Libro Blanco
sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España

José Ignacio Pérez Arriaga

30 de junio de 2005

Libro Blanco
sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España

José Ignacio Pérez Arriaga

Madrid, 30 de junio de 2005

Continued deregulation is the proper way to go, to the extent feasible…The central institutional issue of public utility regulation remains finding the best possible mix of inevitably imperfect regulation and inevitably imperfect competition.

All competition is imperfect; the preferred remedy is to try to diminish the imperfection. Even when highly imperfect, it can often be a valuable supplement to regulation.

But to the extent that it is intolerably imperfect, the only acceptable alternative is regulation. And for the inescapable imperfections of regulation, the only available remedy is to try to make it work better.[1]

Alfred Kahn, "The economics of regulation", MIT Press, 1988

---

[1] Una liberalización constante es el camino a seguir, hasta donde sea posible… El principal tema institucional en la regulación de las empresas de servicios públicos sigue siendo el de encontrar la mezcla óptima de regulación y de competencia, ambas inevitablemente imperfectas.

Toda competencia es imperfecta; el mejor remedio para esto es tratar de reducir la imperfección. Incluso cuando es muy imperfecta, a menudo es un valioso complemento de la regulación.

Pero cuando su imperfección es intolerable, la única alternativa aceptable es la regulación. Y para las inevitables imperfecciones de la regulación el único remedio disponible es tratar de diseñarla para que funcione lo mejor posible.

Presentación

El equipo que ha elaborado este Libro Blanco quiere manifestar su agradecimiento a los excelentes profesionales que han preparado el material que nos ha sido expuesto y entregado en las numerosas reuniones que hemos mantenido, y a los que han participado en las mismas, por sus valiosas contribuciones y por la gran ayuda que han supuesto para nosotros. En todas y cada una de las reuniones hemos aprendido acerca de la profundidad y complejidad de los planteamientos que se nos han presentado, obviamente desde puntos de vista que tratan de hacer valer los intereses propios en el caso de empresas, asociaciones y otras instituciones. Tenemos un gran respeto por el profundo conocimiento del sector que han mostrado las personas con las que hemos tenido la satisfacción de reunirnos durante esta etapa. Dada la extensión y la complejidad de los temas que este Libro Blanco ha tenido que abordar, se espera que se entienda que no alcance a recoger los numerosísimos aspectos de detalle que los participantes en la ronda de consultas nos han trasladado, y por ello se presentan excusas por adelantado. Ha sido imprescindible establecer prioridades, sin que ello signifique querer restarle importancia a las preocupaciones ciertas y legítimas de cada participante.

Corresponde un agradecimiento especial a la Comisión Nacional de la Energía, que ha prestado un apoyo incondicional al equipo del Libro Blanco durante la realización de este trabajo. Todas nuestras peticiones han sido atendidas con creces y prontitud, se nos han entregado documentos internos e incluso informes preparados *ex profeso* que han aportado valiosos puntos de vista y el personal de la CNE ha estado siempre dispuesto a atender nuestras preguntas.

El equipo del Libro Blanco agradece asimismo al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la confianza que ha puesto en nosotros y, muy especialmente, el clima de total respeto a nuestra independencia de criterio y el apoyo prestado en todo momento facilitando contactos, gestiones o diversas fuentes de información.

Finalmente, el Director de este trabajo quiere hacer constar que el Libro Blanco no hubiera sido posible sin la valiosa y abnegada participación de cada uno de los miembros del equipo, cuyas contribuciones a la preparación del Libro han sido esenciales. No obstante ha quedado claro desde el primer momento para todo el equipo, así como para el Ministerio al encomendar el trabajo, que se trata de un encargo personal y que el Director es el único responsable del texto final que se presenta.

El equipo redactor del Libro Blanco:

José Ignacio Pérez Arriaga

Carlos Batlle, Carlos Vázquez, Michel Rivier, Pablo Rodilla

Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas de Madrid

30 de junio de 2005

Índice

Sinopsis 3

1 Introducción 25

2 El actual marco regulatorio y el planteamiento de la reforma 37
2.1 El diagnóstico 38
2.1.1 El precio de mercado de la energía 40
2.1.2 La fiabilidad del suministro 52
2.1.3 La tarifa eléctrica 63
2.1.4 El tratamiento de los Costes de Transición a la Competencia 70
2.1.5 El mercado mayorista y el Mercado Ibérico de Electricidad 79
2.1.6 El mercado minorista y la participación de la demanda 88
2.1.7 La generación y la red de transporte 97
2.1.8 La generación eléctrica en un modelo energético sostenible 113
2.2 El planteamiento general de la reforma regulatoria 147
2.2.1 El alcance de la reforma 147
2.2.2 La estabilidad regulatoria 149
2.2.3 Un mercado creíble de la energía 151
Anejo Cap. 2 Los Planes de fomento de las energías renovables 155

3 La mitigación del poder de mercado 165
3.1 Criterios de examen de poder de mercado 167
3.2 Límites de concentración efectiva 173
3.2.1 Antecedentes y experiencias 173
3.2.2 La regla de mitigación de poder de mercado 176
3.3 Instrumentos para la mitigación del poder de mercado 179
3.4 A modo de resumen 193
Anejo Cap. 3 Simulación cuantitativa del funcionamiento del MIBEL 195

4 La fiabilidad del suministro 235
4.1 El margen de cobertura de la demanda: seguimiento y planificación 235
4.2 Las nuevas inversiones y las autorizaciones administrativas 238
4.3 La propuesta de reforma del mecanismo de garantía de potencia 239
4.3.1 Los objetivos a cumplir 239
4.3.2 Exigir una obligación a cambio del pago 240
4.3.3 Asegurar un margen de generación 251
4.4 Seguridad de operación del sistema 258

5 La tarifa eléctrica: tarifa de acceso y tarifa integral por defecto 263
5.1 Aplicación de los principios regulatorios 263
5.2 La tarifa de acceso 275
5.3 La tarifa integral por defecto 278
5.4 Los grandes consumidores 282
5.5 Las diversas implicaciones de la tarifa eléctrica 286

6 El tratamiento de los Costes de Transición a la Competencia 295
6.1 Concepto 295
6.2 Fundamentos del procedimiento de cálculo de los CTC 298
6.3 Procedimiento de cálculo -y mecanismo de recuperación- de los CTC 300
6.3.1 Valores estándares de inversión 300
6.3.2 Ingresos de mercado 304
6.3.3 El factor de eficiencia y la quita 305
6.4 La revisión propuesta 305
6.4.1 Monto global que debe satisfacerse 308
6.4.2 Cálculo de la cantidad cobrada hasta la fecha 309
6.4.3 El futuro tratamiento regulatorio de las instalaciones 317
Anejo Cap. 6 Los CTC y los mecanismos de mitigación de poder de mercado 341

7 El mercado mayorista y el Mercado Ibérico de Electricidad 349
7.1 Contratación y mercado a plazo 349
7.1.1 Agentes no regulados 350
7.1.2 Demanda a tarifa 352
7.2 Mercados diario e intradiarios 358
7.2.1 Mercado diario 358
7.2.2 Mercados intradiarios 359
7.3 Mercados de operación 360
7.3.1 Reserva primaria 361
7.3.2 Reserva secundaria 361
7.3.3 Reserva terciaria 363
7.3.4 El papel del bombeo 365
7.4 Restricciones 366
7.5 Liquidaciones y otros aspectos de implantación 368
7.5.1 Liquidaciones 368
7.5.2 Reglas y financiación de OMEL 371
7.5.3 Información sobre el mercado 372
7.6 Interconexiones internacionales 373
7.7 Aspectos institucionales y armonización regulatoria con Portugal 374

8 El mercado minorista y la participación de la demanda 379
8.1 La interferencia de las tarifas por defecto 379
8.2 La insuficiente separación entre distribución y comercialización 380
8.3 La participación más activa de la demanda 387

9 La generación y la red de transporte 403
9.1 Las señales de localización en la red 403
9.1.1 Señales de pérdidas 404
9.1.2 Señales derivadas de las restricciones en la red de transporte 406
9.1.3 Tarifas de red 408
9.1.4 Pago por garantía de potencia a los generadores 410
9.1.5 Información estandarizada proporcionada por el Operador del Sistema 411
9.1.6 Otras señales asociadas con la ubicación en la red 412
9.2 El acceso a la red 412
9.3 Aspectos específicos de la generación en régimen especial 413
9.3.1 Generación "no gestionable" y los límites del sistema eléctrico 413
9.3.2 La conexión a la red 413
9.3.3 La generación en régimen especial y la operación del sistema 416
9.4 Aspectos institucionales 420
9.4.1 La independencia del operador del sistema 420
9.4.2 Conflictos de interés entre el operador del sistema y el transporte 421
9.4.3 Análisis de alternativas y recomendaciones 424
9.4.4 La operación del sistema eléctrico y gasista 426
9.5 Las interconexiones internacionales 427
9.6 La planificación de la red 429
9.7 Incentivos económicos para el Operador del Sistema 434

10 La generación eléctrica en un modelo energético sostenible 441
10.1 Hacia un modelo energético sostenible: Una visión integral 442
10.1.1 La generación nuclear y el mercado de la energía 448
10.2 La generación en régimen especial 452
10.2.1 Los objetivos 452
10.2.2 La remuneración y la participación en el mercado 458
10.2.3 La conexión a la red 469
10.2.4 La generación en régimen especial y la operación del sistema 469
10.2.5 Las energías renovables y la comercialización 469
10.2.6 La cogeneración 470
10.3 El comercio de derechos de emisión de dióxido de carbono 481

11 Otros aspectos por revisar del marco regulatorio de la generación 491
11.1 La generación de electricidad en los sistemas no peninsulares 491

11.2 La generación eléctrica y las competencias administrativas 496
11.3 El mercado del gas 500
11.4 Las funciones de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) 502

12 Propuestas de reforma del marco regulatorio 507
12.1 El punto de partida y el planteamiento general 507
12.1.1 El punto de partida 507
12.1.2 El planteamiento general 511
12.2 Resumen de las propuestas 528
12.2.1 Reformas estratégicas del marco regulatorio para permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico 529
12.2.2 Reformas regulatorias para mejorar el diseño de los mercados mayorista y minorista de electricidad 550
12.2.3 La generación de electricidad en un modelo energético sostenible 568

Sinopsis

Sinopsis

La reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España es una tarea necesaria y urgente. Y no porque el sector eléctrico, y la actividad de producción en particular, estén actualmente en una mala situación. La reforma es necesaria porque el marco regulatorio de la generación eléctrica ha llegado a un grave atasco: la normativa que permitió poner en marcha un mercado de electricidad orientado a la competencia en enero de 1998 no ha conseguido todavía su principal objetivo: un mercado que funcione correctamente en un régimen de competencia. Y la reforma es urgente, porque la evidencia de la necesidad de un cambio regulatorio es el origen de una incertidumbre que es perjudicial para las empresas, para los consumidores y también para las instituciones reguladoras.

El diagnóstico

El punto de partida es un diagnóstico de la situación regulatoria actual: qué marcha bien y qué necesita reforma. Son diversos los aspectos que necesitan una revisión en profundidad: una estructura de mercado inadecuada para soportar una verdadera competencia; un precio de mercado de la energía que en realidad tiene escasa relevancia; una necesidad de armonización regulatoria con Portugal para poder construir el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL); una estructura tarifaria que ignora el precio de mercado de la energía, que compite con la actividad de comercialización y que apenas envía señales económicas al consumo; un procedimiento de garantía de potencia costoso y que muy poco garantiza; un mecanismo de recuperación de los CTC que introduce distorsión en el mercado, que presenta serias ambigüedades en su aplicación y que no parece haber resuelto bien el deseable equilibrio entre consumidores y empresas en el largo plazo; un mercado minorista entorpecido por las barreras creadas por una insuficiente separación entre la distribución y la comercialización libre, así como por la competencia de la tarifa integral; una red de transporte que tiene que dar respuesta a una avalancha de solicitudes de acceso pero cuyo necesario desarrollo está dificultado por trabas administrativas, restricciones medioambientales y políticas, incertidumbre respecto a la firmeza de intención de los solicitantes y la ausencia de señales económicas de localización; una operación del sistema que tiene que incorporar crecientes cantidades de generación no gestionable sin contar con los recursos físicos y normativos para ello; y, finalmente, un país con un modelo energético insostenible, que necesita un plan global para integrar las distintas líneas de actuación y las decisiones de política energética que es necesario comenzar a implantar cuanto antes. Éste es el punto de partida de este trabajo, que hay que comprender en profundidad y reconocer tal como es antes de comenzar a plantear cualquier reforma regulatoria.

El planteamiento general

¿Por dónde empezar? El Libro Blanco propone retomar la Ley del Sector Eléctrico (LSE), vigente desde 1997, que fue escrita tras mucha reflexión y con amplia participación de los agentes económicos y de las instituciones y tratar de darle cumplimiento, limpiándola de algunas adherencias posteriores que la desvirtúan e incorporando algunas reformas que la experiencia ha enseñado que la pueden mejorar. Necesariamente hay que introducir cambios, pero desde un respeto básico a la LSE, y tratando de conseguir un amplio

consenso político, pues para el sector energético no hay nada peor que la incertidumbre y la inestabilidad regulatoria. Varios gobiernos, de diferentes orientaciones políticas, han contribuido -sin duda con la mejor intención posible y con indudables aciertos- a crear la complicada situación regulatoria en la que actualmente nos encontramos. Las propuestas regulatorias que este Libro Blanco presenta y los graves problemas energéticos a los que habrá de enfrentarse la sociedad española en las próximas décadas necesitan una orientación clara y estable, que trasciende ampliamente el ámbito temporal de una legislatura.

Y hay que volver a la ortodoxia regulatoria, porque una regulación incorrecta es, por definición, una regulación inestable. Así, por ejemplo, si la LSE ha optado por un marco regulatorio de libre mercado, donde la electricidad se compra y vende al precio que resulta de la libre negociación de los agentes, con el apoyo de mercados organizados, no tiene sentido que todos los consumidores tengan la opción de comprar la energía a una tarifa integral regulada que se ha calculado ignorando, precisamente, ese precio de mercado.

El marco regulatorio del sector eléctrico tiene que optar entre dos estilos claramente contrapuestos. En el primero, que coincide aproximadamente con la aplicación actual en la práctica de la Ley del Sector Eléctrico en España, el Gobierno se fija como principal objetivo el control de la tarifa, como supuesto indicador visible del éxito del modelo adoptado y como instrumento directo para influir en el equilibrio financiero de las empresas y en la inflación. Se presta por el contrario menos atención a la correcta regulación de las actividades individuales (distribución, transporte, generación, etc.) y a la retribución reconocida para cada una de ellas, pues se da más importancia al importe agregado de todas, que es lo que reflejan la tarifa integral y la de acceso. El precio de la energía en el mercado mayorista -con su volatilidad y su incertidumbre- es más una molestia que una señal económica útil, pues da lugar a desviaciones en la estimación de la tarifa, que hay que ignorar o compensar con mecanismos regulatorios *ad hoc*. La estabilidad tarifaria es, sin duda, un aspecto positivo de esta regulación. Un efecto pernicioso es el posible desequilibrio retributivo de las distintas actividades, o de una misma actividad entre las distintas empresas, lo que puede conducir en definitiva a un deterioro de la actividad empresarial y del servicio que recibe el consumidor. Otro aspecto negativo es la falta de incentivos para un desempeño más eficiente de las empresas y de señales económicas que guíen el comportamiento de los consumidores.

El segundo enfoque, por el que decididamente apuesta este Libro Blanco, centra la atención en el correcto tratamiento regulatorio de cada una de las actividades, del que se ha de desprender la retribución reconocida para cada una de ellas. De esta forma se pueden fomentar mejoras específicas de eficiencia en cada una, sin admitir holguras excesivas en ninguna, ni tampoco insuficiencias. Se debe confiar, por un lado, en la buena regulación de las actividades reguladas y, por otro, en la capacidad de los mercados para inducir eficiencia a través de la competencia y en fijar el precio de la energía, que debe utilizarse tanto para los libres intercambios económicos como para trasladarlo tal cual a la tarifa integral, proporcionando la señal económica correcta para los consumidores finales.

El amplio conjunto de problemas, de naturaleza muy variada, que han sido detectados en el diagnóstico que se ha realizado, requiere para su solución de una amplia reforma del marco

regulatorio. Todos los asuntos que necesitan reforma no son obviamente del mismo calado ni mantienen el mismo nivel de interrelación entre ellos. Se pueden distinguir tres bloques principales en las reformas propuestas, atendiendo a su nivel de urgencia, a su relevancia y a su perspectiva temporal. El primero incluye las propuestas estratégicas de reforma que deben permitir que el mercado mayorista de electricidad español pueda funcionar en condiciones de competencia y libre de distorsiones importantes. El segundo bloque comprende las recomendaciones dirigidas a mejorar aspectos específicos del actual diseño de los mercados mayorista y minorista, así como a promover la participación de la demanda en los mercados y a la interacción de la red de transporte y de la operación del sistema con la actividad de generación. Finalmente, el tercer bloque trata sobre aspectos de largo plazo que tienen una influencia significativa en la sostenibilidad del modelo energético: objetivos y planteamiento retributivo de la generación del régimen especial, mercado de emisiones de CO2 y la utilización de la planificación indicativa como herramienta que ayude a definir un planteamiento estratégico de la política energética.

El primer bloque: La propuesta de reformas estratégicas para permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico

Debe hacerse frente, en primer lugar, al problema que este Libro Blanco considera central resolver por la urgencia de la reforma, por la relevancia de sus implicaciones económicas y por la complejidad de las relaciones entre distintos aspectos regulatorios: el precio de la energía en el mercado mayorista español no tiene el carácter central -como referencia clave del mercado- que es característico de los mercados eléctricos que funcionan mejor en el mundo. Es preciso que el precio de la energía proporcionado por el mercado (ya sea organizado o bilateral, de corto o de largo plazo) sea la señal económica de referencia para las transacciones económicas entre los agentes, para retribuir a la generación y cargar al consumo y para fijar las tarifas que, en su caso, estén disponibles para los consumidores que quieran acogerse a ellas. Para ello, en el sistema eléctrico español -que próximamente deberá examinarse ya desde la perspectiva del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)-, es preciso ganar la confianza del regulador y de los agentes en el precio del mercado. Y esto requiere a su vez resolver las dos áreas más problemáticas que se han diagnosticado: la concentración horizontal en el mercado de generación -con el consiguiente potencial para el ejercicio de poder de mercado- y la distorsión del mercado asociada al mecanismo de recuperación de los CTC.

La credibilidad del precio del mercado es, a su vez, condición y consecuencia de que existan inversiones suficientes como para que sean muy improbables las situaciones en las que sea tan escaso el margen de la oferta disponible sobre la demanda que los precios puedan ser fácilmente manipulables[2]. Esto trae a escena el tema de la fiabilidad del suministro y cómo conseguirla en un mercado abierto a la competencia.

[2] Obviamente, cuanto mayor sea la participación activa de la demanda en el mercado, y en particular en las transacciones de más corto plazo, más difícil será que los generadores puedan manipular los precios, incluso en condiciones de escasez de oferta. Pero la participación de la demanda ha sido hasta el momento presente muy escasa en los mercados reales.

Una vez conseguida la confianza del regulador en el precio del mercado, éste (en principio una combinación adecuada de precios en los mercados de corto y largo plazo) puede ser trasladado directamente como un componente más de la tarifa por defecto. Esta tarifa regulada debe cumplir una función -posiblemente transitoria- de protección del consumidor que no quiere buscar un mejor precio en el suministro libre. Pero debe diseñarse de forma que no suponga una tarifa refugio para grupos de consumidores que nada tengan que ganar adquiriendo la energía en el mercado.

Dar una solución definitiva al tratamiento de los CTC es imprescindible para poder configurar un régimen regulatorio permanente, con vocación de estabilidad, sin espacio posible a interpretaciones equívocas que tienen importantes implicaciones sobre los resultados económicos de las empresas, y que elimine las distorsiones que el mecanismo actual introduce en el funcionamiento del mercado eléctrico.

Es importante insistir en que las reformas regulatorias de este primer bloque forman un paquete que perdería su coherencia -e incluso podría ser perjudicial- si las medidas propuestas se adoptasen por separado. Así, la recomendación de hacer uso de una tarifa suficiente y aditiva se realiza en el supuesto de que se aceptan simultáneamente las propuestas acerca de mitigación del poder de mercado, de garantía de un margen suficiente de potencia disponible de generación sobre la demanda del sistema y de eliminación de la interferencia en el mercado del mecanismo de recuperación de CTC por diferencias.

Mitigación del poder de mercado

El elemento central de la propuesta es una regla simple de limitación de la concentración horizontal, para asegurar que se ha mitigado el poder de mercado hasta un nivel aceptable, esto es, que la capacidad de los agentes dominantes para modificar el precio del mercado en su beneficio no excede un umbral que el regulador considere razonable.

La regla establece que ningún agente del mercado podrá disponer libremente en el mercado mayorista peninsular español, y para cada uno de los periodos temporales que se especifiquen (punta, llano y valle de invierno, verano y resto del año), de una capacidad efectiva de producción superior a un porcentaje de la potencia estimada de punta del sistema para el citado año, donde este porcentaje es diferente para cada uno de los citados periodos temporales. Los porcentajes citados serán establecidos por el Ministerio, a propuesta de la CNE, y podrán ser actualizados con una antelación mínima de tres años[3].

La regla propuesta no es estrictamente de "concentración", sino de "concentración efectiva", ya que lo que limita es la capacidad de generación de la que se puede disponer libremente en el mercado, no la capacidad total de generación de la que es propietario un agente. Para cumplir con la regla los agentes disponen de diversos medios: ventas voluntarias de activos; ventas virtuales de energía (las "emisiones primarias de energía", ya contempladas en la normativa española), contratos voluntarios de largo plazo (únicamente si reuniesen unas características mínimas de transparencia) y contratos virtuales de energía,

[3] En el anejo del capítulo 3 pueden encontrarse las estimaciones realizadas por el equipo redactor de este Libro Blanco.

que son contratos financieros donde el regulador especifica cantidad y precio. Los contratos virtuales aparecen como un complemento a las subastas virtuales -si se considerase que las cantidades a subastar fueran tales que se pusiera en riesgo el que los agentes obtuvieran un precio justo- o como herramienta útil para otorgar un adecuado tratamiento a los activos vinculados al mecanismo de CTC, como se verá más adelante. Los contratos virtuales tendrían como contraparte el conjunto de todos los consumidores, por lo que su saldo -positivo o negativo- respecto al precio de referencia del mercado se incluiría como un componente de la tarifa de acceso que todos los consumidores han de pagar. Lo anterior permite la modificación de la cantidad contratada en cualquier momento, con completa flexibilidad.

¿Qué significa "disponer libremente en el mercado"? Que se trata de una capacidad efectiva de producción que no ha sido previamente comprometida por ningún instrumento regulatorio como los que se acaban de describir, de forma que puede ser contratada a plazo o negociada en el mercado diario sin restricciones. Debe quedar claro que el resto de la potencia del agente productor no desaparece del mercado. En efecto, si se trata de una venta de activos o de potencia sujeta a una venta virtual de energía, es otro agente el que la lleva al mercado -ya sea de corto o medio plazo- sin restricción alguna. Y si estuviese sujeta a un contrato virtual, ya que se trata de un contrato de carácter puramente financiero que sólo afecta al proceso final de liquidación de la energía, el propietario de la central puede negociar de nuevo esa potencia en los mercados de corto y largo plazo y puede gestionar con total libertad su operación física, su mantenimiento y la gestión de los embalses o de los contratos de combustible según sea el caso, como con cualquier otra central.

La capacidad efectiva de producción de cada planta se determinaría por la CNE, que también fijaría el porcentaje máximo para cada periodo que establece la regla. Los porcentajes que finalmente se adopten deberán ser revisados periódicamente, o cuando existan cambios sustanciales en las condiciones de partida empleadas en su determinación, como por ejemplo el margen de potencia firme instalada sobre la demanda prevista de punta del sistema.

Es importante señalar que una medida de este tipo ni pretende ni puede conseguir eliminar por completo la posibilidad de manipular los precios. De hecho, dependiendo de la medida de mitigación que se utilice, la capacidad para modificar el precio del mercado puede incluso seguir siendo la misma, lo que ocurre es que se ha reducido el incentivo económico para realizar tal modificación y también por tanto el poder de mercado, según la definición aquí adoptada[4]. Además, para poder obtener algún beneficio de su posición dominante, las empresas deben realizar acciones más ostensibles, lo que facilita la tarea de las entidades supervisoras del mercado.

La medida de concentración podrá flexibilizarse en la medida en que el nivel de concentración disminuya o que vayan cobrando relevancia otros instrumentos también válidos para mitigar el poder de mercado, tales como la supervisión eficaz del regulador, el

[4] Se ha definido poder de mercado como la capacidad de modificar en beneficio propio el precio del mercado, respecto al nivel que tendría en competencia.

aumento de la capacidad de respuesta de la demanda, el aumento de la capacidad comercial disponible de las instalaciones, la eliminación de barreras de entrada, la asignación de la capacidad de importación en la interconexión con Francia a los agentes no dominantes, el mantenimiento de un margen suficiente de cobertura de la demanda, un nivel adecuado de información sobre el mercado para todos los agentes y la revisión de las condiciones de competencia real de los mercados de más corto plazo que el mercado diario.

La regla que este Libro Blanco recomienda utilizar para limitar el nivel de concentración empresarial efectiva en el mercado de electricidad debe ser también incorporada como un elemento más del conjunto de condiciones que puedan fijarse en posibles procesos de fusiones o adquisiciones de empresas, que modifiquen los porcentajes de participación de éstas en el mercado. Esta regla no limita necesariamente la cuota de mercado de un agente, sino su capacidad de manipular el precio del mercado en su beneficio. Por consiguiente, si tuviese que examinarse un nuevo caso de concentración empresarial, el ámbito de aplicación de la normativa propuesta en este Libro Blanco es el de la imposición de condiciones pero no el de aprobación o denegación de la solicitud de concentración.

La fiabilidad del suministro

Este Libro Blanco propone unas mejoras al actual mecanismo de garantía de potencia, encaminadas a garantizar al menos un margen mínimo en la cobertura de la demanda, así como a proporcionar un fuerte incentivo para que cada uno de los generadores haga lo posible por estar disponible cuando el sistema eléctrico le necesite, por estar en condiciones críticas. De esta forma, además de contribuir a mejorar la calidad del suministro eléctrico, el mecanismo mejorado de garantía de potencia mantiene un margen mínimo de cobertura que debiera reducir la presión sobre los instrumentos de mitigación de poder de mercado y sobre la supervisión del mismo.

Se recomienda mantener el pago existente por garantía de potencia a los generadores, donde cada grupo recibe un precio regulado en función de un cierto valor de potencia firme que se le asigna también administrativamente, pero añadiendo dos elementos nuevos:

- El compromiso -con la consiguiente sanción económica, en caso de incumplimiento- de proporcionar la potencia firme asignada, cuando el sistema se encuentra cercano al racionamiento, a cambio del pago por capacidad. Se considerará que el sistema está en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro y el generador deberá estar produciendo una cantidad igual o superior a su potencia firme cuando el precio de la energía en el mercado diario supere un determinado umbral. Si el generador no cumple su compromiso, deberá pagar una fuerte penalización por cada megavatio de su potencia firme no aportado. En las citadas condiciones de precio por encima del umbral, toda la energía producida por las citadas potencias firmes será retribuida al precio umbral[5].

[5] Por tanto, en términos más precisos, el compromiso adquirido por un generador cuya potencia firme recibe el pago de garantía de potencia es el siguiente: el generador vende, a cambio de una prima -el pago por garantía de potencia- una opción de compra de la energía que puede producir su potencia

- Un procedimiento para asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, en caso de que el mercado por sí mismo, junto con el pago existente por garantía de potencia, no lo proporcione. Este mecanismo adicional solamente debe utilizarse si el sistema no consiguiese atraer suficiente generación como para mantener el margen de cobertura deseado. La idea consiste en mantener el mismo producto de garantía de suministro de largo plazo que se acaba de describir, pero permitir que la Administración pueda convocar una subasta cuando detecte que no hay suficiente inversión en el sistema, para que los nuevos entrantes determinen cuál es el valor del pago por garantía de potencia -éste es un valor regulado y prefijado para los grupos ya existentes- que necesitan para entrar al mercado español. Así, los generadores existentes seguirían cobrando el precio regulado y los generadores nuevos que resultasen ganadores de la subasta cobrarían el precio de equilibrio de ésta durante cinco años; al cabo de ese tiempo pasarían a tener la consideración de generadores existentes y a percibir el mismo precio regulado que éstos.

Además, el Libro Blanco propone medidas en relación a la necesidad de agilización del proceso administrativo para la autorización de las instalaciones de nuevos equipos, a la mejora del actual proceso de monitorización y medida del margen de cobertura y de los procedimientos y recursos disponibles al Operador del Sistema para conseguir una respuesta eficaz de los agentes para preservar la seguridad del sistema eléctrico. Se recomienda que las reglas del mercado y los procedimientos de operación mantengan un equilibrio entre dotar al Operador del Sistema de todos los medios que necesite para realizar su labor y minimizar su influencia en el mercado.

La tarifa eléctrica

Se recomienda mantener una tarifa integral por defecto, que podría eliminarse gradualmente más adelante -comenzando por los consumidores más grandes- una vez que lo permitiesen unas condiciones comprobadas de competencia y madurez de los mercados eléctricos. En todo caso ha de establecerse el procedimiento de cálculo de la tarifa de acceso.

Tanto la tarifa integral por defecto como la tarifa de acceso deben obtenerse con una metodología transparente -hecha pública-, basada estrictamente en los principios de suficiencia -garantía completa de recuperación de los costes reconocidos- y aditividad - i. e. que cada tarifa de usuario final recoja individual y explícitamente todos y cada uno de los conceptos de coste aplicables-. La tarifa integral debe obtenerse añadiendo, a la tarifa de acceso que corresponda a cada consumidor, el precio de la energía en el mercado que corresponda a su perfil estimado de consumo. La metodología de cálculo de las tarifas debe comprender estos tres aspectos: a) determinación del nivel tarifario, esto es, los costes acreditados para cada una de las actividades que deben reconocerse en la tarifa; b) fijación de la estructura de las tarifas, esto es, el número y formato de las distintas tarifas que sería aplicables a los diferentes consumidores, de acuerdo a sus características especificas; c) asignación de los costes acreditados a cada una de las tarifas.

---

firme, a un precio igual al precio umbral, y está sujeto a una penalización establecida si no entrega lo estipulado cuando se le requiera.

El precio de mercado de la energía que se trasladará a la tarifa integral debe obtenerse a partir de una media ponderada del precio de la energía en el mercado de corto plazo y de adquisiciones de energía en el mercado a plazo por las empresas comercializadoras a tarifa, en subastas organizadas en varios momentos prefijados del año.

La tarifa integral por defecto no debe constituir un refugio para los consumidores, esto es, debe dejar espacio para la actividad libre de comercialización y no debe competir con ella. Con el objeto de no impedir el cambio entre tarifa por defecto y mercado, pero al mismo tiempo impedir comportamientos oportunistas, deben aplicarse procedimientos de liquidación apropiados. Mientras estas disposiciones no estén listas para su aplicación, debe mantenerse una duración mínima de un año para todo nuevo contrato que suponga el paso de tarifa integral por defecto a mercado o inversamente.

El principio fundamental de recuperación de los costes totales reconocidos requiere que, tanto las tarifas de acceso como las tarifas completas por defecto, sean ajustadas a posteriori para incorporar los desvíos que hayan tenido lugar en los parámetros utilizados en el cálculo de estas tarifas, con respecto a los valores utilizados en su cálculo *a priori*. Dependiendo de la tarifa concreta, los ajustes por desvíos pueden tener carácter anual o trimestral, o incluso realizarse cuando los desvíos superen un determinado umbral.

