lo que sigue que se contrata el suministro a través de un comercializador, el cual actuará también como gestor del riesgo y de la variabilidad horaria del mercado. Debido a esta volatilidad, suponemos que el coste para el comercializador tiende al precio medio ponderado mensual de la electricidad en el mercado o *pool*. A ello habrá que sumar el importe de los peajes de transporte y distribución, que permanecen regulados, más los cargos correspondientes a el alquiler de equipos de medida y servicios de lectura, así como el impuesto especial y el IVA.

Los dos últimos conceptos, alquiler e impuestos, son independientes de la opción elegida, por lo que podemos prescindir de ellos a la hora de calcular las diferencias de coste entre ambas alternativas (15). Con relación al término de potencia, la diferencia entre la

CUADRO 4
EVOLUCIÓN EN 2002-2005 DE LA TARIFA INTEGRAL (BAJA TENSIÓN)

Tarifas y escalones de tensión (baja tensión)	Término de potencia (euros/ kW y mes)				Término de energía (euros/ kWh y mes)			
	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005
Tarifa 1.0 Potencia hasta 770W	0,264445	0,268412	0,27371	0,27711	0,05944	0,060332	0,061222	0,062287
Tarifa 2.0 Potencia hasta 15Kw	1,394348	1,415263	1,43614	1,461129	0,079213	0,080401	0,081587	0,083007
Tarifa 3.0 General	1,358287	1,385453	1,40762	1,430269	0,079514	0,081104	0,082402	0,083728
Tarifa 4.0 General de larga utilización	2,169654	2,213047	2,248456	2,284634	0,072662	0,074115	0,075301	0,076513
Tarifa B.0. Alumbrado público	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,069597	0,070989	0,072125	0,073285
Tarifa R.0. Riegos agrícolas	0,318536	0,324907	0,330106	0,335417	0,073924	0,075402	0,076608	0,077841

FUENTE: Reales Decretos 1483/2001, 1436/2002, 1802/2003, 2392/2004 y elaboración propia.

CUADRO 5
EVOLUCIÓN EN 2002-2005 DE LAS TARIFAS DE ACCESO (BAJA TENSIÓN)

Concepto	Término de potencia (euros/ kW y mes)				Término de energía (euros/ kWh y mes)			
	2002	2003	2004	2005	2002	2003	2004	2005
Tarifa 2.0A	1,403473	1,424525	1,445538	1,470257	0,024946	0,02532	0,025693	0,026132
Tarifa 2.0NA	Período 1	1,328271	1,348195	1,368083	1,391477	0,034287	0,034801	0,035314
	Período 2							0,035918
Tarifa 3.0A	Período 1	1,700363	1,734371	1,762121	1,792253	0,017970	0,018329	0,018622
	Período 2	1,006194	1,026318	1,042739	1,060570	0,016408	0,016736	0,017004
	Período 3	0,218368	0,222735	0,226299	0,230169	0,012982	0,013242	0,013454

FUENTE: Reales Decretos 1483/2001, 1436/2002, 1802/2003, 2392/2004 y elaboración propia.