La CNE debiera proponer la metodología de determinación de la tarifa, de acuerdo a los principios que se acaban de enunciar. La CNE debiera también calcular la tarifa cada año -o cuando corresponda actualizarla- y proponérsela al Gobierno. Correspondería al Gobierno aprobar la metodología tarifaria, introducir en ella los criterios de gradualidad o de adaptación a circunstancias especiales que considere adecuados y aplicar estos criterios a las propuestas anuales y a las actualizaciones que le proponga la CNE. La aplicación de estos criterios adicionales por parte del Gobierno en ningún caso podrá ir en contra del principio básico de suficiencia.

Será necesario un periodo de adaptación gradual desde el cuadro de tarifas actuales para los distintos tipos de consumidores hasta el que resulte de la metodología que aquí se propone. Con el fin de evitar que durante el periodo de adaptación que se establezca las tarifas integrales resultantes sigan compitiendo con la comercialización libre, se propone que en cada caso la tarifa de acceso sea la variable de cierre.

El tratamiento de los CTC

Este Libro Blanco propone una línea principal de actuación para el "problema de los CTC" pero, debido a la complejidad de este asunto, se presentan algunas variantes, indicando sus pros y contras y también unas preferencias. Esta complejidad tiene varias causas. En primer lugar, la propuesta se desvía necesariamente de la aplicación estricta de la LSE y de su Disposición Transitoria 6ª. En segundo lugar, se trata de encontrar un punto de equilibrio a futuro entre las empresas de generación y los consumidores, y también entre las empresas de generación entre sí. Finalmente, la línea de solución propuesta, al buscar una salida equitativa al anterior dilema, tiene que adentrarse en el futuro y revisar el pasado. Revisar el pasado porque han tenido lugar importantes desviaciones respecto a las estimaciones realizadas en 1997 respecto al modo y ritmo de recuperación de los CTC. Y adentrarse en el futuro porque es la única manera de poder definir una situación equilibrada entre las

empresas propietarias de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 y los consumidores, así como entre las empresas entre sí.

Los CTC constituyen la compensación adecuada a los agentes del sistema -generadores y consumidores- que han sido afectados por la alteración del valor de los activos de generación debida a la reestructuración de la industria. Los CTC deben permitir la recuperación de las inversiones afrontadas en el contexto del pasado marco regulatorio, respetando las perspectivas de rentabilidad que el pasado marco también determinaba.

Además de garantizar la recuperación de las inversiones de la "generación CTC" en su justa medida, la propuesta de reforma regulatoria de este Libro Blanco busca satisfacer lo mejor posible los siguientes criterios: que la finalización del periodo transitorio esté necesariamente acompañada de las medidas que garanticen que se alcanza una situación de verdadera competencia; que se minimice la interferencia del mecanismo de recuperación de los CTC con el funcionamiento del mercado; que la solución no dé lugar en el futuro a asimetrías significativas entre tecnologías y empresas; que se mantenga el equilibrio económico equitativo entre generadores y consumidores que constituyó el fundamento de los CTC en su origen; que el impacto sobre la posición financiera de las empresas sea ponderado y gradual; que los cambios normativos sean los mínimos necesarios pero que se dé una solución completa y final.

El principal dilema se plantea entre el respeto a la literalidad del Protocolo y al texto de la LSE, por un lado, y el conocimiento actual -ocho años más tarde- de las implicaciones que para las empresas y los consumidores tendría esta aplicación estricta. Ya es necesario desviarse de la literalidad de la LSE para eliminar la distorsión del mercado y proponer unas reglas de finalización del actual mecanismo. Pero también habría que desviarse de la LSE para evitar que la garantía de retribución razonable de las inversiones que los consumidores otorgaron a los generadores en 1997, cuando se liberalizó el mercado, no se convierta ahora en una fuente de ingresos sobrevenidos durante decenas de años para estos generadores, más allá de aquella retribución razonable, a costa de los consumidores.

Desafortunadamente han de descartarse dos soluciones "fáciles" a este complejo problema, que han sido sugeridas con frecuencia, pero que incumplen gravemente alguno de los anteriores criterios. La "solución continuista" simplemente consistiría en que la CNE siga efectuando las liquidaciones habituales, de acuerdo a la normativa vigente. Ateniéndose a la literalidad de la normativa de la Disposición transitoria sexta de la LSE, se debieran seguir calculando los CTC recuperados por las empresas más allá de la fecha en la que la recuperación de cada una fuese completa. Desde ese momento y hasta el 31 de diciembre de 2010 las cantidades recuperadas por exceso de 36,06 €/MWh debieran ser devueltas por las empresas, pues habrían recuperado en exceso. A partir de 2010 toda la generación existente sin excepción vendería su energía al precio del mercado.

En opinión de este Libro Blanco esta línea de solución conduce a una situación inaceptable. En primer lugar, perpetuaría una situación de interferencia con el normal desarrollo del mercado competitivo que sería insostenible y que es rechazada por todos los agentes. La condición *sine qua non* sobre la cual se apoyan las principales recomendaciones que se plantean en este Libro Blanco es que se establezcan de una vez las medidas regulatorias y

estructurales que permitan el libre funcionamiento del mercado, sin la presencia de mecanismos adicionales que permanentemente interfieran en el mismo. En segundo lugar, no se satisface el criterio de mantener un adecuado equilibrio económico a futuro entre generadores y consumidores, aunque se mantendría estrictamente la interpretación literal de la LSE.

La "solución radical" partiría del cálculo de las cantidades efectivamente recuperadas hasta la fecha y extraería la conclusión apresurada de que, aprovechando que parece claro que todos los agentes acabarán por recibir una remuneración adecuada por sus inversiones más tarde o más temprano, la solución es tan sencilla como precipitar el fin del periodo transitorio suprimiendo ya el mecanismo de recuperación de los CTC y evitando entrar en un proceso de valoración más ajustada que puede no resultar sencillo. Sin embargo, este enfoque no tiene en cuenta dos importantes aspectos: por un lado, el impacto asimétrico que esta medida tendría sobre las diferentes tecnologías de generación y por tanto sobre las empresas, en virtud de la diferente composición de sus carteras de generación con derechos a la percepción de CTC, y por otro, el impacto asimétrico que tendría entre los consumidores y el conjunto de las empresas, dado que con alta probabilidad la rentabilidad final resultante de estas inversiones podría ser mucho más que razonable.

Se debe optar, por tanto, por abordar el problema de los CTC sin eludir su complejidad, para lo que es preciso seguir los pasos necesarios: valoración de las cantidades que se deben satisfacer, cálculo de las cantidades percibidas hasta el momento y definición de las alternativas de tratamiento futuro de los CTC, indicando sus pros y sus contras.

Con respecto al monto global que se debe satisfacer, este Libro Blanco parte del mismo planteamiento del Gobierno en 1997, y fija la cantidad a recuperar como el inmovilizado neto pendiente de amortizar en dicha fecha según la normativa del MLE entonces vigente, con los aditamentos *ad hoc* que recoge la Memoria justificativa del Proyecto de la LSE, y con la reducción reflejada por el factor de eficiencia. Sin embargo, con el objeto de realizar una valoración más completa de la cantidad recuperada hasta la fecha y de su extrapolación a futuro, se propone extender temporalmente en su totalidad el cálculo de los valores estándar de inversión, contemplando por completo la vida útil económica fijada en su momento en el MLE, y por tanto teniendo en consideración los conceptos que en el cálculo original quedaron fuera de la evaluación. Asimismo, -en el contexto de la revisión que aquí se propone- se recomienda no disminuir el valor estándar de inversión que se pretende remunerar en la quita que se introdujo en la Ley 50/1998.

Para el cálculo de la cantidad cobrada hasta la fecha, se propone utilizar los márgenes de la explotación real (ingresos obtenidos menos costes incurridos) de todos los generadores incurridos en el Real Decreto 1538/1987, utilizando para ello los valores que hubieran resultado de los costes estándar del Marco Legal y Estable (MLE). Sin embargo, teniendo en cuenta el peso que los costes de extensión de vida útil tienen en el cálculo -tanto el que determine el grado de recuperación hasta el momento en el que se decida poner fin al periodo transitorio, como el que debe realizarse para valorar el margen futuro- y su débil sustento metodológico en el MLE, se recomienda revisar estos valores, teniendo además en cuenta cómo deben interpretarse. Por un lado, estos costes han de reflejar el potencial incremento del coste de operación y mantenimiento estándar debido a la antigüedad de las

instalaciones, pero también deben entenderse como el incentivo que el MLE establecía para que los propietarios de las instalaciones las mantuvieran adecuadamente con el objeto de maximizar su vida útil técnica. Por otro lado, se recomienda utilizar el coste medio ponderado de los recursos invertidos -*Weighted Average Cost of Capital,* WACC- como tasa de actualización de los márgenes de explotación, de forma que se reconozca a las instalaciones una rentabilidad razonable. Asimismo, se concluye que no procede contemplar ninguna potencial plusvalía derivada de la enajenación de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 que haya podido producirse con anterioridad a la fecha en que se publica este Libro Blanco.

Para el tratamiento futuro de los CTC, este Libro Blanco propone que se defina cuanto antes un esquema regulatorio de carácter permanente, que cumpla en lo posible los criterios anteriormente enunciados y que no esté sujeto a futuras revisiones. Conceptualmente las alternativas existentes se pueden agrupar alrededor de dos enfoques diferentes, que de alguna forma reflejan dos tendencias mayoritarias en las experiencias internacionales.

Un posible enfoque consistiría en utilizar la misma metodología empleada para calcular la cantidad cobrada hasta la fecha y estimar así los márgenes de explotación que las mismas instalaciones obtendrán en el futuro. Una vez calculadas las compensaciones correspondientes -como las inversiones pendientes de remunerar menos el margen de explotación que acaba de estimarse, e independientemente de que resultasen positivas o negativas- deberían laminarse, en un número de años a determinar, como un cargo o crédito regulado en la tarifa de acceso. Para evitar interferencias con la operación eficiente de los activos se debería garantizar que estas cantidades no estarían sujetas a revisión alguna. Las correspondientes instalaciones de generación pasarían a operar en el mercado expuestas en su totalidad al precio del mercado. El problema de este enfoque es que básicamente consiste en reabrir un proceso equivalente al que llevó en 1997 a la determinación de los CTC, lo que previsiblemente despierte escasas simpatías. A pesar de la ortodoxia conceptual de este enfoque, dada su complejidad e incertidumbre, así como su notable desviación de la normativa vigente y su potencial impacto radical sobre los resultados de las empresas, este Libro Blanco propone una línea de actuación alternativa que simplifica muchas de estas complejidades.

En este segundo enfoque se distinguen dos periodos diferenciados: hasta el 31-12-2010 -fecha que determina el fin del periodo transitorio en la legislación vigente - y el periodo posterior. Durante el primer periodo se mantendría la cláusula de salvaguardia que establece la LSE, esto es, el actual precio de referencia de 36,06 €/MWh para las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, pero fijando a priori las cantidades afectadas anualmente por el mecanismo para cada uno de los agentes. De esta manera, se convierte el mecanismo de recuperación de CTC en un contrato por diferencias de precio fijo y cantidad fija, con lo que se eliminaría el incentivo a ofertar por debajo -o por encima- de costes variables con el objetivo de incrementar el ritmo de recuperación de CTC. El formato de estos contratos por diferencias es idéntico al de los contratos virtuales que se han propuesto como uno de los mecanismos para la mitigación del poder de mercado. Las cantidades contratadas deben determinarse a partir de las producciones medias estimadas del conjunto de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 de cada agente. Las fuertes diferencias entre unas tecnologías y otras llevan a sugerir que se excluya de esta

medida a los grupos generadores de carbón y de fuel oil. El saldo de la diferencia entre el precio de mercado de la energía y el precio del contrato (36,06 €/MWh) se aplicaría como una reducción -o cargo- sobre la tarifa de acceso que han de pagar todos los consumidores. Los contratos no estarían asociados a plantas de generación concretas, sino a perfiles de energía total por agente, que aproximadamente reflejen la producción media estimada de su generación CTC a la que se apliquen.

El mecanismo propuesto para el primer periodo tiene -con respecto a la situación actual- claras ventajas en lo que respecta al funcionamiento del mercado. Por un lado elimina la distorsión causada por el mecanismo vigente al aplicar contratos por diferencias a cantidades prefijadas de energía. Además, estas cantidades contratadas serán menores que las que actualmente están sujetas al mecanismo de recuperación por diferencias, si es que se excluyen las producciones con carbón y fuel oil. Finalmente, estos contratos por diferencias cualifican como mecanismo mitigador del poder de mercado, lo que permitiría aplazar la aplicación de estas medidas al menos hasta 2010 ya que el volumen de contratación virtual sería suficiente a este efecto. Puede observarse que durante este primer periodo únicamente se introducen las modificaciones imprescindibles para eliminar la interferencia no deseada del mecanismo vigente en el mercado. Así se cumple además con el criterio de minimizar el impacto de la reforma sobre las perspectivas financieras de las empresas en dicho intervalo.

Debe definirse desde el principio el tratamiento regulatorio que se aplicará a la generación CTC después de 2010, para evitar que las decisiones de explotación de las instalaciones por los agentes se vean influidas por la incertidumbre del futuro tratamiento de las cantidades pendientes, con lo que de nuevo aparecerían distorsiones del funcionamiento del mercado. Ahora la interpretación literal de la LSE conduciría a permitir que los activos de generación CTC pasasen libremente a mercado. Pero esta medida tendría un impacto asimétrico sobre las distintas empresas -debido a la dispar rentabilidad futura de unas y otras instalaciones- y, en particular, daría lugar a una situación desequilibrada entre generadores y consumidores. El desequilibrio será previsiblemente muy fuerte en contra de los consumidores, a la vista de los amplios márgenes previsibles de explotación de las tecnologías hidráulica y nuclear, y de sus largas vidas útiles técnicas -hasta el final de la concesión hidrológica en el primer caso y mientras se extiendan las licencias de operación en el caso de las nucleares, alguna de las cuales no tendrá aún ni siquiera 25 años en 2010 y se especula con extender sus vidas técnicas hasta los 60 años-.

Estos desequilibrios podrían resolverse con una estimación *ex ante* de los futuros márgenes por encima de costes estándar MLE de las instalaciones cuya vida útil técnica se extienda más allá del año 2010 y deduciendo las cantidades resultantes de las inversiones pendientes de recuperar. Pero ya se indicaron anteriormente las dificultades que este método *ex ante* encontraría en la práctica.

Una tercera opción, que cumple satisfactoriamente los criterios que este Libro Blanco ha considerado que deben seguirse -excepto en apartarse de la interpretación estricta de la LSE-, consiste en extender el mismo mecanismo del primer periodo en forma de contratos financieros por diferencias de cantidad fija -de nuevo la producción estimada de las instalaciones-, pero ahora con un precio igual a la extrapolación del coste estándar

comprometido en el MLE, incluyendo todas las consideraciones de rentabilidad razonable que se consideren oportunas. En este enfoque se evita estimar el precio futuro al que resultarán remuneradas las instalaciones, con lo que la evaluación de las compensaciones necesarias se simplifica enormemente y también la incertidumbre correspondiente. Se eliminan así las asimetrías a futuro entre agentes y también entre generadores y consumidores. Tiene el inconveniente de que el volumen de energía que se vería afectado por estos contratos sería mayor que el estrictamente necesario para cumplir con la regla de mitigación del poder de mercado, aunque es posible reducir el volumen de energía sujeta a estos contratos virtuales si se modifica convenientemente su precio, como se explica en el texto principal del documento.

¿En qué se podría concretar todo lo anterior?

Las recomendaciones de este Libro Blanco acerca de este primer bloque de reformas estratégicas, dirigidas a permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico y a diseñar la terminación del proceso de recuperación de los CTC, podrían resumirse en un número muy limitado de medidas concretas de mayor calado[6]:

a) Aplicar la regla del límite admisible de concentración efectiva a todos los agentes. En las condiciones actuales del mercado parece que solamente afectaría a dos de ellos. Los agentes dispondrían de varios instrumentos regulatorios -algunos voluntarios, otros forzosos- para cumplir con la regla. Sin embargo, si el regulador decide adoptar las medidas (d) y (e) que se recomiendan más adelante, no sería necesario hacer uso de momento de esta regla. Se recomienda ir desarrollando en lo posible los otros instrumentos regulatorios más suaves de mitigación del poder de mercado que este Libro Blanco recomienda.

b) Modificar el actual mecanismo de garantía de potencia de forma que se conserve un pago por capacidad firme a los generadores, pero añadiendo dos elementos nuevos:

   - El compromiso -con la consiguiente sanción económica, en caso de incumplimiento- de proporcionar la potencia firme asignada, cuando el sistema se encuentra cercano al racionamiento, a cambio del pago por capacidad.

   - Un procedimiento de subasta sobre el valor del pago de garantía de potencia, para asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, pero solamente en caso de que el mercado por sí mismo, junto con el pago existente por garantía de potencia, no lo proporcione.

c) Mantener una tarifa integral por defecto, que podría eliminarse gradualmente más adelante, comenzando por los consumidores más grandes. Tanto la tarifa integral por defecto como la tarifa de acceso deben obtenerse con una metodología transparente -hecha pública-, basada estrictamente en los principios de suficiencia -garantía completa

[6] Este Libro Blanco ofrece reformas regulatorias alternativas en la mayoría de los temas tratados. Aquí se trata de presentar un resumen muy esquemático que muestre que lo que se propone no es tan complejo como podría parecer.

de recuperación de los costes reconocidos- y aditividad - i. e. que cada tarifa de usuario final recoja individual y explícitamente todos y cada uno de los conceptos de coste aplicables-. La tarifa integral debe obtenerse añadiendo, a la tarifa de acceso que corresponda a cada consumidor, el precio de la energía en el mercado que corresponda a su perfil estimado de consumo.

d) Hasta el 31 de diciembre de 2010 se podría reemplazar el actual mecanismo de recuperación de CTC por diferencias por un contrato financiero por diferencias de precio fijo y cantidad fija para cada agente con derecho a recuperación de CTC. El formato de estos contratos por diferencias sería idéntico al de los contratos virtuales que se han propuesto como uno de los mecanismos para la mitigación del poder de mercado, de forma que, en las actuales condiciones del mercado, la medida (a) no sería necesaria. Las cantidades contratadas deberían determinarse a partir de las producciones medias estimadas del conjunto de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 de cada agente, excluyendo de esta medida a la producción con carbón y fuel oil. El saldo de la diferencia entre el precio de mercado de la energía y el precio del contrato (36,06 €/MWh) se aplicaría como una reducción -o cargo, si fuese el caso- sobre la tarifa de acceso que han de pagar todos los consumidores. Los contratos no estarían asociados a plantas de generación concretas, sino a perfiles de energía total por agente, que aproximadamente reflejen la producción media estimada de su generación CTC a la que se apliquen.

e) A partir del 1 de enero de 2011 se podría extender el mismo mecanismo del periodo anterior en forma de contratos financieros por diferencias de cantidad fija -de nuevo la producción estimada de las instalaciones-, pero ahora con un precio igual a la extrapolación del coste estándar comprometido en el MLE, incluyendo todas las consideraciones de rentabilidad razonable que se consideren oportunas. De nuevo, estos contratos virtuales pueden hacer innecesaria la aplicación de la medida (a) de mitigación de poder de mercado, dependiendo de la estructura del mercado en aquel momento. Aunque esta medida haya de aplicarse solamente a partir de 2010, es necesario tomar ahora la decisión y hacerla pública, para evitar que la especulación sobre esta parte de la reforma regulatoria propuesta distorsione el funcionamiento del mercado en los próximos años.

Las medidas (a), (b), (c) y (d) forman un paquete cerrado. Sin (a) y (d), con el apoyo de (c), no habrá un precio creíble del mercado y no se recomienda adoptar (c). La medida (e) tiene fundamentalmente un carácter distributivo, esto es, de equidad entre empresas y consumidores en la asignación de los CTC. Pero el mecanismo de implantación que este Libro Blanco preferentemente recomienda -contratos virtuales para una parte de la energía que actualmente percibe CTC- resuelve simultáneamente el problema de la mitigación del poder de mercado, esto es, la medida (a).

El segundo bloque: La propuesta de mejoras en el diseño de los mercados mayorista y minorista de electricidad

El segundo bloque de temas incluye diversos aspectos regulatorios de la generación eléctrica donde también son necesarias reformas, tal como se ha visto al realizar el

diagnóstico de la situación. En este caso se trata de reformas de menor calado y que pueden analizarse e implantarse más individualmente, tema por tema, desde la perspectiva más amplia que proporcionen las soluciones adoptadas para los temas del primer bloque. A su vez, estas reformas regulatorias se han agrupado en tres grandes temas, que corresponden a tres capítulos del Libro:

- *Reformas regulatorias para mejorar la organización y el diseño de los mercados mayoristas eléctricos de corto y de largo plazo, en el contexto del MIBEL y en el más amplio del Mercado Interior de Electricidad de la Unión Europea*. Las reformas concretas que se proponen comprenden los asuntos siguientes: contratación y mercado a plazo, donde se especifica en qué medida las transacciones en los mercados a plazo se incorporan a la tarifa regulada; las reglas de oferta en los mercados diario e intradiarios; los mercados de operación, con énfasis en limitar aquí también el posible abuso de poder de mercado, en conseguir precios estables y más transparentes por el uso de estos servicios y un mayor control del cumplimiento de los agentes por el Operador del Sistema; el régimen de utilización de las centrales de bombeo; mejoras adicionales al mecanismo de gestión de restricciones técnicas, así como el tratamiento de la interconexión con Portugal; los distintos tipos de liquidaciones y las responsabilidades de su ejecución; la financiación de OMEL; la disponibilidad de la información sobre el mercado; y la relación de los aspectos institucionales y de armonización regulatoria con Portugal que requieren una especial atención.

- *Reformas regulatorias para mejorar el funcionamiento del mercado minorista, reducir las barreras de entrada a la comercialización y promover la participación de la demanda*. Los aspectos en los que se propone la introducción de reformas son los siguientes: la reducción de la interferencia de las tarifas integrales por defecto en la actividad de comercialización; un conjunto de medidas, para su aplicación gradual según sean necesarias, dirigidas a minimizar la posible interferencia de las empresas distribuidoras en la actividad de comercialización; una batería de medidas encaminadas a fomentar una participación más activa de la demanda en el mercado eléctrico y en la operación del sistema.

- *Reformas regulatorias para conseguir una mejor integración de los aspectos derivados de la red de transporte y de la operación del sistema en el desarrollo de la actividad de generación*. Las reformas concretas que se proponen comprenden asuntos de naturaleza variada: la identificación de las posibles señales de localización en la red de transporte y el análisis de la conveniencia de su utilización; la normativa de acceso a la red y la gestión de las restricciones técnicas, incluyendo la interconexión con Francia; los aspectos específicos de la generación en régimen especial, donde hay que particularizar los aspectos de conexión a la red -armonización de procedimientos administrativos, límites máximos y las pérdidas y cargos de red-, la participación eficaz de la generación no gestionable en la operación del sistema -los condicionantes físicos a los planes de fomento de la generación con fuentes renovables de energía y los medios disponibles para reducirlos, la interlocución con el Operador del Sistema, el tratamiento de los desvíos o la armonización con Portugal-; la conveniencia de introducir incentivos económicos moderados en la remuneración del Operador del Sistema; los aspectos

institucionales referentes a la independencia del Operador del Sistema, a su relación con la actividad de transporte, a la supervisión de sus actividades y a la simetría debida en su regulación con el operador gasista.

El tercer bloque: La generación de electricidad en un modelo energético sostenible

Así como la mayor parte de los capítulos anteriores examinan problemas inmediatos, el Capítulo 10 mira también al largo plazo: cómo plantear la generación de electricidad en el marco del futuro modelo energético español. El apoyo a las energías renovables, la dependencia energética, la gestión de la demanda, el cumplimiento de los objetivos medioambientales como un desafío y una oportunidad, la diversificación energética y las dimensiones globales del problema energético son los temas principales que aquí se consideran.

La generación de electricidad en un modelo energético sostenible

La estrategia de suministro eléctrico en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en el contexto energético más amplio, así como en el ámbito europeo y mundial. Este análisis debe tomar en cuenta la actual disponibilidad y la evolución prevista de las tecnologías de generación, las implicaciones del actual proceso de liberalización de los mercados energéticos, las restricciones medioambientales, la capacidad de respuesta de la demanda en sus dimensiones de ahorro y de mejora de la eficiencia energética, las consideraciones geopolíticas, la repercusión de las distintas estrategias sobre la seguridad del suministro, la capacidad de las interconexiones con mercados externos, el precio de la electricidad y la competitividad de industrias y servicios, contando siempre con la percepción del ciudadano de la situación energética.

Este Libro Blanco recomienda que la planificación indicativa que contemplan las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos proporcione la visión integral que se necesita para dar respuesta conjunta a las directrices de sostenibilidad que se adopten al respecto. Esta planificación indicativa de ninguna forma sustituye o interfiere con la libertad de instalación de las empresas de producción de electricidad, que realizarán libremente sus inversiones para participar en el mercado eléctrico.

La planificación indicativa debe establecer las condiciones de contorno que han ser conocidas por todos aquellos agentes económicos a quienes les pueden afectar y debe fijar objetivos concretos para todo aquello que es regulado: objetivos de penetración de renovables y los correspondientes mecanismos de ayudas; objetivos de ahorro y eficiencia energética y medios para conseguirlos; margen requerido de cobertura de la demanda eléctrica; desarrollo de infraestructuras de gas y electricidad; plan de la minería del carbón; futuro de la energía nuclear; asignación de los derechos de CO_2; etc.

La generación nuclear y el mercado de energía

Se recomienda establecer un régimen económico alternativo para las centrales nucleares, en el que se reduzca el fuerte incentivo económico de producir a plena carga y el mayor tiempo posible, con riesgo de relajación de las condiciones de seguridad. Este régimen económico alternativo debiera suponer unas condiciones económicas equivalentes a las que

de otro modo corresponderían a estas centrales. Y se debiera mantener un incentivo moderado a la disponibilidad, sobre todo cuando esta disponibilidad sea más valiosa para el sistema eléctrico, en línea con la propuesta de este Libro Blanco sobre la reforma del mecanismo de garantía de potencia.

Esta recomendación no está motivada por consideraciones de regulación del sector eléctrico como las que han sido expuestas en los bloques primero y segundo, sino por las características específicas -tanto económicas como de seguridad- de las centrales nucleares.

La generación en régimen especial: Renovables

Este Libro Blanco considera que los objetivos de promoción de las fuentes renovables de energía para la producción de electricidad deben surgir de la visión integral que proporcione el Plan indicativo que anteriormente se propuso. Con respecto a los aspectos de remuneración y de participación en el mercado[7] las recomendaciones se han centrado en afirmar el mecanismo de primas (y de tarifas reguladas) tratando de mejorar su eficiencia sin perjudicar su eficacia, definiendo como principal criterio para fijar las primas y las tarifas reguladas la garantía de una rentabilidad razonable y estable de las instalaciones, que permita atraer las inversiones al menor coste financiero posible. Para ello se propone acotar las primas en el tiempo, discriminar con mayor detalle las necesidades de primas según características propias de las instalaciones (tipo de tecnología, horas de funcionamiento, costes) y poder revisarlas a futuro para las nuevas instalaciones. Para hacer esto posible, se recomienda que se definan y que se pongan a punto procesos de información y análisis sistemáticos de la evolución del potencial de cada tecnología y sus costes, por tramos de potencia, horas de utilización, y cualquier otro factor que se considere relevante. Una mayor eficiencia libera recursos para fomentar nuevas inversiones.

Para conseguir la mayor integración posible con el sistema eléctrico, se ha de compatibilizar el sistema de primas con la participación en el mercado de producción, ya sea individualmente o bien de forma agregada. La opción de acudir al mercado debe ser incentivada y reconocérsele los mayores costes incurridos por ello.

El documento propone recomendaciones concretas respecto a cada uno de estos temas, así como observaciones específicas para las distintas tecnologías renovables que comprende el régimen especial.

La generación en régimen especial: Cogeneración

Se recomienda mantener el mecanismo de retribución por el precio de mercado más una prima suplementaria, que parece ser actualmente la alternativa más eficaz, a la vista de las experiencias internacionales. El precio del mercado debe recoger las oscilaciones provocadas por los precios de los combustibles y del mercado de emisiones, por lo que la instalación no sería penalizada o premiada por los desvíos no previstos de estos factores. La prima complementaria debe fijarse de forma que, con la información detallada recabada para cada tipo de proceso, se consiga garantizar la rentabilidad del proyecto.

[7] Los aspectos de conexión a la red y operación del sistema ya han sido comentados anteriormente.

Para que lo anterior sea posible, se han de organizar los procesos de información necesarios para facilitar a la CNE la realización de estudios económicos de rentabilidad para distintas hipótesis de tamaño, rendimiento energético integral, precio del gas, etc., y para que pueda realizar las auditorías y controles necesarios para garantizar y poder certificar la utilización de calor útil en el proceso. Se trata de incorporar en el mayor grado posible la cogeneración al mercado libre de producción de energía eléctrica en igualdad de condiciones con la generación ordinaria, fomentando su profesionalización en la prestación de servicios al sistema eléctrico, pudiendo participar y ser remunerada por ello en todos los mecanismos previstos al respecto.

Se debe distinguir el cogenerador (como proveedor de electricidad y calor útil) de la industria asociada que utiliza el calor útil. Desde el punto de vista eléctrico supone diferenciar claramente, por un lado la producción bruta de electricidad (descontado el autoconsumo de la propia central de cogeneración), y por otro el consumo eléctrico del proceso industrial. El consumo eléctrico debe ser considerado a todos los efectos como una demanda eléctrica. La energía eléctrica vertida a la red es la producción bruta, y no la neta una vez descontada el autoconsumo del proceso industrial. Deben eliminarse todo tipo de limitaciones actualmente vigentes, como son las limitaciones al tamaño o a un autoconsumo mínimo.

El sector eléctrico y el comercio de derechos de emisión: criterios básicos

Las recomendaciones se centran en el planteamiento de la próxima asignación de derechos de emisión para el periodo 2008-2012 y se resumen en un "criterio de eficiencia" y un "criterio de equidad".

De acuerdo al *criterio de eficiencia*, la asignación de derechos no debe interferir con el funcionamiento natural de los mercados de electricidad y de emisiones, con el fin de que las empresas productoras reciban las señales económicas adecuadas para una toma eficiente de decisiones de operación e inversión. Por tanto, las asignaciones futuras de derechos deben ser independientes de las producciones y emisiones del periodo actual. Debe insistirse en que las decisiones de operación e inversión debieran ser independientes de las cantidades de derechos que se asignen a las instalaciones. Ésta es una condición sine qua non para conseguir que el comercio de derechos de emisión sirva como un mecanismo útil para conseguir reducir eficientemente el volumen futuro de emisiones. En esa misma dirección, pero en sentido contrario, no debe poder sostenerse que una instalación necesite derechos para funcionar. Las horas de funcionamiento de las instalaciones deben estar condicionadas por el precio de la tonelada de CO2 en el mercado, pero no por la cantidad de derechos que se les asignen.

La asignación de derechos no debería confundirse con otras herramientas enfocadas a cumplir otros objetivos de política energética distintos de los perseguidos por la implantación de la Directiva 2003/87/CE. No obstante -y esta reflexión es asimismo aplicable al criterio de equidad-, desde un punto de vista pragmático y como ocurre también en otros temas controvertidos, no puede ignorarse la práctica regulatoria en los países del entorno español, para evitar en lo posible la aparición de problemas de agravios comparativos.

El *criterio de equidad* señala que los derechos deben servir para compensar los desequilibrios que se producen a causa del cambio normativo que supone la introducción del mercado de emisiones, pero in entorpecer las señales económicas que incentivan la reducción de emisiones a corto, medio y largo plazo. Adicionalmente, la asignación inicial de derechos sí debe premiar los esfuerzos recientes realizados para reducir las emisiones -*early actions* o "acciones tempranas"- de las empresas.

Por consiguiente, la asignación de derechos para el siguiente periodo debe realizarse desde el contexto del tratamiento que se adopte para finalizar la recuperación de los CTC y del propuesto traslado del precio del mercado a la tarifa integral. En efecto, para la asignación de derechos son aspectos clave la internalización del precio de los derechos en el precio de mercado de la energía y la neutralización de ingresos sobrevenidos (*windfall profits*) para aquellas instalaciones para las que la rentabilidad de sus inversiones ha sido asegurada por otros medios.