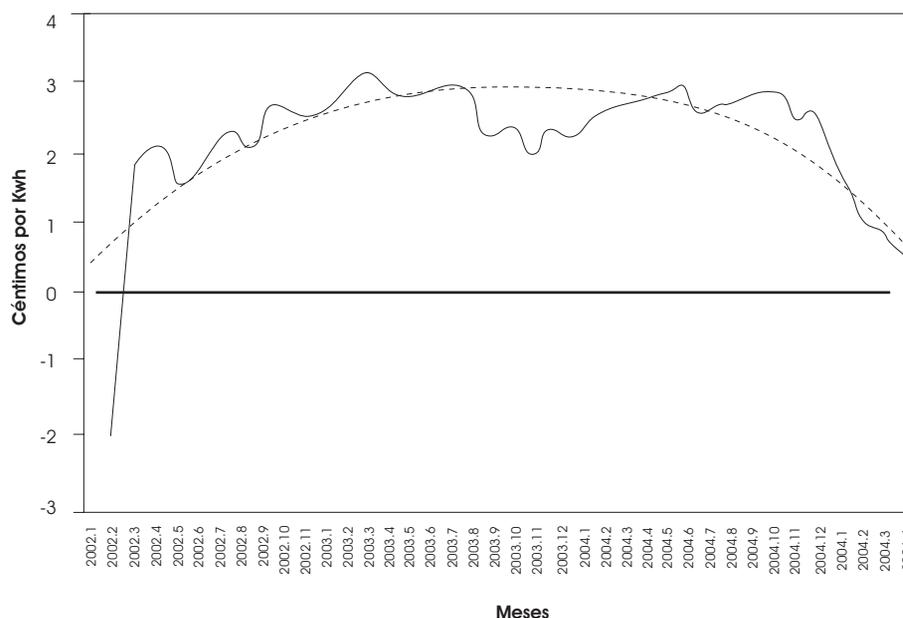


GRÁFICO 2
MARGEN NETO PARA LA CREACIÓN DEL MERCADO DE CONSUMIDORES DOMÉSTICOS EN BAJA TENSIÓN

Nota: Se muestra el margen neto (basado en serie de precios desestacionalizada) y tendencia cuadrática

FUENTE: Elaboración propia sobre los datos de OMEL

tarifa integral 2.0 y la tarifa de acceso 2.0A es tan inapreciable (menos de un céntimo por kW y mes en cualquiera de los años considerados) que será ignorada en los cálculos que siguen (16). Con relación al término de energía, la tarifa integral para 2003 fijaba, por ejemplo, un precio de 8,0401 céntimos/kWh, mientras que el importe de una tarifa de acceso se fijaba en 2,532 céntimos por cada kWh extraído de las redes.

Por lo tanto, existía un margen bruto de 5,5081 céntimos/kWh para retribuir el coste de la energía adquirida en el mercado, el margen del comercializador y el ahorro sobre la tarifa integral que incentive al consumidor el abandono de ésta. Cálculos semejantes podemos realizar para el resto de períodos considerados. Obviamente, cuanto menores sean los precios al contado, en el mercado mayor será el margen disponible para retribuir al resto de componentes. Dado que la actividad de comercialización se realiza de forma competitiva,—por lo que su retribución debería tender a igualarse, a largo plazo, con el coste medio—, suponemos que los cambios de los precios en el mercado mayorista repercutirán íntegramente en el componente del ahorro del consumidor que abandona la tarifa. La conclusión lógica será que cuanto menor sea el precio de *pool*, mayor será el acceso al mercado.

Resultados del pool y su influencia sobre las actividades de comercialización y acceso al mercado

Derivado el margen bruto a partir de fuentes normativas, es preciso calcular el margen neto (Sánchez-Macías y Calero, 2003). Para ello, es preciso obtener previamente los precios en el mercado mayorista, cuyo perfil temporal no está exento de elementos

meramente coyunturales. La importancia relativa de la generación a partir de fuentes hidráulicas —el 14 % del total de la energía eléctrica producida durante 2002, el 20% en 2003 y el 11% en 2004 (UNESA, 2003a; 2005)— pone de manifiesto que la hidraulicidad afecta de manera importante a los precios de la energía en el mercado al contado, introduciendo una importante variabilidad sobre la tendencia de los precios. La influencia de elementos estacionales como el señalado hace aconsejable el cálculo del margen neto a partir de una serie desestacionalizada de precios. En concreto, hemos utilizado el método TRAMO-SEATS, propuesto por Gómez y Maravall (2001) y basado en técnicas ARIMA.

En el gráfico 2 se observa la evolución del margen neto desde el año 2002, que se inicia con valores negativos, al presentarse, en el mes de enero, el máximo precio histórico del *pool* (6,494 céntimos/kWh). La recuperación del margen, favorecida por unos meses de excepcional comportamiento hidrológico, se prolonga hasta abril de 2003, tardándose 12 meses en recuperar los mismos niveles de margen. De nuevo la sequía provoca el aumento de los precios del mercado *spot* y la reducción consiguiente del margen que llega hasta el momento actual (abril 2005).