1

Introducción

1 Introducción

La necesidad y alcance de la reforma

La reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España es una tarea necesaria y urgente. Y no porque el sector eléctrico, y la actividad de producción en particular, estén actualmente en una mala situación. Ya se sabe que 'en tiempo de desolación, no hacer mudanza, mas estar firme y constante en los propósitos y determinación en que estaba el día antecedente a la tal desolación,…'[8]. Si bien la capacidad existente de generación eléctrica es actualmente algo ajustada para cubrir la demanda, las inversiones previstas a medio plazo parecen suficientes para garantizar el suministro y en ellas participan algunas nuevas sociedades, además de las tradicionalmente implantadas en España; la localización geográfica de las nuevas instalaciones es por el momento bastante razonable; el mercado mayorista español lleva funcionando sin grandes sobresaltos más de siete años, en general sus precios han sido moderados y hay en marcha un proceso de integración con el sistema eléctrico portugués, para dar lugar al Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). De forma que, precisamente por eso, porque la situación de la generación todavía no es mala a pesar de las evidentes carencias de su marco regulatorio, es recomendable abordar su reforma sin demora.

La reforma es necesaria porque el marco regulatorio de la generación eléctrica ha llegado a un grave atasco: la normativa que permitió poner en marcha un mercado de electricidad orientado a la competencia en enero de 1998 no ha conseguido todavía su principal objetivo: un mercado funcionando correctamente en un régimen de competencia. Y la reforma es urgente, porque la evidencia de la necesidad de un cambio regulatorio es el origen de una incertidumbre que es perjudicial para las empresas, para los consumidores y también para las instituciones reguladoras.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que regula el sector eléctrico -en adelante la Ley del Sector Eléctrico o LSE- reconoce el derecho de la libre instalación de la generación eléctrica y organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista, basado en las ofertas y demandas de energía eléctrica presentadas libremente por los agentes participantes.

Esta Ley del Sector Eléctrico y sus posteriores modificaciones están en total acuerdo con el modelo adoptado por la Unión Europea y que está basado en la libre competencia. Consumidores situados en cualquier punto de la Unión pueden comprar a cualquier suministrador situado en cualquier otro punto, con la única limitación de las restricciones técnicas en la utilización de las infraestructuras de red y con un sistema de tarifas de acceso a estas redes que en forma alguna disuade el comercio internacional. De acuerdo a la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre

[8] "Reglas para en alguna manera sentir y conocer las varias mociones que en la ánima se causan: las buenas para recibir y las malas para lanzar; y son más propias para la primera semana", en "Ejercicios espirituales", San Ignacio de Loyola, Roma, 1548.

normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, sólo un mercado interior plenamente abierto, que permita a todos los consumidores elegir libremente a sus suministradores y a todos los suministradores abastecer libremente a sus clientes, es compatible con la libre circulación de mercancías, la libre prestación de servicios y la libertad de establecimiento que el Tratado de la Unión garantiza a los ciudadanos europeos.

Este Libro Blanco parte del aprendizaje durante los más de siete años de aplicación de la Ley del Sector Eléctrico, así como de las ya numerosas experiencias internacionales en procesos semejantes en diversos países. Tanto el "Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional", suscrito entre el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas eléctricas en diciembre de 1996, como la Memoria Económica de la Ley del Sector Eléctrico preveían la necesidad de una revisión del modelo a los tres o cuatro años de su puesta en funcionamiento[9]. Con algún retraso, este Libro Blanco viene a dar cumplimiento a esta encomienda.

Por consiguiente, este Libro Blanco no pone en cuestión los planteamientos básicos de la Ley del Sector Eléctrico, en el contexto de la normativa de la Unión Europea sobre el Mercado Interior de la Electricidad, sino que los adopta como su punto de partida. Desde un espíritu de observancia del marco regulatorio vigente, al que se pretende llevar a una más cumplida realización, aquí se propondrá la corrección de algunos defectos y carencias que se han observado en la propia Ley y en su desarrollo normativo y se recomendará también la adopción de nuevas medidas regulatorias para hacer frente a situaciones novedosas que se han presentado recientemente.

La Ley del Sector Eléctrico, ya con el apoyo de la entonces recientemente promulgada Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el Mercado Interior de Electricidad, apostó decididamente por un marco regulatorio abierto a la competencia. De todas formas, la Ley del Sector Eléctrico planteó un proceso gradual de introducción de competencia, con un periodo transitorio que permitiera adaptarse al nuevo marco regulatorio a las empresas eléctricas, a los consumidores, a los generadores en régimen especial, a los productores de carbón y al resto de instituciones y agentes del mercado, siendo los Costes de Transición a la Competencia (CTC) uno de los principales mecanismos para conseguir esta gradualidad. Ahora nos encontramos lo suficientemente cerca del final de este periodo transitorio como para que se

[9] 'En el año 2002 está prevista una revisión global del funcionamiento del modelo de competencia. Esta revisión tiene por objeto la evaluación del importe global recuperado por parte de las compañías eléctricas en concepto de CTC, junto con la evolución del precio de mercado, la evolución del equilibrio económico-financiero de las compañías, los beneficios de los consumidores y la evolución conjunta de las variables macroeconómicas antes citadas', véase la Memoria Económica de la Ley 54/1997 que regula el sector eléctrico. El "Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional" dice al respecto: 'Durante el ejercicio 2001 se producirá una evaluación de los resultados de funcionamiento del nuevo modelo y se propondrán las modificaciones que a la vista de la experiencia sobre el mismo resulten convenientes, convocando a los firmantes del Protocolo y a los agentes sociales si las modificaciones tuvieran relación con la minería del carbón'.

tengan que efectuar los ajustes necesarios para que culmine adecuadamente y se dé comienzo al marco regulatorio para la siguiente etapa, ya permanente en principio, aunque nada lo sea en la práctica en el mundo de la regulación.

Durante el periodo transitorio en el que nos encontramos, el Gobierno -que *de facto* ha venido siendo el verdadero regulador del sector- ha mantenido el control sobre la tarifa integral a la que todos los consumidores -elegibles o no, ahora ya todos lo son- han tenido el derecho de acogerse. Este control se realizó primeramente en aplicación de una cláusula del citado Protocolo, referente al periodo transitorio, en la que se acordaba la evolución de las tarifas integrales para los años 1998 al 2001, sujeta parcialmente a determinadas condiciones. Más recientemente el Gobierno, a través del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, ha fijado una senda de crecimiento de la tarifa eléctrica hasta el año 2010, con relativa independencia del precio de la energía en el mercado. Se ha podido determinar la tarifa con independencia de la retribución reconocida de las actividades necesarias para el suministro eléctrico porque el procedimiento de recuperación "por diferencias" adoptado para los CTC -partiendo de una cuantía inicial anual fijada libremente por el Gobierno- actúa como mecanismo de ajuste.

Se percibe por tanto con claridad la intención que ha tenido el Gobierno por mantener el control sobre la tarifa integral por defecto, a la que todos los consumidores han tenido acceso. Esto en parte posiblemente se debe a una razonable desconfianza en el precio de la energía en el mercado, por lo que se ha preferido ir fijando administrativamente la evolución de la tarifa de acuerdo a criterios de apreciación de la situación económica del sector y también políticos. Aunque se reconoce el valor que para empresas y consumidores puede tener el disponer de una senda estable de tarifas por un periodo de tiempo relativamente largo, hay que señalar que, lamentablemente, este procedimiento acaba por chocar con la propia naturaleza de las cosas.

En efecto, la estabilidad y la favorable evolución de la tarifa eléctrica durante los últimos años se ha conseguido a costa de ignorar algunos principios regulatorios básicos, lo que en parte ha contribuido a llegar a la actual situación de atasco regulatorio, con la correspondiente incertidumbre para los agentes económicos, que es el efecto contrario al deseado. Ya que se ha optado en España por una regulación de libre mercado en la producción de electricidad, desde esta perspectiva habría que reconocer las ventajas del mercado como instrumento independiente de fijación del precio. Por el contrario, la tarifa integral se determina con independencia del precio real del mercado mayorista, conduciendo a un desajuste entre lo que se recauda con la tarifa y lo que se debe pagar a los generadores, y esto atenta contra el principio de suficiencia tarifaria. Mientras el efecto "colchón" del mecanismo de recaudación de los CTC ha sido suficiente, los desperfectos no han sido aparentes. Cuando ha dejado de ser suficiente, se han ido desarrollando diversas reglas *ad hoc* -de una complejidad creciente- que establecen cómo se deben compensar o repartir los desajustes. En el momento presente la tarifa integral no es capaz de transmitir a los consumidores las verdaderas señales económicas del mercado -ya que se calcula sin tener en cuenta lo que realmente le pasa- el reparto de los desajustes es muy asimétrico y provoca una gran interferencia con el mercado, y en general no es suficiente para retribuir las actividades eléctricas.

Puede advertirse que en todo lo anterior ha jugado un papel decisivo el mecanismo adoptado de recuperación de los CTC cuando se puso en marcha el modelo en 1998 -un procedimiento "por diferencias", que permitía al Gobierno fijar la tarifa anual y controlar el ritmo de recuperación de los CTC- a la vez que el propio mecanismo tenía un efecto mitigador del poder de mercado de las empresas dominantes. Pero recientemente, al presentarse dudas sobre el volumen de CTC realmente recuperados y con unas asignaciones anuales muy reducidas de CTC en la tarifa, el procedimiento ha comenzado a mostrar claramente sus deficiencias. Entre ellas, además de las anteriormente mencionadas, que el "efecto mitigador" del poder de mercado se muestra también como un "efecto distorsionador" del precio del mercado, lo que para muchos de los agentes económicos y sociales se ha vuelto intolerable. Este precio distorsionado del mercado tampoco constituye un rasgo atractivo para potenciales inversores externos, poco familiarizados con las peculiaridades de la normativa española.

Las opciones regulatorias

Parece llegado el momento en el que el marco regulatorio del sector eléctrico tiene que optar entre dos estilos claramente contrapuestos. En el primero, que coincide aproximadamente con la aplicación actual en la práctica de la Ley del Sector Eléctrico en España, el Gobierno se fija como principal objetivo el control de la tarifa, como supuesto indicador visible del éxito del modelo adoptado y como instrumento directo para influir en el equilibrio financiero de las empresas. Se presta por el contrario menos atención a la correcta regulación de las actividades individuales -distribución, transporte, generación, etc.- y a la retribución reconocida para cada una de ellas, pues se da más importancia al importe agregado de todas, que es lo que reflejan la tarifa integral y la de acceso. El precio de la energía en el mercado mayorista -con su volatilidad y su incertidumbre- es más una molestia que una señal económica útil, pues da lugar a desviaciones en la estimación de la tarifa, que hay que ignorar o compensar con mecanismos regulatorios *ad hoc*. La estabilidad tarifaria es, sin duda, un aspecto positivo de esta regulación. Un efecto pernicioso es el posible desequilibrio retributivo de las distintas actividades, o de una misma actividad entre las distintas empresas, lo que puede conducir en definitiva a un deterioro de la actividad empresarial y del servicio que recibe el consumidor[10]. Otro aspecto negativo es la falta de incentivos para un desempeño más eficiente de las empresas y de señales económicas que guíen el comportamiento de los consumidores.

El segundo enfoque centra la atención en el correcto tratamiento regulatorio de cada una de las actividades, del que se ha de desprender la retribución reconocida para cada una de

[10] Así, por ejemplo, la regulación española de la actividad de distribución es muy deficiente: la remuneración percibida por cada distribuidora no depende del crecimiento de su demanda, ni de las inversiones que haya realizado, ni de la calidad del suministro que haya proporcionado. Bajo una lógica estrictamente empresarial, el único incentivo real de una empresa distribuidora para invertir en mejorar la calidad de servicio es la presión de los medios de comunicación cuando hay incidentes graves y la amenaza de sanciones cuando se incumplen los límites mínimos de calidad de consumidores individuales, o los que hayan fijado las CC. AA. que, por otro lado, no tienen competencias sobre la remuneración de esta actividad.

ellas. De esta forma se pueden fomentar mejoras específicas de eficiencia en cada una, sin admitir holguras excesivas en ninguna, ni tampoco insuficiencias. Se debe confiar, por un lado, en la buena regulación de las actividades reguladas y, por otro, en la capacidad de los mercados para inducir eficiencia a través de la competencia y en fijar el precio de la energía, que debe utilizarse tanto para los libres intercambios económicos como para trasladarlo tal cual a la tarifa, proporcionando la señal económica correcta para los consumidores finales.

Este Libro Blanco apuesta decididamente por el segundo enfoque regulatorio. Al Libro Blanco únicamente le corresponde realizar propuestas en el ámbito de la generación de electricidad, pero hay que advertir de que sólo desde un enfoque común -que también incluya al transporte y, muy especialmente, a la distribución- adquieren las recomendaciones de este Libro Blanco su pleno sentido. Tomando como dato de partida la opción de la Ley del Sector Eléctrico y de las directivas europeas por la libre competencia para la actividad de producción, aquí se juzga que llevar la Ley a su pleno cumplimiento exige que se le dé una oportunidad real al mercado. Una alternativa regulatoriamente también ortodoxa -aunque parece muy alejada del curso de los acontecimientos en nuestro país- consistiría en emprender una modificación radical de la Ley del Sector Eléctrico y volver a una regulación tradicional del tipo de coste de servicio para la generación y a un cumplimiento de mínimos de las exigencias de las directivas europeas. Quedarse en el medio de la regulación tradicional y de la de libre mercado para la actividad de generación, y regular sin rigor a la actividad de distribución, que es un poco la situación actual, parece ser la peor opción de todas, por las consecuencias negativas ya señaladas, entre las que destaca la incertidumbre regulatoria.

¿A dónde nos conduce la opción regulatoria que ha adoptado este Libro Blanco? Desde la perspectiva de la actividad de generación, las implicaciones principales son dos: Por un lado, la relevancia que adquiere el precio de mercado de la energía, como centro de las transacciones comerciales libres y como componente de la tarifa integral por defecto. Por otro lado, la necesidad de conseguir un mercado verdaderamente competitivo que proporcione un precio fiable de la energía. Por tanto, uno de los principales objetivos de las reformas propuestas en este Libro Blanco será sentar las bases que permitan proporcionar plena credibilidad al precio del mercado, de forma que se convierta en la clave del arco para la valoración económica de todas las transacciones de energía. Para conseguirlo es preciso que el mercado mayorista funcione y que sea de verdad competitivo, pues de otro modo el regulador no debiera dejar que los consumidores queden expuestos a la arbitrariedad de fijación de precio por los generadores en un producto esencial como es la energía eléctrica. Y en España el mercado mayorista de electricidad no funciona correctamente en la actualidad. Existen diversos motivos, cada uno indudablemente con su particular justificación, pero que en conjunto conducen a un mercado cuyo indicador más evidente, el precio, no es fiable. Las reglas son básicamente correctas, aunque queden todavía algunos aspectos por corregir y por homogeneizar con el resto de los mercados europeos. Sin embargo, la estructura sectorial está concentrada en exceso, aunque la situación haya mejorado respecto al momento de la puesta en marcha del mercado en enero de 1998. Y, además, el mecanismo de recuperación de los CTC condiciona seriamente el comportamiento de los agentes en el mercado.

Una vez realizados los ajustes que sean necesarios para garantizar la correcta regulación de las actividades reguladas[11] y la credibilidad del precio de la energía, la tarifa integral debe simplemente recoger en forma aditiva los distintos conceptos de costes regulados que hayan sido autorizados por el regulador, más el traslado del precio de mercado de la energía. De esta forma la tarifa "no se fija por el regulador, sino que se calcula". Por otro lado, debe tenerse en cuenta que, en un marco regulador plenamente abierto a la competencia, la función de la tarifa integral regulada es meramente proporcionar seguridad –tal vez a un precio ligeramente superior[12]- a los consumidores a los que no les compense la búsqueda de un suministrador alternativo o el paso a un régimen de mercado, y para la mayoría de los consumidores -excepto tal vez para aquellos pequeños consumidores que requieren especial protección- debiera desaparecer a medio plazo.

Las tarifas eléctricas deben reflejar la repercusión que sobre los precios del mercado tengan las distintas coyunturas de hidraulicidad, precios de combustibles, tasas de interés monetario, indisponibilidades fortuitas de las instalaciones, externalidades medioambientales incorporadas en el precio de la electricidad, competencia entre los agentes, entrada de nueva generación, carestía de generación disponible y la propia respuesta de la demanda ante estas eventualidades. La mayoría de estos factores están fuera del control del regulador. Hay por tanto que desterrar el mito de que el éxito de una reforma regulatoria es que el precio de la electricidad baje indefectiblemente. Una tarifa bien diseñada debe reflejar los factores anteriormente enunciados, y puede subir o bajar. Y debiera hacerlo cuando sea necesario, tratando por otro lado de mantener una estabilidad razonable. Una buena regulación solamente puede conseguir que, manteniendo una calidad satisfactoria del suministro eléctrico, cada uno de los costes que se reflejan en la tarifa aditiva tenga el menor valor posible -dadas las circunstancias externas ya mencionadas de hidraulicidad, precio de los combustibles- o bien responda a actuaciones concretas de la política energética establecida por el Gobierno -como el apoyo a la generación del régimen especial o el Plan de la minería-.

El procedimiento de elaboración del Libro Blanco

La fase inicial de realización del Libro Blanco ha consistido en mantener reuniones con los agentes económicos y sociales relacionados con el sector de la generación eléctrica en España y Portugal. Durante esta primera fase, que se ha extendido durante cerca de cuatro meses, se han mantenido cerca de ochenta reuniones -la mayor parte de ellas de unas tres u cuatro horas de duración, a veces más-, con empresas, asociaciones, instituciones y personalidades destacadas del sector energético. Estas reuniones han tenido por objeto escuchar y entender los problemas que hay que resolver en el marco regulatorio de la generación eléctrica en España. También se han tomado en consideración aquellos aspectos del sector eléctrico portugués y del sector del gas que pudieran tener un impacto

[11] Lo que no es objeto de este Libro Blanco.

[12] Se trata meramente de una tarifa "por defecto" y no debiera constituirse en un competidor de los comercializadores que tratan de vender su energía en competencia y con un estrecho margen de maniobra.

significativo en el diseño regulatorio español y que por tanto debieran ser tenidos en cuenta, pues hoy en día ya no es posible hablar de generación eléctrica en España sin incluir también el Mercado Ibérico, ni la interdependencia con el sector gasista.

También durante la fase inicial se ha puesto a punto, con desarrollos metodológicos propios, un modelo de optimización que permite simular el comportamiento de un mercado eléctrico de grandes dimensiones -como el mercado ibérico- en régimen de oligopolio. Este modelo, que se describe brevemente en el anejo del capítulo 3, ha permitido extraer conclusiones respecto al poder de mercado asociado al nivel de concentración existente en el mercado ibérico actual y también sobre el potencial de determinadas medidas de mitigación del poder de mercado.

La segunda fase ha consistido fundamentalmente en la redacción de este documento. Se ha ejecutado el modelo de cálculo, utilizando datos del sector eléctrico facilitados por la CNE y por Red Eléctrica de España como Operador del Sistema. Durante esta fase se han mantenido encuentros más esporádicos y consultas con los agentes que fueron contactados en la primera fase, con el fin de recabar información adicional o solicitar aclaraciones respecto a aspectos concretos de la información facilitada en las reuniones iniciales. Se han mantenido asimismo reuniones en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para informar sobre los desarrollos realizados y obtener información sobre algunos asuntos concretos.

Una guía del contenido del Libro Blanco

Este Libro Blanco trata de la reforma del marco regulatorio de la generación de electricidad, lo que requiere abordar un extenso conjunto de temas, donde unos ocupan un espacio más central que otros, pero donde todos son necesarios para completar el contexto regulatorio en el que la actividad de producción de electricidad se tiene que desenvolver. Se ha tratado de que el Libro presente una perspectiva equilibrada de este conjunto.

Tras este capítulo de introducción, el extenso Capítulo 2 presenta una evaluación crítica del actual marco regulatorio, así como el planteamiento básico de la reforma que se va a proponer. La primera parte del capítulo recorre en ocho apartados los ocho grandes temas regulatorios que el libro trata en profundidad: la mitigación del poder de mercado, la fiabilidad del suministro, la tarifa eléctrica, el tratamiento de los costes de transición a la competencia (CTC), el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), el mercado minorista y la participación de la demanda, la generación y la red de transporte y, finalmente, la generación eléctrica en un modelo energético sostenible. En la segunda parte del capítulo se plantean en términos generales los principios básicos de la reforma regulatoria que se propone acometer y se agrupan las futuras propuestas en tres grandes bloques, que contienen los citados ocho grandes temas en el mismo orden: reformas estratégicas imprescindibles para el funcionamiento en competencia del mercado -a ser tratadas en los capítulos 3, 4, 5 y 6-, reformas para mejorar la organización y diseño de los mercados -capítulos 7, 8 y 9- y reformas referentes a la participación de la generación de electricidad en la consecución de un modelo energético sostenible -capítulo 10-.

Primer bloque: Reformas estratégicas para permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico

El Capítulo 3 estudia el problema del poder de mercado que puede derivarse del nivel de concentración horizontal de los medios de producción en el mercado mayorista español. Para ello se revisan experiencias internacionales y se concluye la necesidad de establecer unos límites máximos admisibles a la concentración efectiva, así como un conjunto de procedimientos que pueden aplicarse, ya sea voluntariamente por las empresas o como exigencia de las instituciones reguladoras, para mitigar el poder de mercado. El capítulo incluye un anexo, en el que se describe un modelo de cálculo que ha permitido obtener algunas conclusiones cuantitativas respecto al nivel de concentración admisible a medio plazo en el mercado eléctrico español.

El Capítulo 4 está dedicado a la garantía de suministro de la electricidad. Ésta es una preocupación permanente en todos los sistemas eléctricos y, muy especialmente, en los que han adoptado un marco regulatorio de libre mercado. El tema central del capítulo es la revisión y la propuesta de reforma del actual mecanismo de garantía de potencia. Además se examinan otros aspectos relacionados, como la influencia de los actuales mercados de corto plazo en la seguridad de la operación del sistema eléctrico, el seguimiento del margen de cobertura de la demanda y las posibles mejoras en la tramitación administrativa de las autorizaciones de nuevas instalaciones de producción.

El Capítulo 5 está dedicado a las tarifas integrales y de acceso. Se parte de un análisis cuidadoso de los principios regulatorios que deben inspirar el diseño de las tarifas eléctricas, para luego realizar una propuesta de diseño de las tarifas de acceso y de las tarifas integrales por defecto. En estas últimas se presta especial atención al traslado de la energía a la tarifa y a evitar que la tarifa integral por defecto compita con las empresas comercializadoras. Se trata el tema de las tarifas a los grandes consumidores industriales y se presentan unas reflexiones sobre la función de las distintas instituciones reguladoras en la fijación de la tarifa. El conjunto de los capítulos 3, 4 y 5 establece las directrices principales que han de permitir un correcto funcionamiento en competencia del mercado eléctrico español, a la vez que se mantiene una garantía de suministro adecuada.

El Capítulo 6, último de este primer bloque de temas estratégicos, trata de un tema complejo respecto al que se han manifestado la mayor parte de los agentes entrevistados durante la elaboración de este Libro Blanco: los costes de transición a la competencia, CTC. Cuánto queda por pagar, cómo deben evitarse las interferencias de estos pagos con el mercado y cuál debe ser la situación regulatoria a futuro de "la generación CTC"[13]. En este capítulo se revisa el procedimiento formal que se ha seguido hasta el momento para liquidar los CTC, se identifican sus limitaciones, se evalúa la situación actual y las perspectivas a futuro -ya que no se trata de dar una solución para salir del paso unos años, sino una solución

[13] Esto es, las empresas productoras de electricidad que entraban en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

definitiva y estable- y se ofrecen diversas alternativas para dar cumplimiento a los objetivos de la LSE al establecer los CTC.

Segundo bloque: Reformas regulatorias para mejorar el diseño de los mercados mayorista y minorista de electricidad

En el Capítulo 7 se analiza la organización y el diseño del mercado mayorista y se proponen algunas reformas regulatorias para su mejora. La perspectiva ya no puede ser estrictamente española, porque nos encontramos formando parte del Mercado Interior de Electricidad de la UE y en breve estará en funcionamiento el MIBEL, que cuantitativamente tiene más importancia para el sistema eléctrico español en el corto plazo que el resto del sistema europeo, porque el mercado relevante en el que nos movemos es el mercado ibérico y sus reglas están en pleno proceso de diseño. En este capítulo tienen cabida temas que abarcan desde la organización de los mercados a plazo, a la provisión de servicios complementarios, las liquidaciones o el nivel deseable de armonización regulatoria y de gestión entre España y Portugal.

El Capítulo 8 está dedicado a las reformas que es preciso introducir para que funcione adecuadamente el mercado minorista. Los principales temas que se abordan son la interferencia de las tarifas por defecto en la función de comercialización, la insuficiente separación entre las actividades de distribución y comercialización y los posibles instrumentos regulatorios y de medida para promover una participación más activa de la demanda en los mercados eléctricos.

El Capítulo 9 trata de cómo la red de transporte y la operación del sistema interaccionan y condicionan la actividad de generación. Los temas principales que trata este capítulo son: las señales de localización en la red, los problemas derivados del acceso a la red y de las restricciones técnicas que ésta puede imponer, los aspectos de red y operación que son específicos de la generación en régimen especial -y muy en particular de la denominada "generación no gestionable"-, los aspectos institucionales de las actividades de operación del sistema y del transporte, la gestión de las interconexiones internacionales, la planificación de la red de transporte y la conveniencia de establecer incentivos de carácter económico para el operador del sistema.

Tercer bloque: La generación de electricidad en un modelo energético sostenible

Así como la mayor parte de los capítulos anteriores examinan problemas inmediatos, el Capítulo 10 mira hacia el futuro: cómo debemos plantear el futuro modelo energético de la generación. El apoyo a las energías renovables, la dependencia energética, la gestión de la demanda, el cumplimiento de los objetivos medioambientales como un desafío y una oportunidad, la diversificación energética y las dimensiones globales del problema energético son los grandes temas a considerar aquí.

El Capítulo 11 es un capítulo muy breve, en el que se hace mención a otros temas regulatorios que no han sido tratados en profundidad en este Libro Blanco, pero que sin duda forman parte del entorno regulatorio de la generación de electricidad: la regulación de la generación de electricidad en los sistemas eléctricos no peninsulares, algunos aspectos

relacionados con la diversidad de administraciones -estatal, de las comunidades autónomas y locales-, el mercado del gas natural y las funciones de la CNE.

El resumen del planteamiento general realizado y de las principales propuestas regulatorias se presenta en el Capítulo 12, finalizando así este Libro Blanco.

2

El actual marco regulatorio y el planteamiento de la reforma

2 El actual marco regulatorio y el planteamiento de la reforma

La regulación vigente de la actividad de producción eléctrica en España parte de la Ley 54/1997 -la Ley del Sector Eléctrico- y ha sido desarrollada mediante un conjunto de normas de menor rango a lo largo de los últimos siete años. Por los motivos que se expusieron brevemente en el capítulo introductorio anterior y que se presentarán con más detenimiento en este capítulo, el Gobierno ha decidido encargar un Libro Blanco para ayudar a abordar este proceso de reforma, dotándolo de independencia y neutralidad. Por medio de este Libro Blanco el Gobierno recibirá un conjunto de propuestas razonadas de reforma para su consideración.

La regulación de la generación eléctrica en España debe contribuir a la consecución de los objetivos básicos de la política energética que, de acuerdo a la Ley del Sector Eléctrico, consisten en hacer compatible la progresiva liberalización del mercado con garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico.

Se trata por tanto de identificar las carencias del marco regulatorio actual, en especial las que puedan referirse a los aspectos siguientes de especial relevancia, y proponer las correspondientes reformas. En principio los aspectos de mayor interés son los siguientes:

- Funcionamiento de los mercados mayorista y minorista y del mecanismo de formación de precios, esto es, conseguir un funcionamiento correcto del mercado: que los precios del mercado reflejen los costes reales y envíen señales económicas útiles a inversores y consumidores, que se mantenga en límites tolerables el ejercicio de poder de mercado, que no existan barreras significativas para la entrada de nuevos agentes productores o comercializadores, ni para que los consumidores dispongan de información comercial relevante y fiable y puedan cambiar libremente de suministrador.

- Seguridad de suministro, esto es, minimizar la incertidumbre acerca de la capacidad de la iniciativa privada -en conjunción con un marco regulatorio y unas condiciones macroeconómicas concretas- para asegurar un margen suficiente de potencia instalada disponible sobre la demanda, que además esté localizada convenientemente en la red de transporte y de conformidad con las políticas territoriales de las CC. AA., todo ello satisfaciendo todos los requisitos administrativos vigentes para realizar dichas instalaciones.

- Tratamiento regulatorio apropiado para la recuperación de los costes de transición a la competencia (CTC), de forma que se eliminen las actuales interferencias con el funcionamiento del mercado y se dé a futuro una solución equilibrada entre las empresas productoras y también entre éstas y los consumidores.

- Adecuada integración de los aspectos de la red de transporte y de la operación del sistema en la actividad de generación con toda su diversidad de tecnologías, con el objeto de conseguir un funcionamiento eficiente y seguro del sistema eléctrico.

- Conciliación de los criterios medioambientales, económicos y de funcionamiento del sistema eléctrico en las decisiones asociadas a la nueva instalación y a la operación del sistema, en especial partiendo de la situación de falta de sostenibilidad del actual modelo energético.

- La falta de estabilidad del marco regulatorio, como consecuencia de la incertidumbre que resulta de la necesidad de encontrar una solución satisfactoria a los temas anteriormente expuestos y a otros de menor calado que se irán exponiendo más adelante.

Asimismo se trata de identificar los puntos fuertes del marco regulatorio vigente, de forma que las propuestas del Libro Blanco constituyan en todo caso una mejora significativa sobre la situación actual.

La primera parte de este capítulo se dedica a realizar un diagnóstico o valoración crítica del marco regulatorio actual de la generación. Se ha puesto un especial interés en ofrecer de cada tema una exposición detallada de los antecedentes que permitan entender en qué está fallando el marco regulatorio vigente y cuál debe ser el planteamiento básico de las reformas que se van a proponer. Los grandes temas a tratar son ocho, de forma que esta primera parte del capítulo ha resultado ser bastante extensa. A continuación, en una segunda parte, se exponen las líneas maestras de la propuesta de reforma, definiendo los temas centrales a resolver y los aspectos concretos a tratar.

2.1 El diagnóstico

Antes de comenzar a evaluar críticamente los aspectos concretos del marco regulatorio de la generación en España, es procedente un comentario de carácter general, donde es importante destacar los aspectos positivos que se debieran en todo caso mantener en la reforma que se proponga así como las carencias regulatorias más evidentes.

España ha sido uno de los países de la Unión Europea que ha procedido con más diligencia a acometer reformas regulatorias del sector eléctrico en línea con las directivas y más allá de lo requerido por éstas, como se reconoce en los informes comparativos que periódicamente publica la Dirección General de Transporte y Energía de la Comisión Europea[14]. Entre los aspectos positivos podemos destacar los siguientes:

- El planteamiento y las líneas generales del modelo regulatorio orientado al libre mercado que establece la LSE son correctos en general, a la vista del consenso en materia de regulación que se ha ido estableciendo a partir de la experiencia acumulada y del análisis de los modelos de otros países. La mecánica de los diversos mercados ha funcionado muy satisfactoriamente durante estos siete años.

- El mercado mayorista que se puso en marcha en enero de 1998 ha mostrado su compatibilidad con la operación segura del sistema. A este éxito ha contribuido sin duda

[14] Ver, por ejemplo, el "*Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market. Communication from the Commission*", COM(2004) 863, del 5 de enero de 2005, y los informes análogos de años precedentes.

la experiencia previa de Red Eléctrica de España, como operador independiente del sistema desde 1985, el más veterano de todos los operadores del sistema.

- Se cuenta con empresas nacionales bien establecidas, técnica y financieramente capaces de proporcionar un suministro satisfactorio de electricidad. Hay además un número interesante de nuevos entrantes -la mayoría de los cuales son también empresas muy solventes internacionalmente- y un nivel satisfactorio de nuevas inversiones.

- Los precios de la electricidad están en la zona media-baja en relación a otros países del entorno económico español y la tarifa media se ha reducido en un 32% en términos reales -esto es, en comparación con la evolución del IPC- durante el periodo 1997-2005, aunque, a la vista de lo mostrado en los informes de seguimiento de la DG TREN que se acaban de citar, éste ha sido un efecto común -aunque no tan acentuado- a otros países. El precio del mercado mayorista ha evolucionado hacia valores similares a los precios de otros mercados europeos.

- La calidad de servicio ha sido en general satisfactoria desde el punto de vista de la generación, aunque han tenido lugar varios incidentes que han puesto de manifiesto la necesidad de disponer de mecanismos regulatorios que incentiven y aseguren unos márgenes de cobertura verdaderamente adecuados.

- Está teniendo lugar un fuerte crecimiento -y además con tecnología propia- de la producción con fuentes renovables de energía, que ya ha dejado de constituir una contribución irrelevante a la producción eléctrica nacional.

- Existe una fuerte rivalidad entre las empresas en las actividades sujetas a libre competencia: producción -en sus distintos mercados- y comercialización. Sin embargo, como se verá más adelante, y como consecuencia de factores externos de carácter regulatorio, esta competencia entre las empresas y el equilibrio de mercado al que da lugar son inusuales, ya que con frecuencia no corresponden al comportamiento habitual de productores en un mercado en competencia.

Es evidente que hay muchas cosas que se quieren mantener o potenciar del marco regulatorio actual: Las reglas correctas del mercado, el interés inversor, el crecimiento de la generación con energías renovables, el traslado a la tarifa de todas las mejoras de eficiencia que se puedan conseguir, la rivalidad entre las empresas, la calidad de servicio -aunque debería mejorar-, la buena compatibilidad del funcionamiento del mercado y de la operación del sistema o la presencia de empresas nacionales fuertes con una sólida implantación.

Pero el destacado esfuerzo de reforma regulatoria iniciado en los años noventa básicamente se detuvo con la promulgación de la LSE y de sus más imprescindibles desarrollos a finales de 1997 y comienzos de 1998. Otros desarrollos normativos fueron incomprensiblemente retrasados -como la reglamentación del transporte, distribución y comercialización que entró en vigor en diciembre de 2000- e incluso pospuestos hasta la fecha -como la remuneración de la distribución, la normativa para los sistemas no peninsulares o la del mercado a plazo-. Algunos de los importantes defectos que se observaron tempranamente -como los intercambios internacionales, la resolución de restricciones de red o la

interferencia del mecanismo de garantía de potencia con los contratos bilaterales- han permanecido inexplicablemente sin corregir durante años, entorpeciendo gravemente el funcionamiento del mercado y haciendo difícil la vida de reguladores y regulados.

Algunas normas imperfectas o heterodoxas que tuvieron su sentido durante los primeros años del modelo lo han ido perdiendo y sus efectos perniciosos se han ido sintiendo más y más, como por ejemplo el efecto distorsionador de la recuperación de los CTC por el método de diferencias o la fijación a priori de la senda de tarifas durante un horizonte de varios años. El procedimiento de recuperación de los CTC -establecido como una disposición transitoria de la LSE-, fue diseñado de forma incompleta, al no haberse previsto en forma precisa las distintas eventualidades que podrían tener lugar, como la existencia de déficit en la tarifa o la recuperación por una empresa de los CTC antes del plazo máximo establecido.

Otros asuntos de largo plazo nunca fueron abordados con la suficiente transparencia, aunque estuviesen implícitos en el acuerdo entre Gobierno y empresas previo a la LSE, como es el caso del entorno regulatorio apropiado para los activos de producción a los que se les ha reconocido CTC y cuya vida útil puede extenderse mucho más allá del horizonte temporal convenido para la determinación de la cuantía de estas compensaciones. Los aspectos de estructura del mercado mayorista tampoco han sido reconocidos y enfrentados abiertamente, con el propósito de encontrarles una solución que haga posible un mercado verdaderamente competitivo y con un precio creíble. Otro tema sistemáticamente pospuesto es el tratamiento más adecuado de los grandes consumidores industriales, para los que la electricidad es un factor económico fundamental que condiciona su competitividad, pero que no parece que pueda encontrar una solución satisfactoria fuera de una armonización internacional de criterios regulatorios.

En los ocho apartados siguientes se van a examinar críticamente los aspectos de la regulación de la generación eléctrica que aquí se han considerado más interesantes: el precio de la energía y el poder de mercado, la fiabilidad del suministro, la tarifa eléctrica, el tratamiento de los CTC, el funcionamiento del mercado mayorista -ya en el contexto del futuro Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)-, el mercado minorista y la participación de la demanda, la incidencia de la red de transporte sobre la actividad de generación y la generación eléctrica en un futuro modelo energético más sostenible. A cada uno de estos apartados de diagnóstico le corresponde un capítulo del Libro, en el que se discuten y proponen las correspondientes reformas regulatorias.

2.1.1 El precio de mercado de la energía

De acuerdo a lo establecido en el artículo 11 de la LSE, la producción de energía eléctrica se desarrolla en España en un régimen de libre competencia, basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores, que pueden pactar libremente los términos de los contratos de compra-venta de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos en la Ley y sus Reglamentos de desarrollo, cuyas restricciones se han ido eliminando gradualmente.

El mercado mayorista español se articula alrededor una secuencia de mercados organizados de corto plazo compuesta por un mercado diario, varios mercados intra-diarios, los mercados de reservas de operación -secundaria y terciaria-, un mercado ocasional de desvíos y el mecanismo de restricciones técnicas. La contratación bilateral física está contemplada en la Ley, pero por unos motivos o por otros, entre ellos deficiencias en la normativa que sólo muy recientemente han sido subsanadas, apenas se ha desarrollado, con lo que el mercado mayorista ha funcionado en la práctica como un mercado organizado de corto plazo o *pool* "cuasi-obligatorio". Existe una reducida actividad de contratación bilateral financiera, que se ha desarrollado sin una regulación específica.

OMEL constituyó una de las experiencias pioneras en el contexto tanto mundial como europeo. El mercado diario inició sus operaciones en enero de 1998 y el intradiario comenzó en abril de 1998[15]. En un breve espacio de tiempo se diseñó un conjunto de reglas que, desde el primer momento, permitieron la puesta en marcha de un mecanismo que ha resultado clave para el desarrollo y la maduración del nuevo entorno competitivo.

El monto económico de las transacciones liquidadas por OMEL, el Operador del Mercado de Electricidad, en el pasado año 2004 fue de 8.111 millones de euros, correspondiendo a un volumen anual del mercado de 241.090 GWh. Hay 96 empresas que participan como compradores en el mercado, de las que 14 son agentes externos y 66 son comercializadores, y 135 empresas participan como vendedores, de las que 14 son agentes externos[16].

Si bien, como se ha apuntado, el conjunto del desarrollo reglamentario del mercado ha probado ser mayormente adecuado, en el contexto actual se plantea la necesidad de acometer una actualización de algunas de las reglas que lo rigen. El negocio eléctrico, pasados más de siete años desde el arranque del mercado, ha evolucionado significativamente y con él los diferentes modelos y formas de contratación alrededor de los cuales se articula. Éste parece ser un buen momento, aprovechando la puesta en marcha del Mercado ibérico de electricidad y la necesidad de armonización de la regulación por la que se rigen ambos sistemas, para introducir las mejoras oportunas. Sin embargo, no es éste el énfasis de este apartado, estos aspectos se abordan en la sección 2.1.5 y en el capítulo 7.

Según el artículo 16 de la LSE, la retribución de la actividad de producción incorpora varios conceptos: el precio de la energía -ya se obtenga a partir del equilibrio de la oferta y de la demanda en los mercados organizados de corto plazo o de los contratos bilaterales libremente negociados-, el pago por garantía de potencia y la retribución de los servicios complementarios.

---

[15] Para una información muy completa sobre la puesta en marcha del mercado eléctrico en España, los distintos tipos de mercados y sus características y sus principales fallos y aciertos en la fase inicial, muchos de los cuales persisten actualmente, puede consultarse el informe "El funcionamiento del mercado eléctrico en 1998", CNE, enero de 2000.

[16] Datos facilitados por OMEL en su presentación en el Foro de Debate abierto sobre el Libro Blanco del 9 y 10 de marzo de 2005.

Tal y como lo ilustran las tablas a continuación[17], la mayor parte del volumen económico de las transacciones realizadas se ha producido en el mercado diario -y correspondientemente la mayor componente del precio final de la energía eléctrica responde a este índice-, lo que justifica que concentre la atención primordial del estudio. Pero, por otro lado, no pueden dejarse de lado los mercados intradiarios, de restricciones, de servicios complementarios y de desvíos, pues en ellos se mueven cantidades económicas que como se observa han ido aumentando progresivamente, lo que implica que de ninguna forma puedan despreciarse[18].

Tabla i. Volúmenes económicos de contratación en 2004

Volumen económico		Mercado diario	Mercado intradiario	Restricciones técnicas	Procesos OS	Banda	Garantía de potencia
1998	[%]	70	1	1	5	2	21
	[M€]	3960	822	83	263	114	1198
1999	[%]	71	4	2	2	1	20
	[M€]	4350	212	138	142	28	1245
2000	[%]	74	5	5	3	1	13
	[M€]	5461	352	344	219	57	980
2001	[%]	73	6	5	4	1	11
	[M€]	5567	452	348	293	105	837
2002	[%]	78	5	2	4	2	9
	[M€]	7178	456	206	347	207	847
2003	[%]	73	6	5	3	2	11
	[M€]	5992	506	354	245	168	919
2004	[%]	70	9	5	3	2	11
	[M€]	5800	749	431	276	131	953

Tabla ii. Precio horario final del conjunto del mercado en 2004

Mercado en 2004	Precio horario final	
	[%]	[€/MWh]
Mercado diario	80.6	28.74
Mercado intradiario	0.6	0.20
Restricciones técnicas	3.0	1.06
Operación técnica	3.4	1.20
Garantía de potencia	12.5	4.45

De acuerdo con el mismo Informe, las cuotas de participación por agentes al final del último mercado intradiario, tanto por el lado de la generación como por el del consumo fueron las que se ilustran en las figuras siguientes:

[17] Extraídas de la Memoria anual "Mercado de electricidad 2004", disponible en www.omel.es.

[18] La relevancia de estos mercados posteriores es de esperar que, ante el eventual desarrollo de la contratación a plazo, sea en el futuro significativamente mayor.

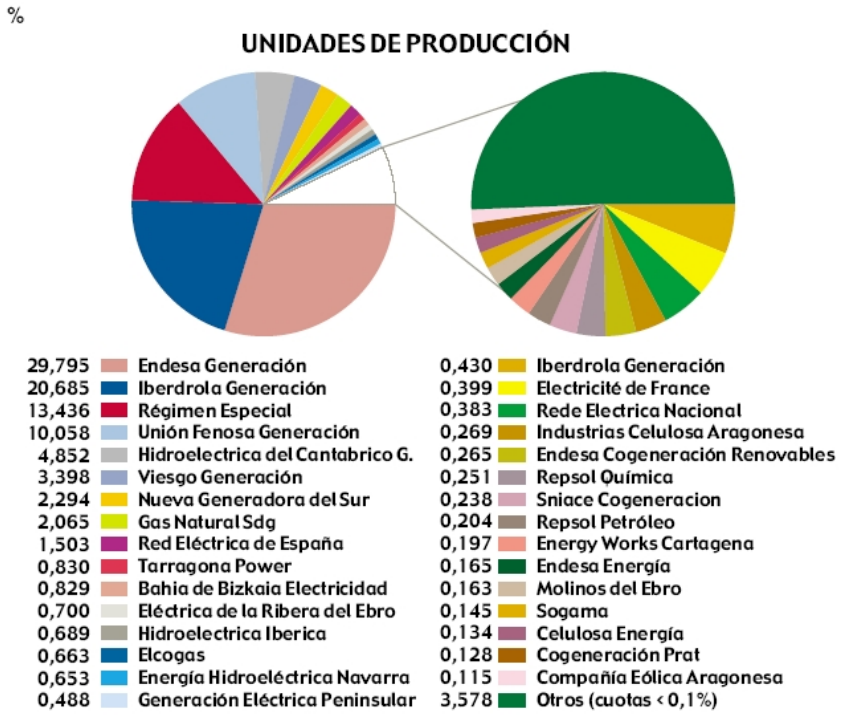

Figura 1. Cuotas de generación por agentes en OMEL en marzo de 2005

Con respecto al mercado minorista, Iberdrola, con el 37,8% de cuota, fue el líder en el mercado liberalizado de electricidad en España el pasado año, seguida de Endesa, con un 35,0%, según el último Boletín sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular, publicado por la Comisión Nacional de la Energía[19]. Le siguen, en el orden de mayor a menor, Unión Fenosa, con el 8,6% del mercado, Hidrocantábrico con el 4,9% -donde no se ha contado a EDP- y Gas Natural, con el 5,7%. Este informe también constata 'el considerable incremento de consumidores de baja tensión, pymes y domésticos, que han accedido al mercado'. A 31 de diciembre de 2004, 1,35 millones de pequeños consumidores habían comprado su suministro eléctrico en el mercado liberalizado. El 34% de la energía consumida el pasado año se compró en el mercado, y el resto optó por adquirirla a tarifa. Respecto al grado de fidelización, el 80% de los consumidores que pasaron al mercado liberalizado lo hizo con la comercializadora del mismo grupo empresarial que el distribuidor que tenía, y sólo un 20% se fue a la comercializadora de otro grupo. El índice de fidelización ha ido descendiendo gradualmente desde el 98% registrado en 1999. Entre los consumidores de alta tensión ha habido un movimiento de doble dirección: mientras que unos han vuelto al mercado a tarifa, otros han salido al mercado. En diciembre de 2004, el 47% de los clientes de alta tensión había accedido a mercado, lo que representa el 30% de la energía total consumida.

Estas cifras acerca de apertura a la competencia, cambio de suministrador y nivel de fidelización en el mercado minorista español son, en principio, bastante positivas, aunque

[19] "Boletín informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular. Periodo analizado: cuarto trimestre del año 2004", Dirección de Relaciones Externas y Documentación, Comisión Nacional de la Energía, marzo de 2005.

un análisis más detallado -como se verá más adelante en la sección 2.1.6 y en el capítulo 8- detecta algunas serias deficiencias. En lo que respecta al tema aquí tratado, el asunto de más relevancia es la competencia que las tarifas reguladas le hacen a la comercialización en el libre mercado, ya que actualmente todos los consumidores tienen la opción de permanecer a tarifa o pasar a mercado, y las tarifas para algunas categorías de consumidores son claramente inferiores al precio que podrían obtener previsiblemente en el mercado, con lo que nunca querrían cambiarse. Este aspecto es correctamente señalado en el reciente informe de seguimiento del Mercado Interior de Gas y Electricidad por la Comisión Europea[20], como uno de los mayores obstáculos para el desarrollo de competencia en el mercado.

En el resto de este apartado, se realiza un análisis crítico de la estructura y funcionamiento del mercado, con el fin de evaluar si se dan las condiciones necesarias para que se pueda confiar en que el mecanismo de mercado cumplirá eficazmente su misión como revelador del precio de la energía eléctrica. Este análisis se enfoca no sólo a examinar el contexto actual, sino que pretende extenderse para evaluar si el estado del mercado que se prevé a medio plazo permitirá extraer conclusiones diferentes.

Existencia y ejercicio de poder de mercado

Se define poder de mercado como la capacidad de modificar en beneficio propio el precio del mercado, respecto al nivel que tendría en competencia[21]. Algunas definiciones de poder de mercado requieren la condición de que esta capacidad de modificación de los precios pueda ser mantenida durante un 'periodo significativo de tiempo'[22]. Por ejemplo, la Comisión Reguladora de la Electricidad y del Gas (OFGEM) en el Reino Unido propuso[23] como definición de que una empresa productora tendría poder de mercado, si pudiera ocasionar un cambio en el precio del mercado mayorista:

---

[20] "*Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*", COM(2004) 863 final, Commission of the European Communities, January 5, 2005.

[21] Ver, por ejemplo, "*Power system economics: Designing markets for electricity*", S. Stoft, IEEE Press, 2002, p. 318. El artículo 6 de la Ley 16/1989 de Defensa de la Competencia (LDC) establece la prohibición de los acuerdos entre empresas restrictivos de la competencia y del abuso de posición de dominio, incluso si dicha posición ha sido establecida por disposición legal. Pero la LDC, al igual que el Tratado CE, no define el concepto de posición de dominio ni de abuso. Además la normativa española prohíbe también la explotación abusiva de situaciones de dependencia económica y la competencia desleal.

[22] Éste es el caso de Departamento de Justicia (DOJ) o de la Comisión Federal de Comercio -*Federal Trade Comisión,* (*FTC*)- de los EE. UU. que exigen un periodo tan largo como uno o dos años. Sin embargo en los mercados eléctricos se pueden obtener márgenes de beneficio muy sustanciosos en unas pocas horas de precios muy elevados. La definición de poder de mercado de la FERC -*Federal Energy Regulatory Commission* de los EE. UU.- en su Diseño Estándar del Mercado no incluye ninguna condición temporal.

[23] En su infructuoso intento de establecer una condición de *market abuse* en las licencias de los generadores.

- del 5% durante más de 30 días en un año,
- o del 15% durante más de 10 días en un año,
- o del 45% durante el 1% de un año -unas 80 horas-,

lo que viene a suponer la capacidad de modificar el precio medio anual en menos de 0,5%, tal vez un requisito muy exigente. Es relevante recordar aquí que también puede ejercerse poder de mercado para reducir los precios, lo que puede resultar beneficioso para algunas empresas productoras bajo determinadas condiciones. Las formas en las que típicamente se ejerce el poder de mercado -cuando lo que se pretende es incrementar los precios- es retirar capacidad -e. g. alegando que no está disponible- u ofertando precios por encima de los costes variables de producción -que pueden incluir todos los conceptos pertinentes de coste, tales como costes de arranque o de mantener la unidad a mínimo técnico-.

Es importante advertir que una cosa es la existencia de poder de mercado -esto es, como acaba de explicarse, que haya capacidad por parte de algunos agentes para manipular los precios- y otra muy distinta el que exista abuso de este poder de mercado por parte de alguno de los agentes. Así, podría considerarse como una indicación de normalidad del precio spot del mercado mayorista español -a partir de los datos que se ofrecen en el anteriormente citado informe de seguimiento de la Comisión Europea- el que este precio medio ha estado bien alineado durante el último año -aunque no anteriormente- con el de los restantes operadores del mercado -*power exchanges*- de otros países europeos. Este indicador señalaría la posible ausencia de abuso de poder de mercado, pero no la ausencia de poder de mercado.

El funcionamiento del mercado español

Se trata ahora de dar respuesta a las preguntas siguientes: ¿Funciona correctamente el mercado español? ¿Hay un poder de mercado excesivo? ¿Se ha ejercido este poder de mercado?

Diversas medidas se han utilizado para medir el nivel de competencia en un mercado eléctrico. Un amplio comentario sobre las mismas se ofrece más adelante en el capítulo 3. Con respecto al mercado eléctrico español, las empresas e instituciones que han sido consultadas durante la elaboración de este Libro Blanco sobre este importante aspecto del mercado han presentado puntos de vista que han sido en buena parte contradictorios, como se puso de manifiesto en el Foro abierto de Debate sobre el Libro Blanco que tuvo lugar los días 9 y 10 de marzo en la Universidad Pontificia Comillas[24]. Aquí se presenta la valoración que la Comisión Europea ha emitido sobre este asunto en su último informe anual de seguimiento de la implantación de los mercados internos de gas y electricidad, y que tiene

[24] Los documentos presentados en dicho Foro de Debate pueden consultarse en la página web del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, http://www.iit.upco.es/ForoLibroBlanco/.

la ventaja de mostrar la situación relativa del mercado español respecto a otros estados miembros de la Unión Europea[25].

En el anexo 3, dedicado a medidas de competencia, el informe de la Comisión Europea presenta la tabla con el porcentaje del mercado de generación que es cubierto por la mayor empresa productora y por las tres mayores. Estas cifras son 40 y 80%, respectivamente, en el caso español, en el rango medio de la tabla de los 25 países de la Unión. Estos porcentajes se reducirían algo en el contexto más amplio del MIBEL, al integrar a España y Portugal en un único mercado. El informe comenta que '… mercados exitosos, como el nórdico o el del Reino Unido, tienen entre 5 y 10 empresas competidoras en generación de mayor tamaño, más un conjunto de otras empresas de un tamaño marginal. En estas circunstancias parece que los consumidores tienen una percepción razonable de que existe un mercado competitivo, tanto cuando los precios suben como cuando bajan. En otros países y regiones la estructura del mercado es menos favorable, en particular cuando los mercados eléctricos de los estados miembros no están suficientemente integrados entre sí'. Y también que 'La estructura de mercado es un problema grave en muchos lugares del mercado interior de electricidad de la Unión Europea y parece evidente que solamente aquellas regiones con un número suficiente de agentes, como el Reino Unido y el mercado nórdico, han sido capaces de conseguir un mercado realmente competitivo.'

A este respecto, el informe muestra también la relevancia de la interconexión en relación con la estructura del mercado. La capacidad de importación española (2,2 GW) con respecto a la capacidad instalada de generación (56 GW) es solamente del 4%, el segundo porcentaje más bajo de los 25 países, solamente por detrás del Reino Unido. En este caso el porcentaje aún empeora al considerar el MIBEL, pues aumenta la capacidad instalada de producción y se reduce la capacidad de interconexión con estados miembros de la Unión Europea a la de la interconexión con Francia solamente[26]. En relación al aspecto de la concentración horizontal el informe concluye que 'Mucho se ha conseguido desde la introducción de competencia, incluyendo el establecimiento de los principios de acceso regulado de terceros a la red, la separación de las actividades de red y un cierto grado de integración de los mercados nacionales en agrupaciones de mayor tamaño. Sin embargo, como se ha identificado en muchos informes previos de la Comisión, el tema de la concentración es ahora el obstáculo más importante para el desarrollo de una competencia más vigorosa. Mientras esto persista, los consumidores pueden perder la confianza en el mercado y pueden reclamar una mayor regulación'.

Puntos de vista como el recién descrito no hacen sino abundar en la persistente desconfianza por parte del regulador español en la utilización sin reservas del precio de mercado, lo que se ha traducido, por ejemplo, en la reticencia a aceptar su traslado automático a la tarifa integral.

---

[25] "*Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*", COM(2004) 863 final, Commission of the European Communities, January 5, 2005.

[26] Y al tiempo, no se incrementa en ningún sentido el número de agentes, dado que EDP ya está presente en el mercado español a través de Hidrocantábrico.

Para poder expresar una opinión al respecto, este Libro Blanco recurre a dos métodos de análisis: por un lado, una revisión crítica de la experiencia del mercado hasta la fecha y, por otro, el examen de algún indicador fiable del nivel de concentración del mercado español a medio y a largo plazo.

El estudio de la experiencia extraída desde la reestructuración que se puso en marcha en el año 1998 pone en evidencia que ya desde entonces, la estructura empresarial se consideró inadecuada para un mercado en competencia[27]. El problema fue puesto de manifiesto ya desde el primer informe al respecto de la por entonces Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, opinión que con el paso del tiempo ha venido confirmando en sucesivas comunicaciones. Incluso en estos últimos años, de forma explícita o implícita, los propios agentes se han cruzado acusaciones públicas -y denuncias ante el regulador- no sólo acerca de la existencia del problema, sino incluso de la aparición de comportamientos contrarios a la competencia.

A pesar de ello, no puede afirmarse que las situaciones de abuso de posición dominante hayan sido características del mercado diario en sus siete años de vida. El mecanismo de recuperación de los CTC ha constituido ciertamente un freno -imperfecto y en muchas ocasiones ineficiente- al ejercicio de poder de mercado. Esto, junto con otros motivos menos tangibles -el propio interés de los agentes incumbentes en no dinamitar el proceso liberalizador- ha supuesto que, finalmente los niveles de precios no hayan sido muy distintos de los observados en otros sistemas europeos y, si bien a un ritmo menor del deseable desde el punto de vista del regulador, han aparecido nuevos agentes que permiten augurar que las condiciones poco a poco podrán ir acercándose a lo que sería adecuado desde el punto de vista competitivo.

De cara al futuro, dos aspectos destacan sobre los demás en lo que al análisis de la concentración horizontal se refiere. Por el lado positivo, la mencionada llegada de nuevos agentes con acceso a la que se anuncia como la tecnología marginal permite esperar un mercado más competitivo. Sin embargo, por el lado "menos positivo", la desaparición del actual mecanismo de CTC que este Libro Blanco propone actuaría en el sentido contrario, determinando un nuevo marco que requiere ser analizado con detalle antes de recomendar otra suerte de medidas, que parten como condición necesaria no sólo de la ausencia de abuso de posición dominante, si no de la minimización de la probabilidad de que esa situación pueda darse. Para poder confiar en el precio de la energía no basta con no tener evidencia de que se haya abusado del poder de mercado que pudiese existir, sino que no exista suficiente poder de mercado como para que se pueda abusar de él significativamente en el futuro.

En el capítulo 3 se examinará la existencia de poder de mercado a partir de planteamientos teóricos sobradamente contrastados y apoyándose en herramientas cuantitativas adecuadas. Pero para emitir un rápido diagnóstico no son realmente necesarias. Es evidente que las dos

[27] El arranque del mercado ya vino precedido de una medida, la autorización de la absorción por parte de Endesa de FECSA, ENHER y Sevillana de electricidad, en el sentido contrario de lo que cualquier análisis riguroso de niveles de concentración admisibles hubiera considerado adecuado.

mayores empresas productoras en el mercado español actual, y también en el previsible a medio plazo, durante un importante número de horas del año con un nivel de demanda suficientemente alto pueden subir el precio del mercado al máximo valor que permitan las reglas del mismo, sin más que retirar un determinado volumen de capacidad de producción de una cualquiera de ellas[28]. Esto les da un poder de mercado simplemente intolerable.

Este problema se acrecienta como es lógico cuando el análisis se extiende al resto de mercados: restricciones, desvíos, reservas y regulación. El número de agentes no es mayor, y dado que la naturaleza del producto es sensiblemente diferente -e. g. no todas las centrales de generación pueden ofertar su energía en igualdad de condiciones al mercado de secundaria-, cualquier situación de potencial poder de mercado en el mercado diario se puede acrecentar.

Si bien estos mercados posteriores al diario no han dejado nunca de estar sometidos a cierta crítica, ha sido en estos últimos tiempos cuando la polémica se he recrudecido. Si, como se ha comentado, por un lado algunos de los principales agentes argumentaban que el mecanismo de CTC estaba motivando prácticas de precios predatorios, por otro se apuntaba la existencia de abuso de posición dominante de cara a la programación de grupos por restricciones o en el mercado de banda de regulación secundaria. Ante esta situación, la CNE comenzó a finales del mes de junio de 2004 a realizar un análisis detallado del comportamiento del mercado, análisis que se tradujo en el "Informe sobre la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica en el periodo enero-septiembre 2004".

En su informe, la CNE trata la influencia/interferencia de los CTC en la participación de los generadores en el mercado -pronunciándose en términos similares a los de este Libro Blanco- y aborda el análisis crítico de varios aspectos relativos a estos mercados posteriores.

Desplazamiento de compras al mercado intradiario

Desde junio de 2004, se observó un desplazamiento importante de compras desde el mercado diario al intradiario, práctica que se mantuvo un buen número de meses y fue seguida de manera casi general por las empresas comercializadoras, La CNE estima que se trata de un 'comportamiento contrario a la normativa del mercado' y que 'sus efectos sobre la formación de precios en el mercado fueron sin duda muy importantes'.

Este comportamiento constituye un buen ejemplo de cómo un diseño reglamentario deficiente puede servir de impulso -e incluso justificación[29]- a comportamientos anómalos.

---

[28] En términos más técnicos, se dice que estas empresas de generación son "pivotales" durante estas horas. Para que una empresa sea pivotal, basta que el ratio de la capacidad de generación de la empresa dividido por la suma del margen de capacidad de reserva del sistema en horas de punta, más la capacidad de importación del sistema, sea mayor que la unidad.

[29] La CNE apunta al tiempo que esta situación podía haberse dado hacía años y sólo a partir de junio de 2004 comenzó a ocurrir. Valga por tanto también como un buen ejemplo para ilustrar cómo el hecho de que los agentes abusen de la posibilidad de aprovecharse de una deficiencia normativa no

Como la propia CNE indica, 'las reglas de liquidación favorecían que se produjese esta distorsión del funcionamiento del mercado, al imputar los sobrecostes del proceso de resolución de restricciones técnicas exclusivamente a las transacciones realizadas en el mercado diario'. El reciente Real Decreto 2351/2004[30], en su Anexo, modifica la asignación y liquidación de los costes derivados del procedimiento de resolución de restricciones técnicas, solventando esta deficiencia reglamentaria. Queda abierto el tema de si debe evitarse y cómo evitar -en su caso- la utilización de los mercados intradiarios por encima de lo que pueda considerarse "normal".

Proceso de restricciones técnicas

La experiencia hasta la fecha ha mostrado que la función fundamental del proceso de restricciones técnicas típicamente ha sido aportar energía reactiva en determinadas zonas geográficas para evitar el riesgo de colapso de tensión. Las condiciones de funcionamiento por restricciones técnicas provocan costes superiores a los correspondientes al coste variable del combustible y por tanto superiores a los precios del mercado diario.

La problemática asociada a la programación de grupos por restricciones se puede descomponer en dos aspectos. Por un lado, de nuevo un diseño inadecuado de una regla del mercado, la obligación de presentar una única oferta por cada grupo de generación, ha conducido a resultados ineficientes, resultados no necesariamente achacables a conductas incorrectas por parte de los agentes. Al igual que en el anterior caso descrito, el Real Decreto 2351/2004 aborda este problema planteando una modificación de la regla.

Por otro lado, la discusión sobre la idoneidad de la aplicación de criterios de mercado para determinar la remuneración de los grupos programados por restricciones sigue abierta. En palabras de la CNE, 'La programación de grupos por restricciones técnicas genera situaciones de monopolio o de posición de dominio que pueden dar lugar a un abuso por parte de los agentes'. Las restricciones técnicas generan oligopolios zonales -o monopolios, es frecuente el caso de que esta situación se produzca en una zona en la que tan sólo una única empresa puede ofertar el servicio-. Se plantean por tanto situaciones que claramente ponen en cuestión el que un mecanismo de mercado sea la forma adecuada de remuneración. El apartado 7.4 abordará una reflexión sobre este procedimiento, proponiendo el marco que se considera más adecuado para regular la gestión de las restricciones técnicas, de forma que se garantice una remuneración apropiada a las centrales que ofrecen el servicio.

Mercado de banda de regulación secundaria

El diseño del mercado de reserva secundaria, y en general de los mercados de servicios complementarios, ha sido desde el origen uno de los componentes de la regulación

---

debe ser excusa para evitar abordar el problema, porque la experiencia demuestra que más tarde o más temprano, el problema puede aflorar, con el inevitable quebranto a la credibilidad del mercado.

[30] 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.

española más alabados. En un escasísimo espacio de tiempo se diseñó una secuencia de mercados que ha resultado desde el inicio de gran apoyo para la coordinación eficiente de la generación. Sin embargo, por la peculiar naturaleza de las centrales que pueden ofrecer el producto, de nuevo nos encontramos con un mercado más "estrecho", en el cual los problemas detectados en el mercado diario pueden agravarse. El funcionamiento a lo largo de estos años ha sido razonablemente correcto hasta mediados de 2004, momento en el que se produce un fuerte aumento del precio, en el cual los análisis de la CNE perciben posibles abusos de posición de dominio. Este Libro Blanco analiza en detalle este problema y plantea las modificaciones que se considere puedan contribuir a solventar los problemas que se puedan detectar, ver el apartado 7.3.2.