La forma de U invertida que presenta la evolución del margen muestra una tendencia inicialmente creciente, disminuyendo a partir del año 2003. El carácter lineal de la tarifa, que se aprueba con una vigencia anual, y el comportamiento del año hidrológico (entre otros factores) ayudan a explicar este comportamiento. De esta forma, un aumento de la aportación de los embalses al conjunto de la generación produce un incremento del margen, que se ha ido reduciendo a medida que la hidrología obliga a uti-

lizar combustibles y tecnologías más costosas, así como supone un aumento en el coste de oportunidad del agua (González Sánchez y Comendador García, 2002).

La aparición de un mayor dinamismo en el mercado va a depender de diversas circunstancias, siendo la primera de ellas la propia evolución de la tarifa integral, convertida en techo por encima del cual no puede situarse el coste del suministro en el mercado. Si asumimos que la actual metodología tarifaria se mantuviese en el tiempo sin cambios importantes y suponiendo un incremento promedio de la tarifa y de los peajes de acceso del 1,4%, al final del período considerado, año 2010, el margen bruto se situaría en torno a los 6,1 céntimos. Dada la inestabilidad y los niveles que los mercados de materias primas están exhibiendo en los últimos tiempos, una metodología que limita el crecimiento máximo de la tarifa, sin tener en consideración la evolución de los mercados, puede producir una competencia de ésta sin que exista margen suficiente para el establecimiento de ofertas atractivas para los consumidores.

Como se ha señalado más arriba, la metodología tarifaria en vigor (Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre) fija un precio medio del mercado de producción de 3,601 céntimos/kWh. El que el mercado se aproxime a ese resultado dependerá de varios factores. El primero tiene que ver con la evolución de los precios de las materias primas para la generación eléctrica, especialmente del gas natural. Dada la importancia de los nuevos grupos proyectados (algunos de ellos ya en funcionamiento y buena parte en construcción) el precio del gas condicionará las ofertas que estas centrales puedan realizar al *pool*.

Hasta la fecha existe una importante interdependencia entre los precios de esta materia prima y los del petróleo y sus derivados, aunque es esperable que en el futuro esa dependencia se vea atenuada (17). No obstante, la total dependencia de nuestro país de los aprovisionamientos exteriores de gas, la ubicación de éstos en áreas conflictivas y la presión adicional de la demanda como consecuencia de los niveles alcanzados por el petróleo no fomentan el optimismo sobre los precios del gas como *input* básico para la generación eléctrica.

En segundo lugar, el funcionamiento del *pool* español ha exhibido en su corta experiencia algunos problemas derivados de la falta de competencia en el sector, elevada concentración empresarial (18) y, posiblemente, la aparición de conductas anticompetitivas por parte de las empresas participantes, con la finalidad de elevar artificialmente los precios, especialmente en el mercado de restricciones técnicas (Pérez Arriaga, 2005). A estas cuestiones cabe añadir otras relacionadas con el propio diseño del mercado y que generan incentivos no deseados,

como los que han limitado el desarrollo de la contratación bilateral. Precisamente para atajar este uso estratégico de las ofertas de venta se dictó recientemente el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico. Hay evidencia de la utilización anticompetitiva de la posición dominante. Así, la resolución del Tribunal de Defensa de la Competencia, de 7 de julio de 2004, recaída sobre el expediente 552/02, y por la que se sanciona a Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa con una multa de 901.518,16 euros cada una (el máximo previsto) por abuso de posición dominante y aplicación de precios injustificadamente altos en noviembre de 2001(19).

Las soluciones al problema del poder de mercado no son sencillas, sin que quepa esperar sustanciales avances a través de la implantación de nuevas empresas productoras que reduzcan la concentración industrial, debido a la lentitud de los procesos de puesta en marcha de nuevas unidades de generación y a la «ventaja del pionero» que poseen las empresas ya establecidas. Tanto la creación de un mercado ibérico de electricidad (MIBEL) como la consecución de un mercado europeo de electricidad pueden servir para introducir mayores dosis de competencia en el sector, al ampliarse el mercado de referencia.

Con relación a lo primero, su puesta en marcha, prevista inicialmente para principios del 2003, se ha visto aplazada debido a cuestiones técnicas relacionadas con asimetrías en la regulación de determinados aspectos como la tarificación de peajes cuando se utilizan las redes de ambos sistemas en una transacción. A ello hay que añadir el necesario desarrollo del nivel de interconexión con Portugal. A tal fin se han desarrollado ya algunas normas legales como las contenidas en el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública (20).