Como queda ilustrado por lo que se acaba de describir, de la misma forma que los CTC han ejercido una influencia distorsionadora sobre el mercado diario, la existencia de reglas incorrectas ha contribuido a poner en entredicho el correcto funcionamiento de estos mercados. Afortunadamente, este problema tiene más fácil arreglo: se detecta cierta unanimidad por parte de los agentes y la Comisión Nacional de la Energía[31] sobre la conveniencia de acometer la mayoría de las reformas y una mayor agilidad de la actual Administración en llevar a cabo las modificaciones que se consideran justificadas. Algunas de estas reformas, como se ha apuntado previamente, ya están en curso o incluso han entrado en vigor.

Resumen

No se puede decir que en los años que distan desde el arranque del mercado no haya habido competencia, pero sí que es cierto que se ha tratado de una competencia *sui generis*. Con el paso del tiempo se ha acrecentado una "rivalidad" creciente, personalizada particularmente acerca de aspectos periféricos al propio mercado -pero claves para las estrategias de medio y largo plazo de las empresas-: e. g. los CTC o el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión. Enumerados someramente, se puede afirmar que los problemas detectados han sido:

- La existencia de poder de mercado, debida a los elevados niveles de concentración.
- La distorsión introducida por el mecanismo de recuperación de los CTC, que se ha visto agravada a su vez por la existencia de posiciones de dominio, lo que en determinados momentos -por ejemplo en los primeros años de funcionamiento del mercado- ha permitido a algunos agentes ofertar con objetivos distintos de la mera revelación de los costes, como por ejemplo, ofertar con el objetivo de asegurar una cuota de mercado acorde con la correspondiente a las de reparto de los CTC por diferencias.

  Al tiempo, conviene no olvidar el relevante papel como mecanismo imperfecto de mitigación del poder de mercado que ha tenido el mecanismo de recuperación de los

[31] Ver por ejemplo el "Informe sobre la propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica", aprobado por el Consejo de Administración de la CNE de 18 de septiembre de 2003.

CTC. Si se separa este mecanismo del funcionamiento del mercado, el poder de mercado se agrava, lo que impide dar credibilidad al precio de la energía.

- El defectuoso diseño de algunas reglas ha ejercido una influencia perniciosa sobre el mercado, enviando señales que incentivan comportamientos no regidos por criterios de eficiencia.

Lo más preocupante es que, aunque con una revisión del mecanismo de recuperación de los CTC y con una reforma de las reglas del mercado se corrigieran los problemas de los puntos segundo y tercero que se acaban de enunciar, con la estructura del mercado actualmente existente y con la previsible a medio plazo puede afirmarse que el problema del poder de mercado de algunos agentes a causa de la elevada concentración horizontal en la producción de energía seguiría impidiendo confiar en el precio que resultase del mercado. ¿Cómo puede hacerse esta afirmación tan tajantemente sobre una situación hipotética a futuro? Como se verá en el capítulo 3 sobre mitigación de poder de mercado, donde este asunto se examina en detalle, para realizar esta afirmación debe recurrirse a modelos de simulación del sector eléctrico que representen de la forma más realista posible el comportamiento oligopolista de los agentes, tratando de utilizar las reglas del mercado en su favor para maximizar su beneficio. El anejo del capítulo 3 de este documento describe el modelo que aquí se ha utilizado para analizar esta situación y que, sin ningún lugar a dudas, indica la existencia de un nivel inaceptable de poder de mercado en el sistema eléctrico español contemplando tanto su estructura actual, como la que se augura en el medio plazo[32]. Es cierto que la situación actual de concentración horizontal ha mejorado notablemente con respecto a la existente en enero de 1998 cuando se puso en marcha el mercado eléctrico. Es cierto también que la mezcla de tecnologías que previsiblemente determinará el precio marginalista de la producción de electricidad en el mercado español durante los próximos años -con un claro predominio de los ciclos combinados de gas- contribuirá a reducir las posibilidades de ejercicio de poder de mercado. Pero aún así, la situación de predominio de las dos mayores empresas productoras conduce a los resultados anteriormente citados.

Como consecuencia de la desconfianza que conlleva todo lo anterior, en la regulación del sector eléctrico español de hecho se está ignorando el precio del mercado mayorista, cuando se trata de un elemento central en la Ley del Sector Eléctrico, según la cual debiera desempeñar un papel esencial en la liberalización de las actividades de generación y comercialización, así como en la determinación de la tarifa. El precio del mercado es también clave en el diseño de una correcta política medioambiental y de participación de la demanda. En la metodología de tarifas del Real Decreto 1432/2002 -que se ha venido utilizando en la determinación de la tarifa eléctrica de los años 2003 y 2004, y que en principio debiera aplicarse hasta 2010- se mantiene la ficción de un coste de generación independiente de la realidad del mercado. Sin embargo, es el verdadero precio del mercado

[32] La experiencia en el diseño y utilización de este tipo de modelos del equipo que ha trabajado en la elaboración del Libro Blanco avala también el aserto de que se hubiera obtenido una respuesta semejante con otras variantes posibles de modelos oligopolistas del mercado eléctrico que se pudieran haber empleado.

el que debiera reflejarse en la tarifa a pagar por los consumidores que permanezcan acogidos a ella. De lo contrario la tarifa llevará con gran probabilidad -y así está ocurriendo cada año- a un excedente o a un déficit de ingresos, ambos con consecuencias negativas, ya sea sobre los consumidores o sobre la remuneración de alguna de las actividades eléctricas[33].

La propuesta de reforma de este Libro Blanco se centra en el objetivo de devolver al precio de mercado de la energía el lugar central que le corresponde en el marco regulatorio de la LSE. El anexo sobre competencia en electricidad del citado informe de la Comisión Europea concluye afirmando que 'Los Estados Miembros necesitan seguir una política activa de competencia. Si no se pudieran implantar inmediatamente remedios estructurales al poder de mercado, entonces son imperativas medidas que aseguren ofertas justas y transparentes en los mercados mayoristas. Una posición de dominio en la generación tiene el riesgo de arruinar el mercado de suministro eléctrico'.

En el capítulo 3 se estudia qué nivel de concentración es aceptable para que la potencial manipulación del precio de la energía se reduzca a límites aceptables, se examinan diversos procedimientos para mitigar el poder de mercado y se recomiendan aquellos que interfieren lo menos posible con la libertad de actuación de las empresas y con el funcionamiento del mercado.

2.1.2 La fiabilidad del suministro

Existe total unanimidad sobre la relevancia de la fiabilidad del suministro eléctrico para nuestra sociedad y sobre el hecho de que uno de los objetivos que debe cumplir el mercado es proporcionar el suministro con un nivel de fiabilidad suficiente. El acuerdo no es completo, sin embargo, acerca de cómo conseguir este objetivo. Hay varios aspectos cruciales que todavía están poco claros, en nuestro país e internacionalmente. ¿Bajo qué condiciones es capaz un mercado competitivo de electricidad de garantizar la fiabilidad del suministro? ¿Deben introducirse medidas regulatorias adicionales al propio funcionamiento libre del mercado? ¿Permanentemente? ¿Sólo cuando se prevén condiciones de escasez? ¿Que un sistema eléctrico sea fiable significa que debe estar siempre dispuesto a atender cualquier demanda y que no se espera una respuesta de los consumidores cuando hay escasez de producción?

A este respecto, conviene distinguir dos vertientes del problema: por una parte, la *seguridad* del suministro abarca todos los aspectos relativos a cómo conseguir que los grupos generadores que existen en el sistema proporcionen una respuesta adecuada para mantener la fiabilidad en el corto plazo; por otra parte, la *suficiencia* de las instalaciones incluye aquellas medidas que deben tomarse para hacer que el volumen de capacidad de generación instalada en el mercado sea la adecuada para proporcionar un servicio fiable.

---

[33] Con el actual mecanismo de recuperación de CTC por diferencias los excedentes se aplican a recuperar una mayor cantidad de CTC de la inicialmente prevista y el déficit exige su devolución por parte de los generadores. En definitiva es el Gobierno al fijar la tarifa quien predetermina que ocurra una u otra cosa.

Existe un cierto consenso en la experiencia internacional acerca de que el problema de la seguridad puede ser tratado satisfactoriamente mediante la creación de mercados de operación *ad-hoc* manejados por el Operador del Sistema[34], en los que éste puede comprar a los generadores -y también a los consumidores, aunque en la práctica esto es menos frecuente- los volúmenes que precise de diferentes tipos de reservas de operación, u otros productos análogos. De este modo, la seguridad del suministro -o fiabilidad de corto plazo- se puede incluir dentro de la etiqueta de "funciones del Operador del Sistema" y, de hecho, es el motivo de fondo que explica una buena parte de dichas funciones. Éste es el enfoque que se sigue en la gran mayoría de los mercados relevantes de la experiencia internacional, y también el que se sigue en España[35].

En el tema de la suficiencia, o cómo conseguir que la capacidad instalada permita satisfacer la demanda de forma fiable, no se ha alcanzado un consenso equivalente. En teoría, el precio de la energía por sí mismo debería ser suficiente para atraer las nuevas inversiones. Los potenciales nuevos entrantes estimarían los niveles de precios previstos para el largo plazo en el mercado y decidirían construir una central cuando estos precios les proporcionasen ingresos suficientes para conseguir la rentabilidad que desean para sus inversiones. Éste es el fundamento del mercado. Sin embargo, en la práctica se trata de un proceso con una incertidumbre elevada -por la evolución de la demanda, de la hidrología, etc.- que tiende a dar lugar a que aparezcan ciertos periodos con escasez de generación, precios elevados y normalmente racionamiento de la demanda.

En efecto, la incertidumbre sobre los ingresos futuros, unida a la percepción del riesgo de los generadores, hace poco atractiva la inversión en generadores de punta, para los que es incierto obtener un margen de explotación suficiente para cubrir sus costes de inversión. Sin embargo, este tipo de inversión es necesaria para mejorar la fiabilidad del sistema. Por ello, y teniendo en cuenta el notable impacto que una falta de suministro tiene para la sociedad y para el regulador, un número creciente de mercados está optando por implantar algún tipo de mecanismo específico que permita asegurar que el volumen de generación instalada en el sistema podrá cubrir la demanda de forma satisfactoria.

Además, cuando el margen de generación del sistema es muy estrecho -es decir, cuando todos o prácticamente todos los generadores son necesarios en el sistema-, es muy fácil para un generador aumentar el precio del mercado, ya que en esos casos apenas existen otros generadores que puedan reemplazar a una oferta a la que se le aumente artificialmente el

---

[34] Existen elementos característicos de los mercados de energía eléctrica como la imposibilidad del almacenamiento a gran escala, la necesidad de una velocidad de respuesta rápida por parte de algunos generadores durante la operación en tiempo real, o la existencia de restricciones técnicas complejas asociadas a la red de transporte -límites de tensión, de estabilidad, etc.- que explican por qué estos aspectos de seguridad necesitan un tratamiento específico en los mercados de electricidad, a diferencia de lo que sucede en otros mercados.

[35] Se verá más adelante cómo los instrumentos regulatorios orientados a mejorar la suficiencia pueden también incluir mecanismos para mejorar las condiciones de disponibilidad de los generadores en el ámbito del corto plazo. Éste es el caso de la reforma de la garantía de potencia que se propone en el apartado 4.3.

precio. En la práctica, los mercados en situaciones de márgenes muy estrechos tienden a dar picos de precio y se puede decir que, mientras la demanda sea muy inelástica en el corto plazo, en este tipo de situaciones el mercado no funciona correctamente. Para conseguir que los precios del mercado sean fiables en la mayoría de las horas es conveniente asegurar que serán pocas las ocasiones en las que el margen sea estrecho y, por tanto, es necesario asegurar que se cuenta con generación instalada suficiente como para abastecer la demanda con holgura. Si este margen es en general necesario aunque el sistema no esté liberalizado, por motivos de fiabilidad, cuando existe un mercado es todavía más importante, para garantizar que la competencia en las puntas de demanda es suficiente.

No existe demasiado acuerdo entre los expertos sobre qué medidas son las más adecuadas para alcanzar este objetivo. De hecho, ni siquiera existe un acuerdo claro sobre si es preciso tomar alguna medida o no. En todo caso, los mecanismos más relevantes que han sido utilizados en la práctica se pueden agrupar en estos cuatro bloques:

- Licitaciones. La Directiva 54/2003 establece la posibilidad de que un Estado Miembro realice licitaciones de energía, y como resultado asigne contratos de compra de energía de largo plazo a los generadores que resulten ganadores de esa subasta, cuando detecte que no se van a producir suficientes inversiones en el sistema. Se trata de un mecanismo muy intervencionista, que aquí se considera que debería ser contemplado únicamente como un último recurso, por lo que sería preferible adoptar alguna de las otras alternativas siempre que fuese posible.

- Pagos de capacidad. Consisten en realizar un pago -calculado administrativamente- a los generadores del mercado, de forma proporcional a alguna estimación de su contribución a la fiabilidad del sistema -simplificando, proporcional a su potencia instalada modificada por algún criterio que mida la fiabilidad del grupo-. Todos los generadores existentes en el sistema reciben este pago que, al ser un ingreso conocido y estable, se espera que sirva para atraer a nuevos entrantes. Este tipo de método es muy frecuente en Latinoamérica, y también el mecanismo español pertenece a esta familia.

- Mercados de capacidad. Consisten en imponer a los consumidores -o a quienes los representen en el mercado- la obligación de adquirir una potencia firme igual a su demanda más un cierto margen de reserva. Al mismo tiempo, se asigna de forma administrativa a cada uno de los generadores cuál es el valor de su potencia firme, de modo que pueda venderla a los consumidores, bien en una subasta organizada o bien de forma bilateral. De este modo, el precio de la potencia se determina a través del mercado. Este tipo de mecanismos se emplean desde hace años en los mercados del noreste de Estados Unidos -New England, PJM, etc.-[36].

- Mercados de reservas. Consisten en adquirir un bloque de energía con una cierta antelación -típicamente, seis meses, o un año- con el compromiso de que esa energía

[36] Uno de los inconvenientes de esta metodología que se han detectado en la práctica es que los precios de las ventas pueden ser relativamente volátiles a lo largo del año, mitigando de alguna forma el efecto de atracción de la inversión que tiene un pago estable.

esté disponible para ser empleada cuando el resto de la generación del sistema se haya agotado. La idea consiste en asegurarse una cierta reserva suplementaria para los casos de emergencia. Este tipo de esquemas se ha empleado recientemente en Suecia y en Holanda, aunque todavía no se pueden analizar sus resultados[37].

La regulación española ha optado por un enfoque moderadamente intervencionista, que tiene algunas ventajas y también unos cuantos inconvenientes. Aquí se tratará de poner unos y otros de relieve, con el objetivo de proponer algunas mejoras importantes del mecanismo actual, ya que no se ha considerado necesario modificar su naturaleza básica.

El conjunto de procedimientos existentes en la regulación española destinados a fomentar de un modo u otro la fiabilidad del suministro se agrupan de la siguiente forma -estos mecanismos se describen con más detalle en las páginas siguientes-:

- Existen diversos informes y procesos de planificación, repartidos entre Red Eléctrica, la CNE y el Ministerio, que abarcan desde la planificación obligatoria de las redes de electricidad y de gas hasta el informe -no vinculante, sólo diagnóstico- de cobertura de la demanda que realiza el Operador del Sistema, incluyendo los procesos de seguimiento por los que tanto la CNE como REE van actualizando la información empleada en sus informes previos. Toda esta información es útil tanto para tomar las decisiones correspondientes a las actividades reguladas -inversión en redes-, como para ayudar a los agentes en el proceso de toma de decisiones de las actividades no reguladas -inversión en generación-, y también para evaluar el funcionamiento de las medidas regulatorias mencionadas en el punto anterior.

- Aunque no es una medida específica de garantía de suministro, el proceso de autorización de las instalaciones de nuevos equipos juega un papel clave en la suficiencia de la generación. El conjunto de procedimientos y permisos necesarios para construir un grupo se demora en el tiempo, y puede llegar a tener una influencia notable en el problema de la fiabilidad.

- Los generadores reciben un cargo por garantía de potencia. A su vez, este cargo lleva implícitas ciertas obligaciones para demostrar la disponibilidad del grupo: los generadores deben funcionar al menos 480 horas al año para recibirlo, y además deben contar con unas ciertas reservas estratégicas de combustible que les permitan asegurar la producción.

- El Operador del Sistema convoca una serie de mercados de reservas: reserva secundaria y reserva terciaria. Además, tiene la posibilidad de dar instrucciones en tiempo real a los agentes en caso de emergencia. Un elemento adicional con que cuenta es la posibilidad de interrumpir a algunos grandes consumidores -pocos en la actualidad- si la generación disponible no es suficiente, que a cambio de esta posibilidad reciben descuentos en sus tarifas.

[37] Algunos expertos en estos mismos países plantean dudas sobre si, en el medio plazo, no será preciso aumentar progresivamente el volumen de esta reserva de emergencia, hasta que el mecanismo termine por crecer excesivamente y desnaturalizarse.

A continuación se comenta en detalle cada uno de estos cuatro puntos, haciendo hincapié en las deficiencias regulatorias observadas. Otros aspectos de más largo plazo que también están relacionados con la planificación de la generación, como los problemas de la dependencia energética, las consideraciones medioambientales, o la participación de las energías renovables en abastecimiento futuro de la demanda, serán discutidos más adelante en la sección 2.1.8 y en el capítulo 10.

El margen de cobertura de la demanda: Seguimiento y planificación

Una herramienta importante en el proceso de inversión son los planes realizados por las autoridades. Éstos deben considerarse en una doble perspectiva: por una parte como herramienta puesta a disposición de los posibles inversores para que ellos tomen sus decisiones y por otra como procedimiento para determinar qué se considera un suministro fiable y cuál es el margen de potencia instalada requerido en el sistema.

En estos momentos son varias las instituciones que realizan algún tipo de planificación en el sistema.

- Red Eléctrica, como Operador del Sistema, realiza informes anuales sobre cobertura de la demanda, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación P. O. 2.2[38]. Para ello, simula una serie de situaciones de funcionamiento del sistema y calcula las probabilidades de que se produzca un fallo en la cobertura de la demanda, así como una medida del margen de reserva.

  De forma muy simplificada, el procedimiento se puede describir como una serie de estudios realizados sobre diferentes situaciones del sistema -es decir, con diferentes casos sobre demanda, hidraulicidad y fallos permanentes de generadores- a las que se incorporan los efectos de los fallos fortuitos de generación, simulados a partir de datos históricos.

- Además, Red Eléctrica realiza también un informe de planificación de largo plazo, con un horizonte de diez años -P. O. 2.2-. En este caso toma información acerca de las nuevas inversiones de las solicitudes de conexión de nueva generación que le presentan los agentes, para los primeros años del horizonte de planificación en los que éstas son relevantes, mientras que en la parte final del periodo de estudio realiza hipótesis empleando criterios sobre cuál debe ser el margen de reserva mínimo.

- La CNE realiza un informe marco sobre infraestructuras. Con un horizonte de cuatro años, simula la evolución de la cobertura de la demanda de acuerdo con las previsiones de nuevas inversiones que los agentes le comunican. No se trata de un estudio de planificación -no se toman decisiones sobre cuáles deben ser las inversiones-, sino un informe sobre la evolución de la actividad inversora que están planeando realizar los agentes. Adicionalmente, la CNE realiza un seguimiento de las inversiones previstas en el

[38] "Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa", del 17 de marzo de 2004.

informe marco para determinar si se están cumpliendo los plazos, si sufren retrasos, etc. y alertar ante posibles situaciones de falta de inversión que pudieran aparecer.

- Existe una planificación obligatoria de las infraestructuras de electricidad y gas, que prepara el gobierno y que se presenta a la Subcomisión para el Seguimiento de las Infraestructuras Energéticas del Congreso. La primera edición de este documento se presentó en septiembre de 2002[39]. El horizonte del análisis es de aproximadamente diez años, y está previsto que se actualice cada cuatro -con la posibilidad de un seguimiento intermedio por parte de la Subcomisión a mitad de ese periodo de cuatro años-, y su objetivo es determinar qué redes de electricidad y gas deben construirse en los próximos años. A su vez, esta planificación de las redes necesita contar como datos de entrada con los emplazamientos futuros de las centrales de generación. No obstante, dado que el objeto de este estudio no es la expansión de la generación, el tratamiento que realiza de las nuevas inversiones en generación no necesita el nivel de detalle y concreción que se utiliza para las nuevas infraestructuras de transporte.

- Finalmente, estudios realizados en otros contextos han dado también lugar a algún tipo de orientación, previsión u objetivo en el campo de la generación, como es el caso del Plan de Fomento de las Energías Renovables o el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión -ver más detalles en el capítulo 10-.

En general, no cabe duda de que es interesante que los agentes y las instituciones cuenten con este tipo de información, que es útil para orientar el proceso de entrada de nueva generación. Sin embargo, el resultado de estas actividades ha sido desigual hasta la fecha. Sorprenden, por ejemplo, las dificultades que experimentó el sistema eléctrico en el inicio de 2005 para conseguir cubrir la demanda, debido a una escasez de capacidad de generación bastante más severa que la que fue prevista en los estudios de cobertura de REE. Otro motivo de preocupación son los problemas que están experimentando las redes de distribución en diversas zonas del sistema, desbordadas por el crecimiento de la demanda, en una coyuntura que tampoco parece que se previera suficientemente con antelación. Es cierto que el crecimiento de la demanda en España en los últimos años, y de forma especial de la demanda de punta, ha sido muy notable y relativamente excepcional, pero también es cierto que la tendencia no es completamente nueva y que los mecanismos de previsión no han enviado todos los mensajes de alerta que serían deseables.

En este sentido, debe señalarse que los procedimientos que utiliza actualmente el Operador del Sistema para analizar la cobertura de la demanda son poco sofisticados, alejados de lo que se puede considerar como las prácticas consolidadas de las últimas tres décadas en la literatura internacional para este tipo de estudios. Las técnicas de tipo probabilista y de análisis de riesgo de fallo, que analizan con más detalle y mejor precisión este tipo de problemas, son actualmente un campo de estudio conocido y estable desde hace años, y podrían utilizarse con provecho para analizar la cobertura de la demanda del sistema español con más precisión.

---

[39] "Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011", 13 de septiembre de 2002.

En el capítulo 4 se plantean algunas consideraciones adicionales sobre este conjunto de estudios de planificación y previsión. Igualmente, en el capítulo 10 se revisan los objetivos que este Libro Blanco considera que se debieran cubrir en un estudio de planificación indicativa de largo plazo.

Por otra parte, está aún por concretar cuál es el margen de cobertura requerido y cómo calcularlo. Algunos aspectos a tener en cuenta para establecer un criterio sobre dicho cálculo son:

- El apuntamiento de la demanda, con la potencia máxima del sistema creciendo a ritmos muy altos.
- Los fallos de la generación térmica. Hasta 6000 MW de capacidad térmica pueden estar simultáneamente indisponibles en situación de punta de invierno. El motivo es que, al tratar de hacer uso de grupos térmicos muy poco utilizados, generalmente éstos fallan más.
- La existencia cada vez mayor de un volumen apreciable de generación eólica, con alta volatilidad, que hace que el sistema deba estar preparado para una situación de punta en la que la eólica aporte muy poca potencia y para cubrir su volatilidad con suficientes reservas de operación.
- La naturaleza más o menos firme de los contratos de gas, y las repercusiones de la falta de gas sobre la seguridad de suministro.
- El tiempo real que transcurre desde que se empieza a planificar la inversión hasta que se consigue poner en servicio una planta de ciclo combinado está siendo en España de cerca de seis años.

Las nuevas inversiones y las autorizaciones administrativas

En cualquier caso, los planes de inversión están íntimamente ligados a la posibilidad de construir la central, es decir al problema de las autorizaciones administrativas.

Hay unanimidad entre los agentes del mercado español acerca de que el proceso de conseguir la autorización para construir una central -y también una línea de transporte- es largo y prolijo, y ocasiona importantes demoras y trabas en las inversiones. Por citar dos ejemplos, Red Eléctrica estima a partir de su experiencia reciente que la duración del proceso administrativo hasta conseguir la aprobación del proyecto de ejecución de una línea es aproximadamente de tres años. Por otra parte, una empresa eléctrica ha mostrado al equipo redactor de este Libro Blanco un resumen de la tramitación de dos de sus centrales de ciclo combinado y se observa que en una de ellas se han consumido ya dos años y medio sin que el proceso haya concluido, mientras que en la otra el plazo empleado es ya de tres años, sin que tampoco se haya completado el proceso[40].

[40] Con la documentación aportada, este equipo ha encontrado en general tiempos de respuesta muy rápidos por parte de la empresa en todas las etapas del proceso, de modo que en principio debe

Este proceso administrativo se complica adicionalmente por la existencia de muchas entidades, autoridades y administraciones diferentes involucradas: el Ministerio de Industria, el Ministerio de Medioambiente, las comunidades autónomas -tanto la consejería de industria como la de medioambiente-, los ayuntamientos, etc., además del Operador del Sistema, que constituyen un grupo heterogéneo de entidades que hacen más complejo el proceso y tienden a duplicar, al menos parcialmente, algunos de los procedimientos.

Todo esto hace que se retrase de forma apreciable la entrada en servicio de nuevos generadores, que sea más difícil para un nuevo entrante acceder al sistema y, en definitiva, pone trabas a la inversión, que se pueden traducir finalmente en un deterioro de la fiabilidad del sistema.

Un elemento que agrava de forma muy importante el retraso de los procesos administrativos es el gran número de proyectos de inversión que se han planteado en el sistema español en los últimos años[41]. En concreto, dos de los pasos que se suelen identificar como más lentos en este proceso, la declaración de impacto ambiental (DIA) que realiza el Ministerio de Medioambiente y los estudios de viabilidad de acceso a la red que corresponden al Operador del Sistema, coinciden con situaciones en las que los encargados de realizar dichos estudios se deben enfrentar a un número desmesurado de peticiones de acceso, mucho mayor de lo que sería natural y mucho mayor del volumen de trabajo para el que se diseñó el servicio.

Y esto, además, tiende a tener un efecto de realimentación; en la medida en que los trámites burocráticos se alargan, el conseguir un emplazamiento con todos los trámites aprobados se vuelve progresivamente más valioso[42], y en la medida en que es más valioso, mayores son los incentivos para gestionar una cartera de emplazamientos e intentar tener los trámites avanzados en todos ellos -simplemente para asegurarse de que los trámites administrativos no limitarán la posibilidad de construir si se desea en el futuro, o incluso para vender más adelante un emplazamiento revalorizado-. De este modo, el número de peticiones aumenta, con lo que el proceso administrativo se ralentiza aún más, y la dinámica tiende a empeorar.

A este respecto, algunos agentes se quejan del efecto de barrera de entrada que podrían ejercer estos retrasos. Las peticiones de instalación de nueva capacidad más antiguas son, en general, atendidas primero. Si existe un número desorbitado de ellas que hace que el retraso sea muy grande, los nuevos entrantes, que formalizaron más tarde su solicitud, deben esperar a que todas las antiguas peticiones sean revisadas antes de poder instalarse y,

---

concluirse que los retrasos son imputables al propio proceso administrativo y no a falta de diligencia por parte del promotor.

[41] Según datos de Red Eléctrica, a finales de 2004 existían peticiones de conexión para cerca de 50.000 MW de ciclos combinados y más de 60.000 MW de generación eólica. Cantidades a todas luces exageradas si se tiene en cuenta que la demanda máxima total del sistema ha estado en el entorno de los 43.000 MW.

[42] La venta del emplazamiento de Arcos de la Frontera por parte de Enron es un ejemplo del interés de las empresas en conseguir centrales con los trámites ya avanzados.

en la práctica, sufren un bloqueo de unos pocos años antes de poder acceder al sistema. Las empresas generadoras ya existentes, que han presentado muchas solicitudes de acceso, no sufren ese problema porque solicitaron instalarse suficientemente pronto, y se benefician de un cierto colchón de demora entre la puesta en marcha de sus inversiones y las de los nuevos agentes, que quizás sirva para disuadir a algún nuevo entrante.

Otro aspecto que no debe dejar de comentarse aquí es el impacto que sobre todo este proceso de la política de ordenación del territorio deben llevar a cabo las comunidades autónomas y los ayuntamientos. Con frecuencia, las autorizaciones de construcción de nueva generación se ven afectadas por planes autonómicos de desarrollo energético que estrechan sensiblemente el margen de maniobra de las decisiones empresariales. Es evidente que la ordenación del territorio tiene un papel importante que jugar en este proceso y que no es posible construir una instalación eléctrica en cualquier parte, sino que debe respetar unos ciertos criterios territoriales como cualquier otra industria. No obstante, también es cierto que el mercado se basa en la posibilidad de que cualquiera pueda instalarse en el sistema si lo desea y vender su energía libremente; sin este principio el mercado no puede funcionar. Sería conflictivo emplear las potestades asociadas a la política territorial para otros fines diferentes de los puramente territoriales y, por decirlo de forma simplificada, usarlos para tomar decisiones de política industrial. Debe cuidarse la separación en la aplicación de ambos criterios.

El mecanismo actual de garantía de potencia

El actual procedimiento español de garantía de potencia ha sido efectivo hasta ahora para conseguir mantener en el sistema centrales obsoletas cuya previsión de horas de funcionamiento era muy baja pero que podían tener una contribución a la fiabilidad en un momento crítico. La posibilidad de conseguir los pagos por garantía de potencia ha hecho que algunas empresas hayan preferido no retirar estos grupos, a pesar de tener que gastar algunos recursos en la operación y mantenimiento de la planta.

Los últimos años han visto una entrada notable de nuevos inversores en el sistema español, aunque no parece que ello haya estado motivado por los pagos por potencia. Como mecanismo para atraer las nuevas inversiones, la notable incertidumbre regulatoria del pago por capacidad ha supuesto un lastre importante para su propósito de atraer nuevos entrantes, que en buena medida lo ha hecho inútil a este respecto. El volumen total de los pagos por este concepto ha pasado de un valor inicial de 7,8 € por cada MWh de demanda en el sistema al inicio del mercado en 1998, más tarde a 6,9 €/MWh y a 4,8 €/MWh a partir del año 2000. A pesar de que el valor inicial era excesivamente alto[43], la percepción de que el Gobierno puede modificarlo siempre que quiera ha generado una incertidumbre regulatoria apreciable sobre los pagos de garantía de potencia. En consecuencia, es difícil que este mecanismo haya sido eficiente como señal de inversión de largo plazo. El hecho de que el pago que recibe cada generador dependa además del volumen de demanda y del

[43] En la situación de elevado margen de cobertura en 1998, este excesivo pago unitario puede ser interpretado como una forma adicional de remuneración más o menos arbitraria de la generación, o una forma encubierta de percibir CTC.

total de la capacidad instalada introduce un elemento adicional de distorsión y de incertidumbre. Se puede aventurar que un mecanismo más estable hubiera ayudado a facilitar una mayor entrada de generadores independientes.

El procedimiento empleado para obtener cuál es la potencia firme de cada grupo es extremadamente simplificado. La potencia por la que cada generador cobra garantía de potencia se obtiene multiplicando el factor de disponibilidad promedio por un valor que es, de forma esquemática, la potencia instalada para los generadores térmicos y la media entre la potencia instalada y la energía producida en un año promedio para un grupo hidráulico. Como toda medida simplificada, es objetable. Un procedimiento más sofisticado daría más pago por capacidad a las centrales hidráulicas con gran capacidad de embalse que a las que no la tienen, o tendría en cuenta aspectos adicionales que limitan la producción de una central térmica como la falta de firmeza de los contratos de adquisición de combustible o los límites locales de emisiones de SO2 y NOx. Sin embargo, obtener un modelo completamente preciso para realizar este cálculo es ciertamente una tarea muy complicada, sobre la que no hay ningún consenso en la literatura regulatoria internacional. Por este motivo, a falta de un modelo más o menos robusto, parece prudente avanzar con cautela hacia algoritmos más complicados.