Respecto a la creación de un mercado interior de electricidad en el ámbito europeo, es preciso destacar dos iniciativas de la Comisión. En primer lugar, la Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que derogó la Directiva 96/92/CE, cuyos elementos principales son la fijación de un objetivo cuantitativo de liberalización —siguiendo la propuesta del Consejo de Energía de noviembre de 2002, la plena apertura del mercado eléctrico europeo se producirá el 1 de enero de 2007 (en su propuesta inicial la Comisión se inclinaba por el 1 de enero de 2005)— y un conjunto de medidas tendentes a garantizar una competencia eficaz (separación de actividades y acceso no discriminatorio a la red, fundamentalmente).

En segundo término, el Reglamento (CE) 1228/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, en el que, además de apostar por sistemas de tarificación transparentes, no discriminatorios y armonizados, se establecen los principios generales de gestión de la congestión, que permitan asignar la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte.

En lo que al desarrollo del mercado español se refiere, los problemas de la fijación de peajes, tratados en el seno del denominado Foro de Reguladores de Florencia, así como la necesidad de incrementar las interconexiones con Francia, punto de acceso obligado para poder operar en un mercado europeo, son cuestiones que deben ser resueltas previamente si se quiere que la competencia de energía producida fuera de nuestro sistema eléctrico elimine o atenúe el poder de mercado implícito en la actual estructura del sector. Si bien hay un compromiso político para elevar los actuales niveles hasta un mínimo de 4.000 MW, lo cierto es que existe un importante retraso, justificado fundamentalmente por problemas que tienen un carácter más político que regulatorio (Pérez Arriaga, 2005).

Conviene destacar un último elemento que puede afectar a la evolución del margen neto; nos referimos a la estructura de los cargos por peajes. En nuestro país estas tarifas de acceso son muy altas en comparación con las de otros sistemas de nuestro entorno (Comisión Europea, 2001, 2003), siendo su principal causa explicativa la incorporación dentro de las mismas de una serie de conceptos que nada tienen que ver con los costes de las actividades de transporte y distribución y cuyo resultado es la introducción de distorsiones en la información sobre los costes de transmisión (Sánchez-Macías y Calero, 2002).

Como la construcción de un mercado único de electricidad requiere, según hemos dicho, la aplicación de sistemas relativamente armonizados de pagos por acceso a las redes, cabría esperar una reducción futura en los peajes por los motivos antes mencionados ya que su extensión no tiene parangón en nuestro entorno. Algunos cargos tienen naturaleza temporal, como son los pagos por la moratoria, los CTC o las ayudas a la minería del carbón. Otros, como las ayudas a la generación en régimen especial, pueden reducirse en el futuro cuando el avance tecnológico mejore el potencial competitivo de algunas tecnologías renovables. Finalmente, aquellos recargos con vocación de permanencia, como el de sistemas extrapeninsulares, pueden ser financiados utilizando herramientas menos distorsionadas sin necesidad de hacerlo por medio de un recargo en los peajes.

CODA ¶

La liberalización y apertura a la competencia del mercado eléctrico español no es un proceso nuevo ni reciente, pues los primeros intentos legislativos se remontan a diez años atrás. La última de las fases del mismo culminó en enero de 2003 con la ampliación de la posibilidad de elegir suministrador a los consumidores domésticos.

El camino transitado no ha estado exento de problemas. Desde el primer y tímido proyecto hasta llegar al momento actual se ha producido una continua revisión de las fechas y etapas del calendario liberalizador que ha añadido dosis adicionales de incertidumbre al proceso. Incluso el actual marco tarifario, que pretende dotar de estabilidad a un sector que requiere importantes inversiones en inmovilizado, no satisface plenamente ni a empresas ni a consumidores. De otro lado, aunque hasta el momento nuestro sistema se halla muy por encima de las exigencias comunitarias en cuanto al grado de apertura de los mercados eléctricos, la insatisfacción que los resultados de este proceso ha generado en el contexto europeo obligan a no descartar reformas futuras impulsadas desde Bruselas.

La culminación del mercado no ha supuesto, hasta el momento, cambios perceptibles en las opciones del consumidor doméstico en baja tensión. Hemos constatado cómo la suma del precio de la energía en el *pool* más los peajes dejan escaso margen para retribuir la actividad del comercializador y proporcionar ahorro significativo al consumidor, con relación a la tarifa integral.