Por otra parte, los criterios empleados para la supervisión de la disponibilidad de la potencia firme son cuestionables. En particular, la necesidad de tener que producir 480 horas al año para tener derecho a cobrar la garantía de potencia claramente interfiere con el mercado y obliga a que un conjunto de generadores caros tengan que producir, aun cuando existan otros grupos más baratos en el sistema. Más aún, el hecho de que el generador pierda el pago de garantía de potencia en el momento de declararse indisponible crea un incentivo para los agentes a no ser completamente veraces en sus declaraciones de indisponibilidad. Así, es más rentable ofertar un precio alto para no resultar despachado que declarar la indisponibilidad. Sólo en caso de falta de generación en el mercado se puede esperar que los agentes realmente declaren su verdadera disponibilidad.

En menor medida, las reservas estratégicas de combustible también pueden ser conflictivas. En especial, la necesidad de contar con combustible alternativo y un cierto volumen del mismo almacenado para evitar las reservas estratégicas de gas se ha mostrado difícil de supervisar. De forma más general, la gestión de las compras del gas para los ciclos combinados puede generar una serie de problemas desde el punto de vista de la fiabilidad. Por ejemplo, un generador podría dejar de producir electricidad para vender su gas en el mercado internacional de gas licuado si el precio de éste fuese suficientemente alto o, incluso, vender su gas en el mercado internacional y adquirir el que consume para producir electricidad de la tarifa regulada de gas -una situación similar tuvo lugar en diciembre de 2004-. También es preocupante el uso de márgenes de reserva muy ajustados en el aprovisionamiento de gas, de forma que si se retrasa un barco -por ejemplo, porque una tormenta obliga a cerrar un puerto- la empresa sólo puede mantener el suministro de gas comprometido durante un periodo de tiempo muy corto.

En general, hay dos grandes defectos -desde el punto de vista de la oferta- que este Libro Blanco propone subsanar:

- No existe un producto, un compromiso por parte de los generadores que son retribuidos por garantía de potencia para producir la energía en el momento en el que el sistema realmente lo necesita. La existencia de una obligación de este tipo evitaría en parte la necesidad de estar supervisando el comportamiento de los agentes -y mitigaría, por ejemplo, los problemas asociados al despacho del agua o al suministro de gas que se describían más arriba-, poniendo en los propios generadores los incentivos para operar de modo que se fomente la fiabilidad del suministro.

- No existe garantía de que se vaya a conseguir el objetivo de margen de cobertura deseado. En efecto, el pago de potencia puede servir para incentivar que se instalen los generadores, pero no lo asegura. Si se considera necesario obtener un determinado margen de inversión, sería conveniente disponer de un procedimiento que permitiera obtenerlo con mayor garantía.

Los mercados de corto plazo y la seguridad de operación del sistema

En general, la seguridad del sistema está fuertemente ligada a los mercados de operación que lleva a cabo Red Eléctrica. Se han agrupado en el apartado 2.1.5 los aspectos relacionados con el funcionamiento de estos mercados de corto plazo y con la operación del sistema. En este apartado simplemente se comentan algunos aspectos generales.

Respecto al comportamiento de los agentes generadores, es interesante extraer algunas conclusiones a partir de los resultados del mercado en el invierno de 2005, especialmente en los tres primeros meses de 2005 en los que los precios han sido elevados. Aparte de factores más o menos exógenos, como el alto crecimiento de la demanda de punta, mucho más allá de los valores previstos -la demanda punta de enero 2005 ha sido de 43708 MW mientras que la demanda punta del año 2004 se produjo en diciembre y fue de 38210 MW; casi 5500 MW de incremento- y la volatilidad de la generación eólica -en los momentos de la máxima punta de demanda de enero de 2005 la producción eólica era importante, en torno a los 2600 MW, y ayudó a cubrir la demanda sin tener que hacer uso de la interrumpibilidad; sin embargo, a primeros del mes de marzo coincidió un momento de demanda alta con una potencia eólica en torno a 650 MW y hubo que acudir a algunas demandas interrumpibles-, hay otros factores que pueden señalarse:

- Aparentemente, ha coincidido un año seco con una gestión del agua que no ha estado orientada a la fiabilidad del sistema. Los embalses llegaron al invierno de 2005 con unos niveles de energía almacenada bajos, de modo que no pudieron contribuir excesivamente a la cobertura de la demanda en los periodos críticos. Durante los meses anteriores de octubre y noviembre, cuando esta situación ya parecía previsible, la producción hidroeléctrica continuó siendo alta -incluso una parte asociada a exportaciones a otros países-, de modo que no se estaba reservando agua para una hipotética situación de sequía a principios del año 2005. Esto, que en principio es una actitud legítima del propietario de la central, que puede despacharla como quiera, parece mostrar que no existen incentivos adecuados para tener en cuenta criterios de fiabilidad de suministro al hacer esta explotación. Razonamientos similares se podrían aplicar a la gestión de las centrales de bombeo.

- Una situación análoga puede existir con los aprovisionamientos de gas. Aparte de la vulnerabilidad asociada a un fallo en el gasoducto -en diciembre de 2004 un fallo en una estación compresora en Argelia provocó un fallo en la red de gas que dejó sin suministro a algunas centrales de ciclo combinado-, hay que tener en cuenta las consecuencias del comportamiento de los agentes que, de nuevo, ignoren las implicaciones negativas sobre la fiabilidad. El caso más obvio se presenta cuando un agente observa que los márgenes comerciales que puede obtener de su gas son más altos si revende el gas que si lo utiliza para generar electricidad. Esto forma parte de la legítima actividad comercial del agente, pero al mismo tiempo indica que no existen incentivos suficientemente fuertes para conseguir un suministro de gas adecuado que no deje desabastecida la demanda de las plantas de ciclo combinado.

En ambos casos, se aprecia la necesidad que los agentes reciban algún tipo de señal que les induzca a operar de forma que se esfuercen por garantizar la fiabilidad del suministro.

Por otra parte, a pesar de que esta cuestión rebasa los límites del problema eléctrico, no puede olvidarse que la interacción entre la electricidad y el gas no está exenta de algunos problemas operativos menores, similares a los descritos. Algunos agentes señalan la necesidad de dotar al operador del sistema gasista de procedimientos más detallados y de más autoridad, así como de fomentar la coordinación entre ambos operadores. En particular, un aspecto crítico desde el punto de vista de la fiabilidad del suministro eléctrico es que la operación del sistema del gas permita asegurar que un agente productor que tiene un contrato firme de suministro podrá siempre emplearlo para generar electricidad cuando lo necesite.

La participación de la demanda

Los aspectos de participación de la demanda en los mercados eléctricos, incluyendo su contribución a la seguridad de suministro, se tratan en detalle en las secciones 2.1.6 -diagnóstico- y 8.3 -propuesta de reforma regulatoria-.

2.1.3 La tarifa eléctrica

Algunos datos

Desde el primer día de enero de 2003 todos los consumidores de electricidad en España pueden optar entre adquirir la electricidad al suministrador de su elección a un precio libremente establecido o acogerse por defecto a la tarifa regulada que les corresponda. En el primer caso el consumidor contrata un precio con el suministrador elegido, que incluye más o menos explícitamente una tarifa de acceso regulada -independiente del suministrador- y el precio de la energía que comercializa el suministrador, con las condiciones y servicios añadidos que voluntariamente se incluyan en dicho precio. En el segundo caso al consumidor se le aplica la tarifa integral -pues incluye el acceso y el consumo- que le corresponda, de acuerdo al nivel de tensión al que esté conectado, a la potencia que contrate, a su consumo de energía y a la diferenciación temporal en la medida que voluntariamente elija -e. g. tarifa nocturna para consumidores domésticos- u obligatoriamente le corresponda por sus características. El 31 de diciembre de 2004, del total de 22,83 millones de consumidores españoles 1,13 millones había optado por

acogerse al libre mercado, de los que unos 1,03 millones fueron consumidores domésticos, 97.000 fueron pymes, y 34.000 eran consumidores conectados en alta tensión -el 47% de los consumidores en alta tensión-. El consumo de estos últimos en el mercado liberalizado fue el 30% del total en el Sistema Eléctrico Peninsular español en 2004, mientras que el de los consumidores en baja tensión -domésticos y pymes- fue el 4%[44].

Los precios medios para los distintos grupos de consumidores a tarifa en el año 2004 se encuentran en el intervalo desde los 23,4 €/MWh de los muy grandes consumidores industriales hasta los 101,5 €/MWh para las pymes del sector servicios y pequeña industria. La tarifa media de referencia en España se ha reducido en términos reales un 32% durante el periodo 1997-2005. ¿Cómo comparan estos precios regulados con los existentes en otros países del entorno económico español? De acuerdo a un informe de la CNE[45] que recoge información sobre estadísticas de Eurostat y de la Agencia Internacional de la Energía (OCDE), las tarifas españolas se encuentran en la zona media entre las de los países incluidos en la evaluación[46]. Debe indicarse que las citadas estadísticas internacionales no incluyen a los muy grandes consumidores industriales, de los que se trata en detalle en el capítulo 5. El gasto medio en electricidad de una familia en España puede estimarse en aproximadamente 1,4 € diarios, lo que supone un 2,4% del presupuesto familiar[47].

Principios tarifarios

Las tarifas de acceso a la red en España, como en el resto de los países de la Unión Europea, tienen que atenerse a lo establecido en la Directiva 2003/54/CE, de junio de 2003, sobre normas comunes para el Mercado Interior de Electricidad, que en su artículo 3.3 fija que 'los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, … disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes. Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso.' Asimismo, en el artículo 20

[44] Información más detallada puede obtenerse en el "Boletín informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular", CNE, marzo de 2005.

[45] "Comparación europea de precios de electricidad y gas natural", CNE, abril de 2004.

[46] De acuerdo a Eurostat, para los consumidores tipo domésticos en 2003 España fue el sexto país -en una ordenación de menores a mayores precios- entre 16 para consumidores de bajo consumo anual y el quinto entre 15 para consumidores de alto consumo anual y discriminación horaria. Para los consumidores tipo industriales España fue noveno y cuarto entre 15 para dos tipos de consumidores de bajo consumo, sexto entre 14 para consumidores de consumo intermedio y noveno de 13 para consumidores de gran consumo. Análogos resultados se obtienen de las estadísticas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Según información de la AIE, la fiscalidad de la electricidad en el caso español -tanto para consumidores domésticos como industriales- ocupa una posición intermedia en el entorno europeo.

[47] Estimación propia, a partir de datos del INE. Véase también "Consumos y costes de las energías en el ámbito familiar", Cuadernos de documentación eléctrica, UNESA, Julio 2004.

establece que 'los Estados Miembros garantizarán la aplicación de un sistema de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución basado en tarifas publicadas, aplicables a todos los clientes cualificados de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red.' La Directiva nada dice sobre la recuperación de costes incurridos, ni tampoco sobre la eficiencia en la asignación de los costes que deben reflejarse en la tarifa.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico español, que incorpora lo establecido en la Directiva 96/92/EC, establece en su artículo 1.3 los principios generales de objetividad, transparencia y libre competencia en el ejercicio de las actividades eléctricas. La Ley añade en su artículo 15 que la retribución de las actividades será con cargo a las tarifas, los peajes y los precios satisfechos y que se realizará según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico. Específicamente con respecto a las tarifas eléctricas, la Ley 54/1997 en su artículo 17 establece que serán únicas en todo el territorio nacional y hace explícitos los conceptos que deben incluirse en su estructura, mientras que en su artículo 18 añade que los peajes por el uso de las redes de transporte y distribución serán únicos, pudiendo especializarse por niveles de tensión, por el uso que se haga de la red y por las características de los consumos indicados por horario y potencia.

De los anteriores textos regulatorios, tanto en el ámbito comunitario como nacional, pueden extraerse tres directrices principales: las tarifas deben ser no discriminatorias, aunque pueden especializarse atendiendo a determinadas características objetivas de los consumidores; las tarifas deben ser transparentes, lo que al menos significa que se deben obtener a partir de la retribución acreditada para cada una de las actividades reconocidas y que deben ser publicadas; finalmente las tarifas deben cubrir la retribución acreditada para cada una de estas actividades.

La abundante literatura económica sobre tarifas de distintos tipos de actividades reguladas permite añadir a las tres directrices anteriores la de eficiencia económica, en sus diversas acepciones; la más directa es que las tarifas deben reflejar los costes incurridos por los usuarios del correspondiente servicio. Además, la amplia experiencia regulatoria acumulada en muy diversos campos de actividad y recogida abundantemente en la literatura especializada, recomienda añadir las directrices adicionales de estabilidad y simplicidad. Finalmente, aunque pueda resultar obvio, se debe añadir la condición de que el diseño de las tarifas debe ser consistente con el marco regulatorio general adoptado, pues hay importantes influencias mutuas que no pueden ignorarse.

De lo anteriormente expuesto, se concluye que los principios regulatorios por los que debe regirse una metodología correcta de determinación de tarifas eléctricas, en sus tres aspectos de:

- determinación del nivel tarifario, esto es, los costes acreditados para cada una de las actividades que deben transferirse a la tarifa,

- fijación de la estructura de las tarifas, esto es, el número y formato de las distintas tarifas que serán aplicables a los diferentes consumidores, de acuerdo a sus características específicas, y

- asignación de los costes acreditados a cada una de las tarifas,

pueden resumirse en los siguientes:

- Suficiencia tarifaria, esto es, la garantía de recuperación de los costes acreditados, que comprenden la remuneración de las actividades reguladas, los cargos regulatorios adicionales que se hayan establecido y el traspaso -en su caso- de los precios de las actividades realizadas en competencia.
- Transparencia en la definición de la metodología de determinación de tarifas, en su aplicación específica a cada una de las actividades y en la publicación de procedimientos y de resultados.
- No discriminación en la asignación de costes, de forma que a la misma utilización de la electricidad corresponda el mismo cargo, con independencia de la naturaleza del usuario o del uso final de la energía eléctrica.
- Eficiencia económica, de forma que las diversas tarifas reflejen los costes incurridos por los usuarios correspondientes y envíen señales económicas correctas para fomentar la eficiencia del suministro y la utilización de la electricidad en el corto y en el largo plazo. Un principio básico que se deriva de los requisitos de eficiencia económica y de transparencia es el principio de aditividad tarifaria, de forma que las tarifas para usuario final, ya sean tarifas de acceso o integrales, recojan individual y explícitamente todos y cada uno de los conceptos de coste aplicables.
- Estabilidad en la metodología empleada, que proporcione seguridad jurídica y posibilidad de planificar a medio y largo plazo a las empresas eléctricas y a los consumidores. Lo anterior no está reñido con la utilización del principio de gradualidad en la introducción de las modificaciones que sean necesarias.
- Sencillez en la metodología aplicada, dentro de lo posible.
- Consistencia con el marco regulatorio que se haya adoptado y con las opciones de elegir suministrador y/o de permanecer a tarifa regulada de que dispongan los consumidores.

La actual tarifa eléctrica española

El problema fundamental en la determinación de la tarifa eléctrica española es la ausencia de una metodología completa para su determinación, que cubra los tres aspectos ya indicados: determinación de los costes acreditados, fijación de la estructura de las tarifas y asignación de los costes acreditados a cada una de las tarifas. Cada año el Gobierno presenta -típicamente con trámite de urgencia, de forma que no hay tiempo para que las instituciones que tienen que emitir un informe puedan elaborarlo adecuadamente- sus propias estimaciones acerca de los costes acreditados -el nivel tarifario- para las distintas actividades, así como una tabla con valores numéricos que supuestamente asignan las anteriores cantidades a cada una de las tarifas, tal como fue definida su estructura en el Real Decreto 1164/2001. Desde diciembre de 2002, con el Real Decreto 1432/2002, se ha definido un procedimiento para determinar la tarifa media o de referencia -una forma equivalente de denominar el nivel tarifario-, al que pueden plantearse numerosas

objeciones, como se verá a continuación. Y sigue sin existir una metodología de asignación a las diversas categorías de tarifas del monto total de costes acreditados a recuperar.

El proceso actual para la determinación de la tarifa eléctrica en España viola varios de los principios regulatorios que se expusieron en el apartado anterior. Aspectos particularmente cuestionables, a la luz de los citados principios regulatorios y desde una perspectiva de comparación internacional, son los siguientes:

- Inexistencia de procedimientos suficientemente objetivos y transparentes para especificar las diversas hipótesis de partida en la determinación del nivel tarifario: previsión de la demanda, del precio de la energía, del volumen de producción de la generación en régimen especial o de la participación de los consumidores en el mercado, entre otros[48], así como para tener en cuenta los desvíos que luego en la realidad se puedan producir.

- Inconsistencia entre la tarifa de acceso y la tarifa integral, al no utilizarse el principio de aditividad tarifaria. Esta falta de coherencia se traduce en la existencia de diversos grupos tarifarios para los que la tarifa integral compite con ventaja con los precios que resultarían añadiendo a la correspondiente tarifa de acceso el precio de la energía que podría obtenerse en el mercado liberalizado. Esta competencia desleal supone un grave inconveniente para la liberalización del mercado. Un efecto de lo anterior es que, si se pasase del actual esquema tarifario a otro donde se respetase la aditividad, se crearían con efecto inmediato para algunos grupos de consumidores discontinuidades notables en más o en menos entre la tarifa vigente y la nueva, que habría que tratar de suavizar con mecanismos de gradualidad[49].

- Desajuste en la recaudación, debido a que no se reconocen desvíos respecto a las estimaciones realizadas para el cálculo de la tarifa *ex ante*. El tratamiento adoptado de los costes de transición a la competencia (CTC) tiene un doble efecto cuestionable: Por un lado introduce incentivos que distorsionan el normal comportamiento de los agentes en el mercado, como ya ha sido ampliamente comentado en el apartado 2.1.2. Por otro lado -que es el relevante aquí-, hace repercutir los desvíos en los CTC, que nada tienen que ver con este concepto de retribución.

- La estructura de tarifas actual discrimina escasamente los precios en el tiempo para la mayoría de los consumidores. Excepto para los consumidores de baja tensión que se

---

[48] En particular, y aunque este comentario sobrepase los límites del cometido asignado a este Libro Blanco, quiere aquí hacerse constar la ausencia de un procedimiento de remuneración de la actividad de distribución que responda a los más elementales principios regulatorios: tratamiento individualizado de las empresas y asociación de la remuneración al nivel exigido de calidad de servicio y a las inversiones realizadas y necesarias. El procedimiento de remuneración español de la distribución es claramente uno de los más deficientes en el contexto internacional.

[49] En su informe "*Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*", COM(2004) 863 final, *Commission of the European Communities*, *January* 5, 2005, la Comisión Europea señala que ésta es uno de las principales barreras que frenan el proceso de liberalización del sector eléctrico en la Unión Europea.

acogen a la tarifa nocturna[50] -por lo que tienen una diferenciación del precio en dos niveles prefijados- y a los consumidores industriales acogidos a la tarifa horaria de potencia -con siete periodos tarifarios-, al resto de los consumidores a tarifa se les aplica un precio uniforme de la energía. Por otro lado, los consumidores que han ido accediendo al mercado tampoco están sujetos a precios diferenciados de la energía según el momento de su utilización, debido al tipo de equipamiento de medida -acumulador mensual o, en el mejor de los casos, por periodos- y a la reducida volatilidad de los precios del mercado de electricidad. Las tarifas de acceso sí distinguen, en sus cargos unitarios de potencia y energía, hasta seis periodos tarifarios, dependiendo del tipo de consumidor. Existe también un complemento por interrumpibilidad.

- En ausencia de una metodología explícita de cálculo de las tarifas, y cuando éstas proporcionan a determinados consumidores unos precios inferiores a los que se obtendrían pagando la tarifa de acceso y acudiendo al mercado, si lo anterior no se compensa aumentando correspondientemente las tarifas de los demás consumidores, se incurre en un defecto sistemático en la recaudación de los costes acreditados que, de nuevo, repercutiría sobre la recuperación de los CTC.

- La normativa vigente, de acuerdo al Real Decreto 1432/2002 sobre metodología de tarifas, que a su vez desarrolla el artículo 77 bis de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, establece una metodología para determinar cada año la tarifa media o de referencia, de modo que fija unos límites a la evolución de las tarifas integral y de acceso, para que su aumento no exceda el 2% anual entre enero de 2003 y diciembre de 2010. Se mantiene, por tanto, con este procedimiento, la ficción de un coste de generación calculado con independencia de la realidad del mercado -y también del resto de las actividades eléctricas, aunque la incertidumbre en éstas sea en principio menor-.

Este peculiar diseño de la tarifa eléctrica, en una situación como la actual en la que los precios de la energía en el mercado mayorista resultan ser superiores a los previstos en el cálculo de la tarifa, conduce directamente al déficit tarifario. Una de las extensiones que se han realizado al procedimiento de recuperación de CTC por diferencias establece las aportaciones que los agentes productores con derecho a percibir CTC deben realizar a este déficit, mientras que los agentes solicitan que estas aportaciones dispongan de las adecuadas garantías jurídicas para que les sean reconocidas como en los ejercicios de 2002 y 2003.

En la situación presente, el Gobierno, a través del Real Decreto anual de tarifas, controla directamente el precio de la electricidad y por tanto sus implicaciones sobre los indicadores macroeconómicos, tratando simultáneamente de no deteriorar la situación económica de las

[50] En las entrevistas mantenidas con diversos agentes se ha indicado repetidas veces la necesidad de mejorar el diseño y aplicación de esta tarifa, que puede estar incentivando en exceso la reducción del consumo en algunas horas en los que los precios no son particularmente elevados y creando puntas artificiales de demanda en momentos concretos, con las consiguientes dificultades para la operación del sistema y el diseño de las redes.

empresas generadoras. El inconveniente es que el precio de la electricidad, que debiera ser una consecuencia de factores externos -precio de los combustibles, hidraulicidad, crecimiento de la demanda, etc.-, del funcionamiento del mercado y de las reglas automáticas de retribución de las actividades reguladas, se convierte en el producto de una decisión administrativa.

Bajo un punto de vista de diseño regulatorio en un marco de libre competencia para la producción de electricidad y su comercialización, el actual procedimiento de fijación de la tarifa en España es claramente heterodoxo. Otra cosa es que las tarifas eléctricas españolas, de acuerdo a diversas estadísticas, se mantengan en la zona media baja comparativamente con los países de nuestro entorno y que los resultados económicos hechos públicos por las empresas eléctricas españolas sean por lo general buenos. Sin embargo, el divorcio entre la tarifa y el precio del mercado, en un marco regulatorio oficialmente orientado a la competencia como es el español, no es sostenible. Una de las empresas entrevistadas durante el proceso de recogida de opiniones para la elaboración de este Libro Blanco afirmaba en un escrito en relación a la tarifa: "Las carencias de la metodología ponen en una situación de alerta máxima al sistema eléctrico español, que ya no puede seguir aguantando las señales incoherentes que se están emitiendo por el marco regulatorio". Asimismo la Dirección de Energía Eléctrica de la CNE, en su informe de *Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico*, de enero de 2005, sostiene que "Se considera que la metodología de tarifas es el instrumento más importante de la regulación sectorial y la gestión económica completa del sector eléctrico, y la utilización de su diseño como instrumento de política macroeconómica puede provocar la pérdida de coherencia del proceso de liberalización". Este Libro Blanco coincide plenamente con las anteriores afirmaciones.

Gran parte de estos problemas desaparecerían con una tarifa aditiva que incorporase todos los costes reconocidos, incluyendo el de adquisición de la energía en el mercado mayorista. La gran dificultad que realmente existe para aceptar este elemental principio regulatorio es que el regulador no confía en el precio de la energía que le proporciona el mercado -con más precisión habría que decir: "que le podría proporcionar el mercado" si un día se decidiese a trasladar este precio a la tarifa-. Y tiene razón en esta desconfianza, como ya se ha tratado de explicar. Es por lo tanto imprescindible resolver los problemas de mitigación del poder de mercado -capítulo 3-, de garantizar un margen suficiente de potencia disponible de generación sobre la demanda del sistema -capítulo 4- y de eliminación de la interferencia en el mercado del mecanismo de recuperación de CTC por diferencias -próximo capítulo 6-, antes de poder proponer un diseño tarifario basado en el principio básico de aditividad -este capítulo 5-.

Una vez razonablemente resueltos los problemas que se acaban de citar, hay que señalar la urgencia en el desarrollo de una metodología completa de tarifas acorde con los principios que se acaban de exponer y que aborde los tres aspectos ya citados, fundamentales de todo sistema tarifario: determinación del nivel de la tarifa, esto es, de los costes totales acreditados, determinación de la estructura de la tarifa y asignación de los costes acreditados a los consumidores finales.

Una consideración final. Las tarifas deben reflejar la repercusión que sobre los precios del mercado tengan las distintas coyunturas de hidraulicidad, los precios de combustibles, la competencia entre los agentes, la entrada de nueva generación, la carestía de generación disponible y la propia respuesta de la demanda ante estas eventualidades. Se debe romper el mito de que el éxito de una reforma regulatoria es que el precio de la electricidad baje indefectiblemente. Una tarifa bien diseñada debe reflejar los factores anteriormente enunciados, y puede subir o bajar. Una buena regulación solamente puede conseguir que cada uno de los costes que se reflejan en la tarifa aditiva tenga el menor valor posible, dadas las circunstancias de hidraulicidad, precio de los combustibles, etc., que se acaban de mencionar. Pero no puede garantizar que las tarifas bajen, ni tampoco es socialmente deseable que lo hagan cuando los factores que determinan el precio de la electricidad -hidraulicidad, precio de los combustibles, disponibilidad de los generadores- envían señales económicas para que se reduzca la demanda.

2.1.4 El tratamiento de los Costes de Transición a la Competencia

El paso del Marco Legal y Estable a una regulación de libre mercado implicaba el riesgo de alterar la viabilidad financiera de las empresas de producción de electricidad[51], lo que justificó la consideración de los Costes de Transición a la Competencia -CTC- en la Ley del Sector Eléctrico.

El reconocimiento y valoración de estos costes -denominados *stranded costs*, en la terminología inglesa[52]- ha sido un tema muy controvertido en todos los sistemas eléctricos que han experimentado procesos de liberalización y donde las empresas eléctricas no eran inicialmente de propiedad pública[53]. La discusión no ha estado centrada en el concepto en sí -en la mayoría de los casos, los CTC se han determinado de forma que permitan remunerar adecuadamente activos que con el cambio a una regulación de libre mercado serían parcialmente irrecuperables o, en la minoría de ellos, compensar al consumidor de forma que dicho cambio no se traduzca en el largo plazo en un mayor coste del servicio-, sino en llevar este concepto a la práctica con una normativa adecuada.

En el caso español, el debate sobre la cantidad total y el mecanismo más adecuado para su recuperación fue intenso, en especial en el periodo previo a la aprobación del Protocolo y durante la discusión previa a la aprobación de la Ley 50/1998[54]. La cantidad máxima de

---

[51] Como se verá más adelante, esto se viene a concretar en que el precio del mercado no fuese suficiente para remunerar las inversiones pendientes de amortización en el momento del cambio, de acuerdo con la normativa entonces vigente.

[52] No se ha acertado con una traducción enteramente satisfactoria de este término en la literatura económica y regulatoria en castellano, por lo que aquí se utilizará la expresión "costes de transición a la competencia" (CTC), que es la que ha prevalecido en España en el desarrollo normativo.

[53] En varios de los sistemas en los que el sector era de titularidad pública el problema se resolvió a través de la venta y cancelación de las partidas de activo.

[54] Ver por ejemplo el "Informe precipitado sobre la enmienda relativa a la disposición adicional a incluir en el Proyecto de Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social para 1999",

CTC, tal y como se refleja en el capítulo 6 de la Memoria justificativa del Proyecto de Ley, fue calculada -sujeta a un conjunto de hipótesis y simplificaciones que se comentan ampliamente en el capítulo 6- de forma que entre los CTC y los ingresos previstos del mercado se cumpliese el citado objetivo de garantizar la viabilidad financiera de las empresas desde la perspectiva de 1997.

El resultado final de este proceso se plasmó en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico, que además del reconocimiento de la 'existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo'[55], estableció el mecanismo por recuperación por diferencias y el plazo y el importe máximo[56]. Se determinaron dos vías para saldar las cantidades de CTC pendientes de recuperación de cada agente: una retribución definida como fija[57] -"Resto de CTC por diferencias" en los sucesivos Reales Decretos de tarifas-, calculada 'como la diferencia entre los ingresos medios obtenidos por estas empresas a través de la tarifa eléctrica y la retribución reconocida para la producción' y las cantidades en las que la retribución de la actividad de producción de cada agente excediese la que resultaría de un coste medio de generación anual superior a 6 pesetas por kWh -esto es, 36,06 €/MWh-.

Efecto inicial de los CTC por diferencias sobre el mercado

El procedimiento de recuperación de los CTC por diferencias se estableció deliberadamente por el Gobierno -con el apoyo en este aspecto de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico- para destacar el carácter de máxima de la cantidad establecida -como opuesto a un valor cierto o exacto- y también como un mecanismo mitigador del poder de mercado de las empresas de producción. El potencial efecto distorsionador de los CTC sobre el mercado mayorista ya era conocido cuando se decidió adoptar el mecanismo de recuperación de CTC "por diferencias", pero se aceptó en aras del bien mayor de reducir el poder de mercado de los agentes incumbentes y de permitir que la cantidad efectivamente recuperada como CTC se redujese si el precio del mercado excedía el valor medio inicialmente previsto.

---

aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional del Sector Eléctrico el 24 de noviembre de 1998, así como los informes que le precedieron, entre ellos el Documento nº 3 sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, disponibles en www.cne.es.

[55] Este reconocimiento aplica a todas las instalaciones de generación que estuvieron incluidas en el "Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico".

[56] La cantidad total de CTC se estableció en la Ley del Sector Eléctrico en un valor máximo de 10.177 M€ a recuperar hasta el 31 de diciembre de 2007, aunque la Ley 50/1998 introdujo una quita y redujo esta cantidad a 8.664 M€ a recuperar hasta el 31 de diciembre de 2010, lo que fue ratificado posteriormente en la Ley 9/2001.

[57] Paradójico calificativo, dado que, a la vista de lo ocurrido, la cantidad podía considerarse de muchas maneras, pero en ningún caso "fija".

La partida de CTC por diferencias ha sido desde el arranque del modelo la variable de cierre del sistema tarifario. En los primeros años, en los que tenía un peso razonablemente significativo, esta cantidad se distribuía entre las empresas en función de unos coeficientes fijos que se correspondían con la proporción de la cantidad total inicial asignada a cada una[58]. Esta medida, combinada con la incertidumbre inicial asociada a la percepción completa de los CTC inicialmente calculados, motivó que algunas empresas se vieran incentivadas a ajustar su cuota de generación a su porcentaje de asignación de CTC y al tiempo a que el precio medio del sistema no excediera las 6 pesetas/kWh, precio de referencia del mecanismo de CTC[59]. La interferencia del mecanismo de recuperación de CTC "por diferencias" con el funcionamiento del mercado ya fue descrita por la propia Comisión Nacional del Sistema Eléctrico en el epígrafe 3.3.3 titulado "La relación entre los CTC y el mercado" de su informe "El funcionamiento del mercado eléctrico en el año 1998", de enero de 2000. Numerosos análisis posteriores realizados por académicos, empresas consultoras, la CNE y por los propios agentes han confirmado repetidas veces la existencia de esta interferencia[60]. Incluso la sentencia del Tribunal Supremo de 21 de noviembre de 2002 en relación a los CTC hace referencia a este asunto[61].

Tan sólo un año después del arranque del mercado, se planteó la primera modificación de la Disposición Transitoria Sexta de la Ley[62]. El importe global pendiente de percibir por CTC se dividió en diversos conceptos, siguiendo criterios de asignación que tienen su origen en el Protocolo de 1996: para un 20% se mantenía el mismo mecanismo por diferencias, y el 80% restante, tras "quitarle" un 20%, se garantizaba afectando la facturación anual un 4,5% y permitiendo ceder sus derechos de cobro a terceros.

---

[58] Posteriormente, a partir del ejercicio 2001 estos porcentajes se empezaron a definir en función del grado de recuperación del saldo pendiente -grado relativo al del resto de los agentes-.

[59] De hecho, el precio medio final del sistema en los años 1998 y 1999, una vez considerados los costes de los servicios complementarios y la garantía de potencia se ajustó significativamente al valor del precio de referencia de los CTC.

[60] En las entrevistas mantenidas con ocasión de la elaboración de este Libro Blanco la gran mayoría de los agentes se han pronunciado en esa línea, insistiendo en la existencia de esta interferencia, en su capacidad de distorsión del precio del mercado y de la eficiencia económica y en la necesidad de eliminar el acoplamiento entre el procedimiento de recuperación de los CTC y el funcionamiento del mercado.

[61] 'En otros términos, el pago de la compensación CTC pudiera convertirse paradójicamente en un obstáculo al designio liberalizador si las empresas beneficiarias los utilizaran para mantener artificialmente bajo el precio del mercado liberalizado -de cuya fijación son, por lo demás, prácticamente únicas responsables-, sin sobrepasar el umbral de 6 ptas/kWh, lo que les permite, simultáneamente, no sufrir descuento alguno en el cobro de los CTC y "alejar" a posibles competidores cuyos costes de producción superan aquel umbral'.

[62] Artículo 107 de la "Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social" y posteriormente el Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero y la Ley 9/2001, de 4 de junio.

Esta modificación se encontró con una fuerte oposición, por parte de la CNSE e incluso motivando un recurso de inconstitucionalidad. Como ventaja presentaba el que en principio mitigaba muy considerablemente la influencia de los CTC en el mercado de generación, pero consolidaba unas cantidades que como se mencionaba más arriba habían sido fuertemente contestadas[63].

Sin embargo, la interferencia de los CTC con el mercado de generación alcanzó su grado máximo a partir del año 2000, con la aparición del déficit tarifario y la subsiguiente publicación de la Orden de 21 de noviembre de 2000[64], que repercutía el déficit sobre las empresas con derecho a percepción de CTC. De esta manera se vinculaba el mecanismo de recuperación de CTC con lo que desde entonces ha constituido el principal desajuste de la regulación del sector: la insuficiencia de la tarifa.

El déficit tarifario

El mecanismo de recuperación de los CTC, como se apuntaba anteriormente, ha constituido la variable de cierre: los desvíos respecto a las magnitudes previstas al inicio del año por la Administración eran soportadas por los agentes involucrados en el proceso de recuperación de CTC, inicialmente previstos como coste a recuperar en el año[65].

La reducción progresiva de tarifas, junto con el incremento de la demanda y del régimen especial -entre otros aspectos- y por tanto de los costes de producción, fue paulatinamente reduciendo la capacidad que esta partida tenía de actuar como "colchón", lo que derivó en los ejercicios 2000, 2001 y 2002 en un déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas[66]. Como la ocurrencia de déficit no estaba prevista en la normativa inicial, se estableció un criterio para su asignación y para determinar los coeficientes de reparto del déficit entre las empresas. A partir de la Orden de 21 de noviembre de 2000, el déficit tarifario se pasó a imputar a las propias empresas receptoras de CTC. La Orden ECO/1588/2002 definía el método de cálculo de los coeficientes: 'En el caso de la

---

[63] Posteriormente el Real Decreto-Ley 2/2001, convalidado por la Ley 9/2001, eliminó el cobro del 4,5% de la tarifa y la posibilidad de titulización, ver más adelante.

[64] "Orden de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece para el año 2000 y siguientes, la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas", vigente hasta la publicación de la "Orden ECO/1588/2002, de 12 de junio, por la que se establece para el año 2000 y siguientes la precedencia en la repercusión del déficit de ingreso en las liquidaciones de las actividades reguladas".

[65] Esta situación parece que es susceptible de cambio, si se atiende a los coeficientes 'provisionales' definidos durante este curso por la Administración, que ya no cubren estrictamente a todas las empresas vinculadas al mecanismo.

[66] El déficit de estos tres años, 1.522.332,04 miles de euros a 31 de diciembre de 2002, fue posteriormente reconocido por el Gobierno en el "Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia". Posteriormente la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, desarrolló este Decreto en lo referente a la cesión y/o titulización de esta cantidad.

existencia de déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del año 2000 y siguientes, éste se imputará a los perceptores de derechos de compensación según la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 en su redacción dada por la Ley 9/2001, de 4 de junio (…)', según una fórmula que determinaba el porcentaje en función de la cantidad de CTC cobrados por cada agente.

Esta medida, asociada a la asimetría en los ritmos de recuperación de los saldos pendientes de los diferentes agentes[67], no hizo sino abundar en la interferencia que el mecanismo de recuperación de CTC ha supuesto para el mercado de producción, avivando la discrepancia entre los agentes a raíz de los efectos contrapuestos que provocaba en las estrategias óptimas de cada uno de ellos.

El hecho de que los ingresos de cada agente en concepto de CTC dependan del precio del mercado lo convierte en un concepto adicional al mero coste marginal a tener en cuenta en la estrategia de oferta. Como se apuntaba anteriormente, desde el comienzo del funcionamiento del mercado las cuotas de CTC constituían necesariamente un referente de estas estrategias. Los coeficientes de imputación del déficit, considerablemente más alejados de las cuotas de producción típicas de los agentes, incorporaban una nueva cuota a tener en cuenta. De esta manera, si la cuota de generación de una empresa es inferior a la cuota de aportación al déficit, cuando el precio alcanza determinados niveles -próximos al precio de la energía "implícito" en la tarifa- ésta percibe un incentivo a evitar la subida de los precios, en ocasiones incluso a ofertar por debajo de costes, dado que soporta en mayor proporción el incremento del déficit.

El propio Gobierno, tal y como se explicitaba en la Exposición de motivos del Real Decreto-Ley 2/2001[68], puso de manifiesto que consideraba 'imprescindible aclarar el marco aplicable a los costes de transición al régimen de mercado competitivo para los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica impuesto por la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y sus sucesivas modificaciones'. Esta nueva modificación, en sintonía con el expediente abierto por Bruselas sobre Ayuda de Estado[69], devuelve la metodología de los CTC por diferencias a la situación inicial, eliminando el cobro del 4,5% de la tarifa y la posibilidad de titulización,

---

[67] La evolución del mercado de generación -diferente composición de las carteras de generación de los agentes, variación de los costes de los combustibles, incremento de la demanda, etc.- mostró desde un principio que esta metodología, a causa de la partida imputable al exceso de 36,06 €/MWh, llevaba a ritmos de saldo de las cantidades CTC de los agentes significativamente asimétricos.

[68] "Real Decreto-ley 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico", y determinados artículos de la "Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia".

[69] "Decisión de la comisión de 8 de julio de 1999 relativa a la solicitud presentada por el Gobierno español de un régimen transitorio con arreglo al artículo 24 de la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad", (1999/797/CE), Diario Oficial de las Comunidades Europeas, L 319/41, 11 de diciembre de 1999.

pero mantiene la "quita". Al tiempo, establece que la venta de activos que den lugar a plusvalías, supondrá la disminución de los derechos pendientes de cobro[70].

Todo este proceso ha derivado en una confrontación pública entre algunas de las principales empresas eléctricas sobre la interpretación de la normativa que regula este procedimiento de recuperación[71], así como de las cantidades realmente recuperadas de los CTC iniciales. En vista de los desvíos de las hipótesis empleadas en los cálculos originales -precios, horas de funcionamiento, vida útil "efectiva", costes variables, tipos de interés-, diferentes agentes han reclamado la necesidad de llevar a cabo la revisión que la Memoria justificativa del Proyecto de la Ley del Sector Eléctrico preveía para el año 2002, que tenía 'por objeto la evaluación del importe global recuperado por parte de las compañías eléctricas en concepto de CTC, junto con la evolución del precio del mercado, la evolución del equilibrio económico-financiero de las compañías, los beneficios de los consumidores y la evolución conjunta de las variables macroeconómicas antes citadas'.

La situación actual

Todo parece indicar que en el presente ejercicio 2005 aparecerá un nuevo déficit. Se han asignado en la tarifa solamente 25 M€ para recuperación de CTC por diferencias y los precios en los primeros meses del año han sido muy superiores a los precios de la energía en el mercado implícitos en el Real Decreto de tarifas para 2005. La persistente aparición del déficit tarifario durante el proceso de recuperación de los CTC es una paradoja que pone de manifiesto el divorcio actualmente existente entre la determinación de la tarifa y el comportamiento del mercado y que exige solución.

La CNE, en su informe de 24 de febrero de 2005[72] vuelve a insistir en las significativas carencias de la normativa del mercado eléctrico, entre ellas la regulación de los CTC y 'confirma, una vez más, la necesidad de revisar en profundidad el modelo de mercado, tal y como estaba previsto en el desarrollo normativo'.

Asimismo, en los meses que han sucedido al cambio del ejecutivo, la Administración ha emprendido una serie de iniciativas vinculadas al mecanismo de recuperación de CTC. Con

---

[70] Posteriormente, la Comisión, en el Boletín UE 7/8-2001, Competencia (26/54), punto 1.3.64. "Decisión de la Comisión relativa a un régimen de costes de transición a la competencia (CTC)", determinó que 'Después de haber concluido que se respeta la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia, la Comisión decidió no plantear objeciones a la aplicación del régimen español de costes de transición a la competencia (CTC) que prevé la compensación de estos costes que recaen en las empresas productoras de electricidad'.

[71] La existencia de posturas contrapuestas al respecto ha sido sobradamente constatada por el equipo que ha elaborado este Libro Blanco en las entrevistas mantenidas con las empresas. La CNE se ha hecho eco de esta discrepancia y ha emitido un informe aclaratorio de la situación: "Informe sobre el balance y valoración de los CTC cobrados y pendientes de cobro a fecha de noviembre de 2003", CNE, diciembre de 2003.

[72] "Informe sobre la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica en el período enero-septiembre 2004", Comisión Nacional de la Energía, 24 de febrero de 2005.

fecha de 30 de junio de 2004, la Dirección General de Política Energética y Minas -DGPEM-, solicitó a la CNE un informe sobre los ingresos y costes de las instalaciones de generación incluidas en el Real Decreto 1538/1987 durante el periodo 1998 a 2003, y su comparación con los valores de inversión pendientes de amortizar al inicio de la liberalización[73].

Posteriormente, el Real Decreto-Ley 5/2005[74] reforma el sistema de liquidación de los CTC 'sin prejuzgar su funcionamiento actual', y 'retrasa la liquidación definitiva correspondiente al año 2004 hasta el 1 de enero de 2006, fecha en que el Gobierno pueda haber estudiado las conclusiones del Libro Blanco que se está elaborando sobre el mercado de producción en el sector eléctrico y, por tanto, disponga de criterios objetivos para su determinación efectiva'.

Parece claro, pues, que hay en efecto un atasco regulatorio en lo que respecta a la aplicación del mecanismo de recuperación de los CTC ahora y a futuro y que se hace inevitable afrontar un análisis riguroso del problema con el fin de efectuar las correcciones pertinentes. Sin duda hay que reconocer la dificultad de establecer en 1997 una normativa sobre un asunto de gran e incierto volumen económico y sobre el que las experiencias internacionales eran muy escasas[75]. Pero con la perspectiva que proporciona la experiencia adquirida durante los más de siete años de vigencia de este procedimiento, se hace evidente que la regulación de los CTC adolece de claras deficiencias que requieren ahora de una reforma regulatoria.

A la vista de lo expuesto, esta reforma debe dar una solución adecuada a dos aspectos principales: la interferencia con el funcionamiento del mercado de electricidad, tanto mayorista como minorista, sobre el que se percibe un casi unánime consenso, y la evaluación de las cantidades recuperadas y las pendientes de recuperación, así como la forma y momento de poner fin al periodo transitorio. Así por tanto, lo primero que la reforma del mecanismo de CTC se debe plantear es una mirada hacia atrás, abordando una evaluación crítica de las cantidades recuperadas hasta la fecha, en la línea de las tesis apuntadas previamente y del espíritu que se reflejaba en la Memoria justificativa del Proyecto de la Ley, en la que se programaba una revisión transcurridos unos años de la puesta en marcha del mercado.

Una vez completado este análisis, se estará en disposición de mirar al futuro y de diseñar un nuevo procedimiento que permita determinar las cantidades que restan por satisfacerse para

---

[73] "Informe solicitado por la DGPEM sobre los ingresos y costes de las instalaciones de generación que estuvieron incluidas en el Real Decreto 1538/1987, durante el periodo 1998-2003", Comisión Nacional de Energía, de 2 de diciembre de 2004.

[74] "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".

[75] Ver la descripción de las experiencias internacionales conocidas en la fecha en "Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento nº 3: La transición a la competencia y las empresas eléctricas", disponible en www.cne.es.

culminar el periodo transitorio, minimizando las interferencias del mecanismo con el mercado y buscando un razonable equilibrio entre la estabilidad económica de las empresas con generadores sujetos al mecanismo de CTC -"generadores-CTC"- y lo que es adecuado que paguen los consumidores, desde ese momento y en el largo plazo. En ese sentido, es importante destacar la necesidad de abordar en este análisis una reflexión profunda sobre cuál será el escenario una vez que se decida poner fin al citado periodo transitorio. Cualquier mecanismo de cierre que se pueda proponer requiere, al igual que se planteó en origen en 1997, una estimación acerca de la evolución futura del mercado de generación y del papel que los generadores-CTC jugarán en el mismo. Carecería de sentido alguno evaluar la cantidad que correspondería satisfacer si no se evalúan las cantidades que se recuperarán en el futuro.

Consideraciones iniciales sobre las cantidades recuperadas hasta la fecha

Si bien el análisis en profundidad se plantea en el capítulo 6, el diagnóstico de la evolución del mecanismo de CTC hasta la fecha no puede culminarse sin adelantar unas breves reflexiones sobre los aspectos más relevantes a tener en cuenta a la hora de evaluar las cantidades efectivamente recuperadas en este periodo.

La recuperación de los CTC por las empresas ha tenido lugar de otras formas que no son tenidas en cuenta en el vigente procedimiento de recuperación por diferencias y en sus mecanismos de ajuste. En efecto, estaba previsto que si el precio medio anual de venta de la energía de alguna de las empresas a las que se reconoció CTC excedía el valor previsto de 36,06 €/MWh, cuando se calculó la cuantía de los CTC en la Memoria justificativa del Proyecto de la Ley, el correspondiente exceso de ingresos sería deducido del valor actual de CTC pendientes de recuperación. Pero al tiempo se ignoraron otros desvíos potencialmente tan importantes como éste, como es el desvío en las producciones de los generadores vinculados al mecanismo -desvío en buena parte ocasionado por un crecimiento de la demanda muy superior al previsto-, y el margen de explotación que pudiera derivarse de las centrales cuya vida económica hubiese terminado -de acuerdo al horizonte de amortización establecido- pero que continuasen en funcionamiento. Hay otros parámetros cuyos valores fueron estimados en 1997 y cuyos desvíos pueden también tener relevancia, dependiendo de cómo se enfoque la revisión. Se trata de la tasa real de interés y del coste de los combustibles. Conviene insistir en que, tanto en el Protocolo de 1996 como en la Memoria justificativa del Proyecto de la Ley, se plantea la necesidad de una revisión global del nuevo modelo regulatorio y, en particular, del importe recuperado por las empresas en concepto de CTC[76], y que esta revisión nunca tuvo lugar.

[76] En el punto 6.9 de la Memoria justificativa del Anteproyecto de la Ley del Sector Eléctrico 21 de mayo de 1997 se puede leer: '(...) en el nuevo modelo el funcionamiento del sistema realizado bajo previsiones en las que se pueden dar variaciones, e incluso en el que la evolución de determinadas variables no quedan preestablecidas, (...) resulta necesario efectuar las comprobaciones del modelo que permitan corregir posibles efectos desfavorables que puedan alterar el equilibrio económico-financiero de las empresas o que resulten gravosas para los consumidores'. El Protocolo de 1996, en su acuerdo Segundo 1.5, afirma que 'En el año 2001, y coincidiendo con la revisión general del modelo prevista en el apartado 3, se evaluarán los resultados de la primera etapa en

Otros problemas han ido apareciendo para los que la normativa vigente no disponía de una solución precisa, como es el caso del tratamiento más adecuado para los casos en los que puede interpretarse que se han generado plusvalías por la venta de determinadas instalaciones de producción. La indeterminación en la cantidad que el Gobierno -de acuerdo a la Disposición Transitoria Sexta, apartado 2- puede libremente asignar cada año a la recuperación de los CTC tampoco ayuda a despejar la incertidumbre que afecta a este procedimiento.

La mirada al futuro

El debate en 1997 y 1998 se centró en la cuantía de los CTC y en las garantías sobre su recuperación. También en la forma de apoyarse en el mecanismo de recuperación de los CTC para mitigar el poder de mercado resultante de la elevada concentración horizontal. En contraste con lo ocurrido en la mayoría de los países que han debido afrontar el problema de los CTC, en España debe constatarse la falta completa de mecanismos de cierre o continuación del tratamiento regulatorio de las instalaciones de generación a las que se ha reconocido CTC. Los "valores residuales" de las centrales de generación fueron muy pobremente tratados en 1997, lo que ahora da lugar a importantes dificultades cuando se quiere terminar definitivamente con el mecanismo de recuperación para centrales con una vida útil que excede ampliamente la utilizada en los cálculos de los CTC. La situación regulatoria en la que quedarían estas instalaciones y la comparación con las experiencias internacionales a este respecto demandan una evaluación rigurosa y una propuesta de actuación.

En resumen, tras este breve repaso a los aspectos regulatorios más destacados de los CTC, en este Libro Blanco se considera que hay tres cuestiones referentes a los Costes de Transición a la Competencia (CTC) que requieren ser tratadas en mayor profundidad y ser objeto de una propuesta de reforma regulatoria. La primera es la determinación de las cantidades de CTC que actualmente están pendientes de recuperación por cada una de las empresas. La segunda es, ante la constatación del efecto de distorsión que el mecanismo de recuperación de los CTC está teniendo sobre el mercado mayorista, descrito en este apartado de diagnóstico, la propuesta de un procedimiento alternativo que elimine este efecto, y que a la vez permita que efectivamente se recuperen las cantidades pendientes. Finalmente, la tercera cuestión se refiere al análisis y propuesta del tratamiento regulatorio más adecuado para las instalaciones de generación a las que se les han reconocido CTC, una vez que haya concluido la recuperación del saldo pendiente. Estos tres asuntos se examinan en detalle en el capítulo 6 y se proponen las reformas regulatorias correspondientes para darles solución.

---

términos de: funcionamiento de dicho modelo, importe global recuperado con cargo a la retribución fija, evolución del precio del mercado en relación con el precio de referencia estimado de 6 pta/kWh, evolución económico-financiera de las empresas, resultado para los consumidores y evolución conjunta de las variables macroeconómicas a que se refiere el punto 4 anterior. Esta evaluación tendrá por objeto establecer, en la forma que proceda, los criterios que regirán la evolución de tarifas y de la retribución fija durante el periodo 2002-2007'.

2.1.5 El mercado mayorista y el Mercado Ibérico de Electricidad

Otro de los ejes relevantes del funcionamiento global del mercado eléctrico es el diseño del mercado mayorista, en el que se llevan a cabo las transacciones de energía entre los generadores y los comercializadores -u otros grandes compradores de electricidad-. Esto incluye los procedimientos y las reglas de funcionamiento que rigen un amplio conjunto de transacciones, desde las realizadas por medio de contratos de largo plazo hasta las compras de muy corto plazo que lleva a cabo el Operador del Sistema dentro de los llamados mercados de operación, e incluyen de forma muy notable las compraventas del mercado diario que actualmente suponen la inmensa mayoría de las transacciones que se realizan en España.

Aunque en estos momentos deja de tener sentido plantear reformas regulatorias en el mercado mayorista español de forma aislada, sin tener en cuenta el contexto completo del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), la implantación de este mercado ibérico todavía no se ha producido[77] y no existe experiencia práctica sobre el funcionamiento del mismo. Por ello, en este apartado de diagnóstico se van a examinar las deficiencias observadas en el mercado español exclusivamente, teniendo en cuenta que el MIBEL va a partir de esta realidad y que hay algunos aspectos todavía que corregir. En el capítulo 7 se plantearán las necesidades de reforma del mercado mayorista consideradas ya en el entorno del MIBEL, incluyendo además los requisitos de armonización regulatoria entre ambos países que son necesarios para un funcionamiento exitoso del mercado conjunto.

En cualquier caso, el problema del diseño del mercado mayorista de electricidad se solapa con algunos de los otros aspectos que se tratan en este Libro Blanco. Especialmente, hay dos grupos de temas de gran calado en el diseño del mercado que, precisamente a causa de su relevancia, merecen un tratamiento específico en un capítulo aparte. Se trata de la fiabilidad del suministro, asunto al que se dedica el apartado 2.1.2 y el capítulo 5 y los aspectos comunes de la generación y la red de transporte, que se tratan en el apartado 2.1.7 y en el capítulo 9.

Contratación y mercado a plazo

La legislación vigente en el mercado eléctrico español permite la existencia de contratación bilateral. Por medio de esta figura los agentes pueden negociar intercambios de energía al margen del mercado organizado de corto plazo que se lleva a cabo en OMEL[78]. Esto podría incluir tanto contratos realizados directamente entre un consumidor y un generador -típicamente contratos de largo plazo- como contratos realizados en el ámbito de un mercado más o menos organizado de futuros, tanto físicos como financieros.

Sin embargo, el sistema se ha comportado en la práctica casi como si el mercado diario de OMEL fuera un mercado obligatorio. Por ejemplo, durante el año 2004 el total de la energía

[77] Al final de este apartado 2.1.5 se describen los principales hitos en la evolución del Mercado Ibérico.

[78] Ley 54/1997 (art. 23) y Real Decreto 2019/1997 (capítulo III).

declarada como contratos bilaterales fue de 1.556 GWh, lo que representa un 0,77% en comparación con los 201.773 GWh que se negociaron en el mercado diario[79]. Esto contrasta vivamente con la experiencia que existe en la inmensa mayoría de los mercados europeos y mundiales, donde el mercado diario sólo negocia una fracción reducida de la energía y la mayor parte de la negociación se realiza en los mercados a plazo. Por citar ejemplos de algunos de los mercados más relevantes de Europa, el mercado diario del APX en Holanda negocia entre un 10% y un 15% del total de la energía del país, y el mercado spot del EEX negocia algo menos del 15% de la energía de Alemania.

Una de las razones que explica esta anomalía es el trato adverso que ha recibido a la contratación bilateral en el sistema. En efecto, los generadores y consumidores que se involucraban en un contrato bilateral dejaban de recibir y pagar garantía de potencia. Para un consumidor cuyos pagos fuesen equivalentes a los de un generador esto no sería conflictivo, pero el sistema tarifario de reparto de los pagos por potencia entre los clientes hace que los clientes domésticos paguen más que la media y los clientes de mayor tamaño paguen menos que la media. De este modo, en el inicio del mercado cuando únicamente los grandes clientes eran elegibles y podían realizar este tipo de transacciones, los ingresos que perdía el generador eran mayores que los pagos que se ahorraba la demanda, y el conjunto de los dos agentes era penalizado por contratar bilateralmente. De modo que este tipo de contratos no era rentable. En el momento en que se ha liberalizado toda la demanda, en teoría resulta muy ventajoso llevar a cabo un contrato bilateral con un cliente doméstico, justamente por el efecto contrario. De hecho, su volumen ha aumentado a partir de este momento. Sin embargo, los incentivos de las grandes empresas sujetas a CTC están distorsionados por el efecto de éstos, y aparentemente eso ha podido frenar este tipo de estrategias. No es razonable que los contratos bilaterales se realicen o no a causa de efectos regulatorios espurios. En cualquier caso, el Real Decreto Ley 5/2005 y sus desarrollos ya han eliminado esta discriminación -a partir de ahora todos los agentes pagan la garantía de potencia independientemente de cuál sea su modalidad de contratación- y este efecto se elimina del mercado.

En definitiva, se han eliminado las barreras más relevantes para la contratación a plazo, pero todavía no se han observado los resultados de la normativa. El que este mercado tome o no volumen dependerá básicamente de la voluntad de los agentes y de su necesidad de cubrirse del riesgo.

Mercados diario e intradiarios

En general, el funcionamiento de los mercados diario e intradiarios -desde el punto de vista de la mecánica de aplicación de los procedimientos previstos- ha sido satisfactorio. Una descripción de las grandes cifras de precios, volúmenes de contratación, etc. que describen su funcionamiento se puede encontrar en el apartado 2.1.1.

Desde el punto de vista de la normativa, el mercado diario se basa en una casación simple -con curvas de ofertas de precio y cantidad que se cruzan de forma independiente para cada

[79] Obtenido a partir de los informes mensuales elaborados por OMEL.

hora- a la que se añaden algunas reglas complejas superpuestas. Las más relevantes son la condición de ingresos mínimos, que hace que las ofertas de un determinado generador se retiren del mercado si sus ingresos no superan un cierto volumen por él especificado, y la condición de gradiente de carga, que limita la diferencia entre las potencias que un grupo puede casar en dos horas consecutivas. Adicionalmente, hay que mencionar que las ofertas se realizan individualmente para cada generador, salvo en el caso de la generación hidráulica, que puede agruparse en unidades (UGH) de tamaño similar al de una térmica.

Aunque estas reglas fueron en principio diseñadas para salvaguardar a los generadores, su uso ha sido relativamente modesto -aunque no despreciable-, y con frecuencia ha estado asociado al interés de establecer ofertas diferentes para el despacho típico que resulta para un grupo que ha sido casado en el mercado diario y el despacho típico que resulta cuando se entra a producir por restricciones.

Los mercados intradiarios permiten reajustar el programa a lo largo de seis mercados que se suceden desde que se cierra la casación del mercado diario hasta cerca del tiempo real. El primer intradiario tiene un volumen muy superior a los demás, pues es usado por los agentes para corregir el despacho asignado a sus grupos en el mercado diario, con frecuencia mediante compras y ventas entre unidades de la misma empresa. Este comportamiento permite operar *de facto* de forma bastante similar a un mercado en el que se ofertase por el conjunto de la cartera de producción de la empresa, en lugar de grupo a grupo como en éste.

Este diseño es una excepción en Europa, donde muchos de los mercados tienen una casación diaria y un mercado de ajustes -*balancing market*- que tiene lugar típicamente una hora -o media hora- antes del tiempo real. Este mercado permite a los agentes ajustar sus posiciones y, de alguna forma, cumple un papel parecido a los mercados intradiarios españoles. En este sentido, los mercados intradiarios son un elemento original del diseño español, que algunos agentes consideran como una peculiaridad autóctona a defender. Esto no es en sí mismo un problema, ya que los mercados intradiarios han cumplido bien su misión de permitir ajustes en las posiciones de los agentes. Simplemente se resalta como un elemento a tener en cuenta de cara a futuras armonizaciones del diseño del mercado con otros países europeos.

Como se menciona en 2.1.1, con una cierta frecuencia el volumen de compras en el mercado intradiario ha sido muy superior al esperado. Por ejemplo, en ocasiones se han llegado a comprar 7000 MW en una hora del mercado intradiario, en contra de la teoría que inspiró su diseño y que supone que el precio de compra del mercado diario tenderá a ser algo menor, lo que debiera disuadir de acudir a los mercados intradiarios excepto en caso de necesidad. La anomalía es achacable a un mal diseño de la normativa de gestión de restricciones técnicas, que únicamente cargaba los costes de este servicio a la demanda que había comprado en el mercado diario. Este problema ha sido ya resuelto por el Real Decreto 2351/2004.

Mercados de operación

En líneas generales, se puede decir que los procedimientos de operación del mercado español han funcionado razonablemente bien. A pesar de que existen algunos aspectos de

detalle que son problemáticos en los diferentes elementos del mercado, el diseño general de los servicios complementarios y los mercados de operación ha funcionado de forma satisfactoria en estos años. Los principales elementos de los que dispone el Operador del Sistema para gestionar la seguridad son las reservas primaria, secundaria y terciaria[80].

Respecto a la reserva primaria, se trata actualmente de un servicio obligatorio para todos los generadores acoplados al sistema, y no remunerado. La intuición que subyace detrás de esto es que la reserva primaria no supone un coste notable para los generadores. Sin embargo, es difícil comprobar si los generadores individuales responden adecuadamente. El Operador del Sistema sólo puede observar su respuesta a nivel agregado. De hecho, es posible que existan algunos generadores con equipos de regulación obsoletos que no han sido aún reemplazados. Aunque el correspondiente procedimiento de operación -P. O. 7.1- establece la potestad de realizar inspecciones para comprobar si los grupos cuentan con los equipos necesarios para dar este servicio, este tipo de problemas no ha sido considerado especialmente relevante hasta el momento, ya que la posible respuesta insuficiente de la regulación primaria es seguramente compensada con la buena respuesta de la reserva secundaria.

Respecto a la reserva secundaria, que sí se asigna con un mecanismo competitivo, uno de los problemas fundamentales es la existencia de una posición de dominio en este mercado. La generación hidráulica -fundamentalmente la hidráulica despachable, con embalses con alta capacidad de regulación- está, por motivos técnicos, en una situación muy favorable para proporcionar reserva secundaria y tiene una cuota elevada en este mercado -por ejemplo, entre enero y septiembre del 2004 la cuota hidráulica en los mercados de secundaria y terciaria fue de aproximadamente 70 TWh de un total de 130 TWh-. Esto genera dudas sobre si los precios que resultan en este mercado responden a los costes del servicio o si son excesivamente altos. En concreto, Endesa públicamente ha reclamado a primeros de 2005 un mayor control sobre los precios que fija Iberdrola en este producto.

Se han planteado dudas sobre el heterogéneo comportamiento de los diferentes generadores que proporcionan reserva secundaria. En el sistema de control coexisten grupos con una respuesta muy rápida -hidráulicos- con grupos más lentos -térmicos-, pero el sistema regulatorio no reconoce estas diferencias. Esto puede dar lugar a algunos problemas, en la medida en que no se considera ni se remunera correctamente la diferente calidad de cada una de las reservas. La situación se agrava debido al bajo valor de las penalizaciones por incumplimiento, lo que da lugar en la práctica a que esta situación se produzca con frecuencia.

---

[80] La primera de ellas consiste en la respuesta inercial, en plazos de tiempo cortos -entre 15 y 30 segundos-, que proporcionan los generadores ante cambios en la demanda del sistema, y es una característica técnica de las máquinas. La reserva secundaria se asocia al mecanismo automático de control de la generación (AGC), que permite dar instrucciones a los grupos y obtener respuesta en intervalos cortos -el valor de referencia son 100 segundos-, con el fin de seguir las fluctuaciones de la demanda. La reserva terciaria es una reserva de energía cuya velocidad de respuesta es del orden de los 15 minutos.

Por otra parte, los procedimientos de despacho de la reserva secundaria se basan en la idea de las áreas de control. Esto quiere decir que las instrucciones se envían a un centro de control que representa a un conjunto de generadores -típicamente a una empresa- y este centro de control debe repartir las instrucciones entre los diferentes generadores. Así, el Operador del Sistema comprueba que el conjunto de los generadores sigue correctamente las instrucciones, pero únicamente de forma agregada. Esto permite a generadores que no tienen capacidad de regular integrarse en un área de control con otros grupos que sí regulan y evitar así los pagos en concepto de reserva secundaria que deben realizar los generadores que no pertenecen a ningún área de control. Algunos agentes de pequeño tamaño se quejan de que el sistema de áreas de control favorece a las grandes empresas y que en realidad está actuando como una barrera de entrada.

Respecto a la reserva terciaria, de nuevo hay que mencionar el problema de la ventaja competitiva de la energía hidráulica de regulación, aunque en este caso el potencial de abuso es menor.