Ello se debe a varios factores. El primero de ellos es el precio de la energía en el mercado, que dista bastante del coste medio de generación en el sistema, estimado en torno a los 3,6061 céntimos/kWh (CNSE, 1996, y Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre). Los peajes en nuestro país son también especialmente elevados, debido a la inclusión en los mismos de cargos no relacionados con los costes de las actividades de transporte y distribución. Finalmente, los paulatinos descensos en los precios de la electricidad en términos reales reflejados en la tarifa integral han erosionado los márgenes netos en perjuicio del suministro liberalizado. Este último aspecto resulta aún más llamativo en los últimos años, debido a la evolución al alza de los costes de combustibles y operación de las centrales. El resultado de esta evolución contradictoria ha sido la insuficiencia de los ingresos obtenidos por medio de la tarifa para cubrir el coste de las actividades reguladas. Es lo que se ha dado en llamar el déficit tarifario.

Por estas razones, no es extraño que la culminación legal del proceso de apertura no se haya visto acom-

pañada de modificaciones significativas en el ámbito del consumo doméstico. Dada la tendencia estimada del margen neto, no cabe esperar un cambio sustancial en el comportamiento de los agentes, en especial de los comercializadores, más bien todo lo contrario. El único movimiento observado en el sector proviene de las ofertas multi-utilities en las que se ofrecen descuentos a los consumidores que contratan simultáneamente varios servicios liberalizados como pueden ser electricidad, gas y/o telecomunicaciones.

La evolución de la tarifa integral, que ha experimentado importantes descensos en términos reales, junto con la tendencia creciente del precio de la electricidad en el mercado mayorista, han comprimido de forma sustancial los márgenes de la actividad de comercialización. La evolución prevista de la demanda, las necesidades de expansión del parque de generación, el creciente peso de las energías renovables y la puesta en marcha de los mercados de compraventa de derechos de emisión hacen prever un aumento de los costes de generación a medio plazo, insostenible dados los actuales límites al crecimiento de la tarifa, contemplados en la vigente metodología.

En esta misma línea abundan los últimos análisis realizados, tanto desde la propia CNE, como en las propuestas de reforma del *Libro Blanco*. La nula relación entre la tarifa y el coste de la energía en el mercado genera una competencia desleal de la primera con la actividad liberalizada. Sin embargo, el elevado nivel de concentración empresarial, así como otros problemas derivados del funcionamiento del mercado (restricciones, servicios complementarios, etc.) generan escasa confianza en el mismo como reflejo fiel del coste competitivo de generación. Ambos problemas actúan a modo de «pinza» sobre la actividad de comercialización libre, que le impide formular ofertas con atractivo para el consumidor, compatibles con una retribución razonable de su actividad.

NOTAS

- [1] Tanto en Sudamérica, donde encontramos el primer hito de liberalización —la Ley General de Servicios Eléctricos de Chile, de 1982—, como en la mayoría de los sistemas estadounidenses se han llevado a cabo, con mayor o menor éxito, procesos de apertura a la competencia en estas actividades.
- [2] Actualmente las competencias sobre esta materia se encuentran distribuidas entre los Ministerios de Economía y Hacienda, Industria, Turismo y Comercio y Medio Ambiente.
- [3] Al menos en teoría, ya que, como trataremos más adelante, la liberalización teórica del sector no necesariamente se corresponde con la aparición de competencia efectiva en el mismo.
- [4] Una visión de conjunto y contemporánea de los cambios regulatorios puede encontrarse en Pérez-Arriaga (1998). Vid. también López Millas (2000).
- [5] Acerca del diseño de los mercados eléctricos *vid.* Stoff (2002), Pérez-Arriaga y Meseguer Velasco (1996), también Sánchez-Macías (2003).
- [6] En ocasiones, es preciso realizar variaciones o cambios en el programa ideal surgido de la casación para poder satisfacer realmente la demanda en todos sus puntos; ello puede suponer la retirada de alguna unidad de generación programada o la llamada a despacho de alguna unidad inicialmente no prevista en el programa óptimo, con el consiguiente incremento de los costes.
- [7] En Sánchez-Macías y Calero (2002) se analiza esta cuestión de manera más detallada, señalándose la pluralidad de opciones así como los puntos débiles y fuertes de cada una de ellas.
- [8] Existen otro tipo de figuras, como las ventas virtuales, contratos financieros o subastas de capacidad. A pesar de algunas similitudes con las figuras aquí expuestas no son tratadas, básicamente por obedecer a un fin distinto del de realizar un suministro y guardar más relación con cuestiones como la gestión del riesgo o reducción de la variabilidad en los precios, entre otras.
- [9] De manera transitoria, durante el año 2003 los distribuidores dispusieron de un plazo de tres meses, contados a partir de la solicitud de cambio de suministrador, para proceder a la instalación de un limitador de potencia cuando los clientes hayan optado por alquilarlos.
- [10] En los primeros borradores e informes de la LSE sí se contemplaba su desaparición a partir del año 2007. En una posición similar se sitúa el *Libro Blanco* (Pérez Arriaga, 2005), que aboga bien por su supresión, bien por un cambio sustancial tanto en la metodología de cálculo como en sus funciones.
- [11] Sobre los CTC introducidos por la ISE puede consultarse Calero (2000).
- [12] Vid. RD 1436/2002, de 27 de diciembre, RD 1802/2003, de 26 de diciembre, y RD 2392/2004, de 30 de diciembre, para los ejercicios de 2003, 2004 y 2005, respectivamente. A estos datos se añaden los correspondientes al año 2002 —RD 1483/2001, de 27 de diciembre—, anterior a la metodología tarifaria, por ser el primer ejercicio para el que contamos con tarifas de acceso a las redes, tras el RD 1164/2001, de 26 de diciembre.
- [13] Actualmente, la tarifa no recoge la evolución de los precios en el mercado mayorista, cuyos costes crecientes han derivado en un déficit tarifario que se ha cubierto, en parte, mediante la compensación de los derechos de cobro de CTCs por diferencias. Cuando lo anterior no resulta suficiente, deben establecerse en la tarifa mecanismos que permitan la recuperación del mismo. Para corregir esta distorsión el *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España* propone cambios sustanciales de la vigente metodología.
- [14] El tipo de gravamen del impuesto sobre la electricidad es del 4,864%, que se aplica sobre la suma de cuatro conceptos básicos (potencia, energía, energía reactiva y discriminación horaria) multiplicada por el coeficiente 1,05113. El suministro eléctrico es gravado por el IVA al tipo general.
- [15] Aunque se producen diferencias no justificadas que podrían indicar el empleo de algunas exigencias técnicas como barreras de acceso al mercado por parte de los distribuidores, tal y como apunta la propia CNE (CNE 2004b)
- [16] Si tomamos como referencia una potencia contratada de 4,4 kW —la más frecuente en el ámbito doméstico—, la diferencia al cabo del año por término de potencia será, aproximadamente, de 48 céntimos más en el caso de los peajes frente al término de energía de la tarifa integral.
- [17] El coste del gas en origen representa una parte proporcionalmente pequeña del precio final de esta materia prima,

donde las condiciones especiales que requiere su transporte (presión para su licuación) encarecen sustancialmente el producto final, lo que provoca que los contratos de gas en origen adopten un formato denominado TOP (Take or Pay). Por ello, las fluctuaciones que se produzcan en el coste de origen quedan bastante amortiguadas por su escaso peso en el coste final del producto en destino.

- [18] El índice de concentración de Hirschman alcanza en el caso español valores superiores a 3.500. Los trabajos previos a la LSE realizados por la Comisión reguladora ponían de relieve problemas serios de competitividad cuando el valor del índice es superior a 2.500 (CNSE, 1996).
- [19] En idéntica línea se enmarca la denuncia presentada ante el Servicio de Defensa de la Competencia y la Comisión Nacional de la Energía el pasado 4.3-2005 por Endesa contra Iberdrola y Gas Natural por abuso de posición dominante en la actividad de generación, mediante la utilización estratégica de sus ofertas en el mercado de restricciones técnicas.
- [20] En el Protocolo de colaboración entre las administraciones española y portuguesa de 2001 para la creación de un mercado ibérico de electricidad se explicaban los tres pilares en los que se fundamenta: 1) creación de un operador de mercado único; 2) coordinación de los operadores del sistema; y 3) incremento de las interconexiones fronterizas (desde los 700 MW hasta los 1.700 MW).

BIBLIOGRAFÍA ↴

- ATIENZA, L. y DE QUINTO, J. (2003): *Regulación para la competencia en el sector eléctrico español*, Documento de Trabajo 10/2003, Fundación Alternativas, Madrid.
- CALERO PÉREZ, P. (2000): «La aparición de los costes de transición a la competencia en la reestructuración de los sistemas eléctricos: el caso español», *Boletín de Información Comercial Española*, n.º 2662, pp. 21-34.
- CNE (2002): *Elegibilidad 2003: Propuestas normativas relativas a la gestión y administración de contratos y equipos de medida*, Madrid.
- CNE (2003): *Indicadores de coyuntura eléctrica*, Madrid.
- CNE (2004a): *Boletín informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular*, Madrid.
- CNE (2004b): *Informe sobre los obstáculos existentes para el acceso de los consumidores cualificados a los mercados liberalizados de electricidad y gas natural*, Madrid.
- CNE (2005): *Boletín informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular. Primer trimestre 2005*, Madrid.
- CNSE (1996): *Memoria Económica del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico*, Madrid.
- CNSE (1997): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico*, Madrid.
- COMISIÓN EUROPEA (2001): *First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market*, Commission Staff Working Paper, SEC (2001) 1957, Bruselas.
- COMISIÓN EUROPEA (2003): *Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market. Updated*, Commission Staff Working Paper, SEC (2003) 448, Bruselas.
- GÓMEZ, D. Y MARAVALL, A. (2001): «Seasonal adjustment and signal extraction in economic time series», en D. Peña, G. C. Tiao y R. S. Tsay, (eds.), *A course in time series analysis*, John Wiley and Sons, Nueva York, pp. 202-246.
- GONZÁLEZ SÁNCHEZ, M. Y COMENDADOR GARCÍA, R. (2002): «Determinación de variables estratégicas en el precio eléctrico. Análisis del mercado español», *Economía Industrial*, 345, pp. 101-124.
- IEA/OCDE. (1999): *Electricity Market Reform*, París, OCDE.
- LÓPEZ MILLAS, J. (2000): «La regulación de los ingresos de las compañías eléctricas españolas en el camino hacia la liberalización», *Hacienda Pública Española*, n.º 154, pp. 105-126.
- MORAL-CARCEDO, J. y VICENS-OTERO, J. (2005): «Modelling the non linear response of Spanish electricity demand to temperature variations», *Energy Economics* n.º 27, pp. 477-494.
- PÉREZ ARRIAGA, J. I. (1998): *Visión global del cambio de regulación*, Documento de Trabajo 98-, Madrid, CNSE.
- PÉREZ ARRIGAGA, J. I. (2005): *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*, MIN.
- PÉREZ ARRIAGA, J. I. Y MESEGUER VELASCO, C. (1996): «Mercados competitivos de generación: formación de precios y garantía de suministro», *Hacienda Pública Española*, n.º 139, pp. 107-121.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. (2003): «Liberalización de los sistemas eléctricos y mercado interior: eficiencia y ¿algo más?», *Revista de Estudios Europeos*, n.º 34, pp. 35-61.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. Y CALERO PÉREZ, P. (2002): «Análisis de la regulación de los peajes de transporte en el sistema eléctrico», *Economía: Revista Vasca de Economía*, n.º 50, pp. 208-229.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. Y CALERO PÉREZ, P. (2003): «Regulación de las tarifas de acceso a las redes y liberalización del sector eléctrico español», *Hacienda Pública Española / Revista de Economía Pública*, n.º 166, pp. 61-83.
- STOFT, S. (2002): *Power system economics: designing markets for electricity*, IEEE Press Wiley-Interscience, Nueva York.
- UNESA (2003a): «Producción y demanda de electricidad», *Coyuntura eléctrica*, enero-febrero, Madrid.
- UNESA (2003b): «Mercado eléctrico de generación», *Electricidad*, n.º 13, pp. 29-30.
- UNESA (2005): *La industria eléctrica: avance estadístico 2004*, Madrid.