Otra dificultad en la normativa aplicable a la reserva terciaria son los plazos que se exigen. Existe al mismo tiempo una obligación de presentar ofertas de terciaria por toda la potencia no despachada, de modo que esté lista para ser empleada en una emergencia, siendo un requisito que dicha reserva terciaria responda en menos de 15 minutos. Puesto que hay muchos generadores cuya inercia no les permite una respuesta tan rápida, muchos de ellos no presentan ofertas de terciaria, y una parte de la potencia queda sin ser ofertada, sin que el Operador del Sistema tenga posibilidad de acceder a ella si la necesitara. Parece que sería necesario establecer algún tipo de reserva más lenta, indicado para estos casos.

En esta misma línea de permitir al Operador del Sistema que acceda a los generadores, además de los mercados de reserva REE dispone de mecanismos adicionales para darles instrucciones. Por una parte, tiene a su disposición el mecanismo de gestión de restricciones -que se comenta en la sección 2.5 y en el capítulo 7- y, por otra parte, puede transmitir directamente órdenes a los agentes durante la operación del sistema. Se han dado algunas situaciones anómalas en este sentido en los últimos tiempos.

Una de ellas es la relacionada con la gestión de los parques eólicos, que con mucha frecuencia no tienen comunicación directa con el Operador del Sistema y no responden a sus instrucciones. En efecto, se han dado situaciones en las que el Operador del Sistema necesitaba reducir la generación eólica de algunos nudos por motivos de estabilidad del sistema y para hacerlo tenía que pasar por un proceso complejo y poco ágil de llamadas después del cual sólo algunos de los generadores implicados respondían, mientras que el resto decidían seguir funcionando e ingresando el precio del mercado por su energía. Sería necesario que la generación dispersa, como la eólica, contara con elementos de control y comunicación más eficaces -por ejemplo integrándose en centros de control compartidos con otros generadores eólicos- y también clarificar los incentivos económicos ligados a estos procesos de operación.

En situaciones como ésta, es relevante dotar a Red Eléctrica de mecanismos que le permitan asegurarse de que sus decisiones se cumplen. Tanto en el ámbito de las infraestructuras de comunicaciones y control, como en el ámbito de los incentivos económicos.

Otra situación que debe mencionarse se ha producido en algunas ocasiones con las centrales de bombeo. El Operador del Sistema, a la vista de que estas centrales le proporcionan una respuesta rápida muy útil desde el punto de vista de la seguridad, ha dado instrucciones en el pasado para que estas centrales llenen sus vasos. Esto implica, lógicamente, que el sistema ha de pagar el coste de las correspondientes compras. Sin embargo, el Operador del Sistema no tiene potestad para gobernar completamente el despacho de estas centrales de bombeo, y el operador de la planta en ocasiones ha decidido turbinar el agua embalsada para vender esa energía en el mercado, de forma que finalmente la central volvía a no poder dar la reserva que el Operador del sistema requería en las horas de punta.

Una consecuencia curiosa del problema del desplazamiento de una parte de las compras hacia los mercados intradiarios es que en esas circunstancias el Operador del Sistema, viendo que la demanda real era apreciablemente superior a lo casado en el mercado diario, se vio obligado a despachar una cantidad apreciable de generación por restricciones para compensar este efecto. Se trata de un uso poco ortodoxo de la generación forzada por restricciones, intentando resolver un problema que no era estrictamente de restricciones. Sería conveniente establecer mecanismos específicos para determinar cuándo el Operador del Sistema debe llevar a cabo este tipo de actuaciones de emergencia y cuándo debe dejar a la responsabilidad de los agentes las decisiones de arrancar o no un determinado generador.

Esto enlaza con la posibilidad de dar a REE algún tipo de incentivos para asegurarse de que opera el sistema de la forma más económica posible. En este momento no existe ningún tipo de incentivo de este tipo para el Operador del Sistema. No es obvio decidir si este tipo de incentivos deberían existir o no. Este aspecto está también asociado a las funciones de REE como transportista y se discute más ampliamente en el apartado 9.

Restricciones

Poco después de comenzar la elaboración de este Libro Blanco, fue aprobado 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. La reforma del procedimiento de resolución de restricciones técnicas es un cambio regulatorio largamente esperado y solicitado tanto por las empresas productoras -a quienes la anterior normativa ha creado no pocos conflictos- como por la CNE. Resulta difícil de entender cómo un cambio regulatorio tan obvio como éste[81] ha podido permanecer tanto tiempo sin ser corregido. Desgraciadamente no es el único[82], lo que indica que algo no va bien en el

[81] De hecho el diseño inicial del mercado en enero de 1998 contemplaba ofertas separadas para el mercado diario y para gestión de las restricciones. Unos meses más tarde se modificó para que la oferta fuese única. Pronto los agentes y la CNE advirtieron que el cambio había sido a peor, y en diversos informes solicitaron la vuelta a la situación original. Pero la normativa no ha sido modificada hasta diciembre de 2004, y ha entrado en vigor en junio de 2005.

[82] Hay algunos "clásicos" -defectos obvios de la normativa vigente- que han pervivido durante muchos años a pesar del consenso prácticamente unánime de reguladores y agentes económicos,

mecanismo de gestión de los cambios regulatorios en el sistema español. No debe ocurrir que exista prácticamente unanimidad entre los agentes económicos y la CNE en considerar que un cambio normativo -de carácter eminentemente técnico- debe tener lugar, y que haya un silencio administrativo de varios años, sin que el cambio tenga lugar y sin explicación alguna de por qué no se realiza. Si el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio es el responsable de realizar estos cambios, la regulación debe establecer procedimientos explícitos para solicitarlos -la CNE tiene amplia capacidad de propuesta según la LSE- y debe haber también procedimientos establecidos de respuesta en caso de denegación. Felizmente parece que el nuevo equipo de gobierno está dando solución -y en principio satisfactoria- a varios de estos "atascos regulatorios".

No es objeto de este Libro Blanco entrar en aspectos detallados de la normativa del mercado de electricidad, que pueden admitir múltiples soluciones adecuadas. Con la nueva normativa que acaba de aprobarse en el Real Decreto 2351/2004 puede darse por resuelto el mayor defecto regulatorio existente en la gestión de restricciones.

Como se indicó en el apartado 2.1.1 no parece la mejor opción regulatoria -aunque se ha utilizado en diversos países- el pagar su precio de oferta a un generador que es llamado a resolver una restricción de red cuando solamente él -o un grupo de generadores que pertenecen todos a la misma empresa- es capaz de resolverla. Es indudable que esta situación regulatoriamente extrema -pero no infrecuente en la práctica- corresponde a un monopolio perfecto, sin posibilidad alguna de mercado. Por consiguiente, la aceptación sin más del precio de oferta de la única empresa que puede resolver la situación es una invitación al ejercicio del poder de mercado.

Bajo un punto de vista pragmático podría defenderse que la aceptación del precio de oferta no es una situación tan mala como parece, una vez que se haya separado la oferta al mercado diario de la de restricciones y esta última pueda ser revisada ya con más facilidad por el regulador, que puede fijar umbrales de precio a partir de los cuales investiga el caso y puede obligar al generador a presentar explicaciones. Pero parece una solución superior en casi todos los aspectos, y con menos riesgo regulatorio, el establecer administrativamente -y en lo posible de acuerdo con la empresa- un procedimiento de remuneración, cuando no exista posibilidad alguna de competencia en la resolución de la congestión -cuando el generador o generadores que pueden resolverla pertenecen todos a la misma empresa-.

Liquidaciones y otros aspectos de implantación

Un comentario que surge con frecuencia al describir el mercado español es que se trata de un mercado sobre-regulado. El número y la complejidad de las reglas en el mercado de OMEL son altos. Esto resulta patente cuando se compara con otros mercados europeos. En realidad, OMEL ha jugado en el sistema español un papel diferente en comparación con el

---

apoyados por las experiencias internacionales, en que deben ser cambiados. Pueden citarse a modo de ejemplo el especial tratamiento de la garantía de potencia para los contratos bilaterales, la no participación de la energía contratada en el mercado intradiario en el pago de los costes de gestión de las restricciones técnicas, o el mecanismo de asignación de la capacidad de la conexión internacional con Francia.

resto de los mercados europeos, con una muy importante presencia regulatoria y una capacidad notable de realizar propuestas normativas, que contrasta con una estructura de reglas de organización del mercado y del propio OMEL compleja y en ocasiones poco atractiva para el tipo de agentes que suelen dinamizar normalmente este tipo de mercados -bancos de inversión, *traders*, etc.-.

Un elemento que contribuye a la sensación de que el español es un mercado difícil para los grandes *traders* europeos son las liquidaciones. El proceso de liquidaciones presenta importantes deficiencias, que han sido suficientemente identificadas hace tiempo y cuya resolución requiere tanto la adecuación del sistema de medidas como una revisión de la normativa que la haga más ágil y flexible. En la fecha en que se escribe este Libro Blanco a principio de 2005 el Operador del Mercado ha realizado liquidaciones definitivas solamente hasta marzo de 2002, pero de acuerdo a la normativa actual debiera existir liquidación definitiva hasta febrero de 2004, por lo que el retraso respecto a lo establecido en la normativa es de unos dos años. Recientemente parece que se están realizando considerables esfuerzos para reducirlo.

Las liquidaciones provisionales, que es por tanto muy conveniente realizar, generan posiciones acreedoras y deudoras de los agentes con el mercado por periodos muy prolongados, con efectos financieros. A causa de esto, los agentes con posiciones deudoras deben aportar garantías, de carácter extraordinario, hasta el momento de la liquidación definitiva. Existe además una incertidumbre en la previsión de los cierres de resultados, dada la dificultad de prever el sobrecoste ocasionado por los desvíos.

La liquidación definitiva anticipada es un mecanismo que resulta favorable a los agentes que pueden acogerse a ellas y les permite ahorrar algunos costes. No parece que ésta sea la forma más razonable de beneficiar a algunos agentes, aunque sí pueda estar justificado favorecerles. Lo natural sería reformular el sistema de liquidaciones hasta que no hubiera necesidad de tener retrasos tan apreciables, y en ese caso la liquidación anticipada perdería gran parte de su sentido.

Estos retrasos son el efecto de dos elementos simultáneos: por una parte, el hecho de que hasta ahora el mercado de OMEL haya participado en las liquidaciones de todos los costes del sistema, mezclando los resultados provenientes del mercado de energía con otros pagos de naturaleza diferente -desvíos, restricciones o la garantía de potencia- y, por otra parte, el procedimiento de reparto proporcional de los costes del sistema, que hace que no sea posible liquidar a un agente hasta que no están disponibles las medidas de todos los agentes del sistema. Cualquier posible reclamación sobre las medidas da lugar a un retraso en las liquidaciones de todo el mercado.

Adicionalmente, el hecho de que el precio que resulta del mercado no corresponda únicamente con el resultado de la casación, sino que incluya toda una serie de cargos más o menos regulados, puede convertirse en algo incómodo, especialmente para agentes que tienen un volumen de negocio relativamente bajo en España. El Real Decreto Ley 5/2005 y sus desarrollos abordan esta cuestión y establecen pautas para simplificar apreciablemente las liquidaciones. Es de esperar que tanto OMEL como Red Eléctrica aprovechen la oportunidad para idear un mecanismo sencillo que facilite el comercio.

Igualmente, otros detalles como los avales requeridos para operar en el mercado diario español, o el tratamiento del riesgo de crédito -los agentes europeos han manifestado que el contrato que se ha convertido en un estándar de facto en Europa, el contrato de EFET, no se aplica en el mercado de OMEL- también se han mostrado conflictivos desde este punto de vista.

Un último elemento en la discusión sobre los aspectos organizativos del mercado diario es el problema de la publicidad de la información que se aporta a los agentes sobre el mercado. Esta información era inicialmente más amplia y posteriormente se restringió. Una petición prácticamente unánime de los agentes durante las entrevistas realizadas para la preparación de este Libro Blanco, era la necesidad de volver a contar con un volumen de información mayor. De nuevo, el Real Decreto Ley 5/2005 aborda este problema y establece los requisitos para que se haga pública mucha de la información que se había dejado de mostrar, por lo que el problema está ya en vías de solución y no es necesario prestarle una gran atención en el análisis que se está haciendo en este momento.

Interconexiones internacionales

Éste es uno de los aspectos que es relevante en el entorno MIBEL propiamente dicho. Es decir, es uno de los temas que no forma parte de la discusión del mercado mayorista en general y pudiera ser aplicable de igual forma al caso simplemente español, sino que su importancia depende fundamentalmente del proceso de integración de mercados que supone el MIBEL.

Los elementos más importantes de la evolución de las interconexiones internacionales se discuten en el apartado 2.1.7, en el contexto del tratamiento de la red de transporte.

Aspectos institucionales del MIBEL y armonización regulatoria con Portugal

La historia del Mercado Ibérico de Electricidad comenzó en 1998 y ha sufrido diversos avatares hasta ahora. El proyecto ganó consistencia a partir del protocolo para la creación del MIBEL, de noviembre de 2001 y del documento conjunto de las dos entidades reguladoras de marzo de 2002 en los que se ponían las bases para el desarrollo de un mercado integrado. A partir de ahí, la evolución del Mercado Ibérico ha sufrido algunos retrasos, seguidos de otras nuevas tomas de impulso, que progresivamente van cristalizando en unos desarrollos normativos que eventualmente harán posible el mercado.

Uno de los primeros fue la decisión de crear un único Operador del Mercado, optando así por un modelo como el de *NordPool*, con dos operadores del sistema y un único operador del mercado, donde el operador del mercado a su vez se divide en dos polos, uno situado en Madrid, encargado del mercado de corto plazo y que básicamente es OMEL, y otro situado en Lisboa, responsable del mercado a plazo. Este operador del mercado a plazo se ha constituido formalmente, dispone de los equipos y sistemas necesarios, y está listo para funcionar cuando el mercado comience. De hecho, los retrasos sufridos en la puesta en marcha del mercado han hecho que su estreno se demore más de lo esperado.

Otro de estos desarrollos relevantes[83] ha sido el reciente Real Decreto Ley 5/2005 español, que adapta las reglas del mercado mayorista para permitir que los agentes portugueses puedan comprar en el mercado español y para permitir sin dificultades la contratación bilateral y los mercados a plazo. En este momento, los dos reguladores tienen un encargo de los gobiernos de revisar su documento de propuestas de marzo de 2002 y actualizarlo, y es de esperar que ése sea de nuevo un salto adelante cualitativo en el proceso de puesta en marcha del mercado.

El trabajo de este Libro Blanco se enmarca en este contexto, en el que las propuestas de reforma han de estar orientadas hacia un entorno MIBEL y con el objetivo de ver funcionar este mercado conjunto cuanto antes.

2.1.6 El mercado minorista y la participación de la demanda

El pleno ejercicio de la competencia en la actividad de generación y el correcto funcionamiento del mercado mayorista necesitan de una verdadera capacidad de respuesta desde el lado de la demanda. Denominamos mercado minorista a esta otra cara del mercado eléctrico, que se relaciona directamente con el consumidor final y donde la actividad principal es la comercialización, que sirve de vínculo entre la producción y el consumo.

Los datos más recientes muestran que ya existe una apreciable actividad en el mercado minorista. Así, la CNE[84] informa de que al finalizar el año 2004, transcurridos dos años desde la plena liberalización del mercado minorista en enero de 2003, algo más de 1349000 puntos de suministro -de los que unos 1214000 son domésticos o asimilados- eran aprovisionados en el mercado liberalizado a través de un comercializador. Esto supone un 5,73% del total de los suministros, una cifra 7 veces mayor que el valor registrado al finalizar 2003. El volumen de energía en el mercado liberalizado supone algo más del 33% del total, que es un valor que se mantiene bastante estable desde el año 2000, pues el peso en energía de los consumidores domésticos en el mercado libre es relativamente pequeño. Una vez identificada la existencia de una actividad significativa, es preciso comprobar que las actividades de comercialización se desarrollan con normalidad.

El correcto funcionamiento del mercado minorista depende de varios factores, cada uno de los cuales es necesario para ofrecer al consumidor final la posibilidad efectiva de elegir cómo adquirir la electricidad. Los factores más relevantes son: el fácil acceso de los consumidores a información fidedigna y comprensible sobre el producto y las características de las distintas posibilidades para su adquisición, la existencia de auténtica competencia entre las empresas suministradoras sin barreras significativas que impidan el correcto ejercicio de la actividad de comercialización, que no existan opciones reguladas que

[83] Previamente, la clarificación del esquema contractual en Portugal, que ha significado la disolución de los antiguos CAE y la subsiguiente aparición de los CMEC, supuso también un paso importante en la evolución del mercado ibérico.

[84] "Informe sobre la evolución del acceso a los mercados liberalizados de electricidad y de gas natural", CNE, Dirección de Relaciones Externas, enero de 2005.

compitan favorablemente con lo que ofrece el mercado, la disponibilidad de los equipos de medida y de tratamiento de la información que sean imprescindibles para dar soporte material a las transacciones, la existencia de mecanismos de protección del consumidor ante la posibilidad de prácticas comerciales irregulares y, por supuesto, la existencia de una normativa completa que dé cobertura a todo lo anterior.

A partir del análisis de la documentación disponible[85], así como de las entrevistas mantenidas con los agentes sociales y económicos durante la preparación de este Libro Blanco, se concluye que existen diversos problemas en el funcionamiento y en el marco regulatorio del mercado minorista español, los cuales pueden clasificarse en las siguientes cinco categorías: a) la actual interferencia de las tarifas por defecto en la actividad de la comercialización; b) las dificultades para la comercialización derivadas de la insuficiente separación entre las actividades de distribución y comercialización; c) las prácticas abusivas en los procedimientos de cambio de suministrador; d) el escaso desarrollo de mecanismos de promoción de una participación más activa del consumo en el mercado minorista, y e) el retraso en el desarrollo normativo de detalle. En lo que sigue se comentan los aspectos más destacados de cada una de estas categorías.

La interferencia de las tarifas por defecto

Las actuales tarifas eléctricas no cumplen los principios tarifarios elementales de suficiencia en la retribución de las actividades y de aditividad, como se ha explicado detenidamente en el apartado 2.1.4. Así, por ejemplo, la actual tarifa por defecto, si se aplicase a la totalidad de los consumidores, no recuperaría la totalidad de los costes regulados que se incluyen en dicha tarifa por defecto[86]. Por consiguiente, las tarifas integrales están "desajustadas" con respecto al precio esperado que, para las distintas categorías de consumidores, resulta de sumar la tarifa de acceso y el precio esperado de la energía en el mercado. Para unos tipos de consumidores las tarifas integrales toman valores más altos y para otros tipos de consumidores resultan ser inferiores. La consecuencia es obvia: unas categorías de consumidores tendrán interés en pasar a adquirir su energía en el mercado mientras que otros no querrán abandonar la tarifa integral. En efecto, éste es exactamente el comportamiento que se ha observado entre los consumidores, como ha indicado repetidamente la CNE en sus informes[87].

Lo anterior afecta críticamente el desarrollo de la actividad de comercialización, pues habrá grandes grupos de consumidores que nunca tendrán interés en abandonar la tarifa integral, mientras que a otros se les aplican tarifas claramente superiores a los precios que podrían

[85] Donde destaca, por estar exclusivamente dedicado a este tema y por su tratamiento detallado, el "Informe sobre los obstáculos existentes para el acceso de los consumidores cualificados a los mercados liberalizados de electricidad y gas natural", CNE, junio de 2004.

[86] Véase, por ejemplo, la sección 3.2 del "Informe 18/2002 sobre la propuesta de Real Decreto de la tarifa eléctrica 2003", CNE, diciembre de 2002.

[87] El informe más reciente de la CNE que aborda este tema es "Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico", CNE, enero de 2005, sección III.2.1.

obtener en el mercado, por lo que debieran acudir a él sin falta. Lo que no es correcto es que esta asimetría en las oportunidades de cada grupo de consumidores, y los correspondientes comportamientos de estos, sean el resultado directo de una actuación regulatoria, en principio sin justificación aparente.

La solución -una vez que pueda confiarse en el precio de mercado de la energía- es obvia: aplicar los principios de suficiencia y de aditividad en la determinación de las tarifas de acceso y de las tarifas integrales por defecto, dentro de una metodología explícita y transparente de cálculo de las tarifas.

La insuficiente separación entre comercialización y distribución

Los agentes a los que se ha consultado para la elaboración de este Libro Blanco coinciden en señalar que la insuficiente separación entre las actividades de comercialización y distribución es la causa principal de los fallos en el funcionamiento del mercado minorista. El problema puede radicar tanto en el tipo de separación adoptada entre las actividades involucradas -comercialización libre, generación, distribución en sentido estricto y el suministro de electricidad a clientes a tarifa integral regulada- como en la normativa concreta que regula las relaciones entre las mismas y con los consumidores, como en el acceso a la información sobre los consumidores o en los procedimientos de cambio de suministrador.

A la hora de proponer una línea de solución hay que tener también en cuenta una reforma regulatoria estrechamente asociada y aún pendiente de realizar: la transposición de la Directiva 54/2003 a la normativa española, en lo que respecta a la independencia del gestor de la distribución con respecto al resto de actividades no relacionadas con la distribución y a la posibilidad de designar un suministrador de último recurso. Por consiguiente, en este aspecto del diagnóstico de la situación distinguiremos dos partes diferenciadas: la identificación de los problemas aparentemente ocasionados por la insuficiente separación entre las actividades de comercialización y distribución y la necesidad de reforma del marco regulatorio español para transponer la Directiva. Para ambos temas se propondrá una solución conjuntamente en el capítulo 8.

Los problemas derivados de la separación insuficiente entre la comercialización y la distribución

Como ya se ha indicado, la información obtenida en las audiencias viene a coincidir con la relación de problemas recopilados tan detalladamente por la CNE en sus informes. En forma concisa, los problemas detectados son los siguientes[88]:

- Actuaciones directamente derivadas de la falta de separación efectiva entre las actividades de distribución y comercialización:

  - Asimetría en el acceso a la información sobre los consumidores.

[88] Para una descripción más detallada pueden consultarse los informes citados anteriormente.

  - Posibilidad de que las empresas distribuidoras hagan publicidad o realicen ofertas comerciales incluyendo servicios prestados por otras empresas del grupo.
  - Que las comercializadoras utilicen, real o potencialmente, la calidad de servicio prestado por su distribuidora como una herramienta comercial.

- Aplicación incorrecta o falta de desarrollo suficiente de los procedimientos de cambio de suministrador:
  - Falta de desarrollo o implantación deficiente de los procedimientos de intercambio de información entre comercializador y distribuidor.
  - Incumplimiento o falta de precisión en los plazos en alguna de las distintas etapas necesarias en los cambios de suministrador.
  - Existencia de abusos por parte de empresas comercializadoras, que están consiguiendo captar clientes con procedimientos engañosos.
- Anomalías en el proceso de suscripción de contratos de acceso a las redes de transporte y distribución:
  - En la contratación de las potencias para la tarifa de acceso.
  - Obstáculos por parte de la distribuidora a la suscripción del contrato de acceso.
  - Exigencia injustificada de garantías económicas.
- Actuaciones discriminatorias en relación con el alquiler, instalación y mantenimiento de equipos de medida:
  - Acerca de las características que deben tener para poder cambiar de suministrador, o bien de las condiciones para su instalación, alquiler o mantenimiento.
  - Acerca de dificultades que los consumidores puedan tener para acceder a la información obtenida por sus equipos de medida.
  - Acerca de la aplicación de precios excesivos por el distribuidor.
- Irregularidades en la facturación.
- Falta de información a los consumidores.

El objeto de la reforma regulatoria que aquí se propone es dar solución a estos problemas concretos pues, de otra forma, el proceso de liberalización fracasaría en uno de sus aspectos más esenciales: la libertad efectiva de elección de los consumidores.

La reforma necesaria para transponer la Directiva

Este Libro Blanco no contempla directamente la reforma regulatoria de la actividad de distribución. Sin embargo, es necesario que se pronuncie acerca de la organización de las actividades de comercialización y distribución en lo que pueda afectar al mercado minorista, ya que se acaba de ver que una adecuada separación de estas actividades es el

aspecto regulatorio clave para dar solución a una buena parte de los problemas existentes en la actividad de comercialización.

La Directiva 54/2003 establece en su artículo 15 que 'Si el gestor de red de distribución forma parte de una empresa integrada verticalmente, deberá ser independiente de las demás actividades no relacionadas con la distribución, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones. Estas normas no darán lugar a ninguna obligación de separar la propiedad de los activos del sistema de distribución de la empresa integrada verticalmente'. En el artículo 2 de la Directiva se define como distribución 'el transporte de electricidad por las redes de distribución de alta, media y baja tensión con el fin de suministrarla a los clientes, pero sin incluir el suministro'. Y por suministro la Directiva entiende 'la venta y reventa de electricidad a clientes'. La Directiva distingue entre el suministro a consumidores cualificados y a consumidores no cualificados -pues en la UE los puede haber hasta el año 2007- en el texto del artículo 19.3 de la Directiva, de donde podría inferirse -aunque el texto se refiere solamente a una separación de cuentas- que la Directiva considera que suministrar electricidad a consumidores a tarifa es una actividad de suministro. La Directiva en su artículo 13 establece que 'Los Estados Miembros designarán o pedirán a las empresas propietarias o responsables de las redes de distribución que designen, por un periodo de tiempo que determinarán los Estados Miembros en función de criterios de eficiencia y de equilibrio económico, uno o varios gestores de redes de distribución (…)'.

Por otro lado, la Ley 54/1997 en su artículo 9.1 define los sujetos que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica afirmando que los distribuidores son 'aquellas sociedades mercantiles que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y proceder a su venta a aquellos consumidores finales que adquieran la energía eléctrica a tarifa o a otros distribuidores que también adquieran la energía eléctrica a tarifa'. Y en la Disposición Transitoria Duodécima añade que 'En tanto se establezca, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 41.3, la sociedad o sociedades distribuidoras, que han de actuar como gestor de la red de distribución de cada zona, tendrán tal consideración los titulares de las redes de distribución, que asumirán las obligaciones que para el gestor de la red de distribución se establecen en la presente Ley'. Y el Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, dispone en su artículo 39.1 que 'el gestor de la red de distribución en cada una de las zonas eléctricas de distribución será la empresa distribuidora propietaria de las mismas, sin perjuicio de que puedan alcanzarse acuerdos entre empresas distribuidoras para la designación de un único gestor de la red de distribución para varias zonas eléctricas de distribución'.

Por consiguiente, actualmente en España la empresa de distribución es simultáneamente el propietario de la red de distribución, el gestor de esta red y el suministrador de los consumidores a tarifa integral. Y por tanto se requiere introducir reformas para transponer correctamente la Directiva.

A este Libro Blanco no le corresponde entrar de lleno en la reforma regulatoria que se pueda plantear de la actividad de distribución a raíz del proceso de transposición de la Directiva, donde por ejemplo la especificación de la figura del gestor de la red de distribución y su relación con las administraciones autonómicas debe tratarse con especial atención. Pero sí se tienen que indicar aquí los pros y contras de las distintas opciones compatibles con la normativa vigente y también cuáles de estas opciones son preferibles desde el punto de vista del mercado minorista. Esto es objeto del capítulo 8.

Los escasos mecanismos para la participación activa de la demanda

El crecimiento de la demanda

La economía española -impulsada especialmente por la inversión en construcción y el consumo privado- ha crecido en los últimos años por encima del crecimiento medio de la Unión Europea. Así, en 2003 (2002) la tasa de crecimiento del PIB fue del 2,4% (2%), frente al 0,7% (1,0%) de crecimiento medio de la Unión Europea. En consonancia con el crecimiento económico, la demanda energética primaria en el año 2003 tuvo un crecimiento respecto al año anterior del 2,5%, valor similar al medio de los últimos cinco años. Por consiguiente, en el caso español resulta haber un incremento del consumo de energía primaria superior al incremento del PIB. También se mantiene este efecto en la energía eléctrica: la relación entre la demanda de energía eléctrica y el PIB es directa y superior a la unidad.

En los últimos años la demanda de energía eléctrica en España ha tenido un crecimiento anual cercano al 6%, totalizando un incremento del 38,5% desde 1998 hasta 2005, manteniéndose en la actualidad esta tendencia. De la misma forma, se ha incrementado la demanda máxima de potencia en invierno, que se ha situado en 43.378 MW registrados el día 27 de enero de 2005 entre las 19 y 20 horas, lo que supone un incremento anual también del 6% si se compara con la punta anterior registrada en condiciones similares de temperatura extrema, el día 17 de diciembre de 2001. También ha crecido espectacularmente en los últimos años la punta de verano, como consecuencia de la expansión del equipamiento en aire acondicionado, en tasas próximas al 7%. En estas situaciones se precisa una mayor potencia instalada en generación en los años más secos, potencia que ha de ser utilizada muy pocas horas a lo largo del año. Según un estudio de Red Eléctrica de España, en el año 2001 se precisó en la península aproximadamente un 12% de potencia disponible adicional -unos 4.000 MW- para poder cubrir las cien primeras horas de mayor demanda del año[89]. Esta demanda de punta conlleva necesidades de nuevo

[89] La monótona de carga española es más apuntada que la de los sistemas vecinos europeos. Por ejemplo, en el año 2001, con una ola de frío que afectó a toda Europa, el consumo del sistema eléctrico peninsular español presentó un perfil significativamente más apuntado que los de otros sistemas. Los últimos 1000 MW de punta del año se demandaron solamente durante 9 horas y los últimos 3000 MW durante 87 horas.

equipamiento, no sólo en instalaciones de generación de electricidad, sino también en las de transporte y distribución[90].

El consumo anual de electricidad por habitante en España (5834 kWh en 2003) está por debajo de la media de los países europeos miembros de la asociación UCTE (6265 kWh en 2003), aunque tiene una de las tasas más altas de crecimiento (5,6% frente a un valor medio del 2,7%) y supera por ejemplo a Italia (5576 kWh), país con un clima semejante y un PIB por habitante superior.

Las señales de precios

Ya se indicó en el apartado 2.1.4 que las tarifas eléctricas integrales se han reducido un 32% en términos reales durante el periodo 1997-2005, y que no pueden considerarse elevadas en relación con los países del entorno económico español. Asimismo que el gasto medio en electricidad de una familia media española -unos 1,4 € diarios- supone un porcentaje relativamente reducido (2,4%) del presupuesto familiar.

También se expuso en el apartado 2.1.4 que la actual estructura de tarifas diferencia escasamente según el tiempo de utilización, para la mayoría de los consumidores. Las tarifas de acceso sí pueden distinguir hasta 6 periodos tarifarios, pero para consumidores conectados en alta tensión. La mayor parte de los consumidores a tarifa tienen un precio uniforme de la energía. Y los consumidores que han acudido al mercado tampoco están en general sujetos a precios de energía diferenciados en el tiempo, a causa de las limitaciones del tipo de equipamiento de medida y a la escasa volatilidad del precio de la energía en el mercado eléctrico. Cerca de un tercio de los consumidores españoles ni siquiera dispone del interruptor controlado de potencia (ICP) que limita el consumo máximo individual de acuerdo a la potencia contratada, de forma que estos consumidores pagan por un valor por defecto de potencia sin tenerse en cuenta si el consumo real excede o no este valor.

Con el sistema tarifario vigente, los consumidores industriales reciben señales económicas referentes a su consumo de energía activa y reactiva mediante tarifas integrales y complementos, entre los que destaca el complemento por interrumpibilidad[91]. Además existe un complemento por discriminación horaria, según el periodo temporal en el que se consuma. La tarifa nocturna para consumidores en baja tensión emplea dos contadores que miden separadamente la energía consumida en las horas definidas como día y en las horas definidas como noche, siendo la tarifa de las segundas mucho más barata que la de las primeras. El problema de este tipo de mecanismos es que no reflejan los precios reales del

---

[90] Un análisis más detallado puede encontrarse en el Anexo I del informe "La gestión de la demanda eléctrica", José Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez de Tembleque y Mercedes Pardo, Fundación Alternativas, marzo de 2005, www.fundacionalternativas.com.

[91] La experiencia del Operador del Sistema en la aplicación de estos elementos regulatorios en momentos de escasez, como por ejemplo durante los episodios ocurridos el día 17 de Diciembre de 2001 y posteriormente en diversas ocasiones, ha sido positiva. Actualmente se están firmando contratos de interrumpibilidad *ad hoc* para prevenir potenciales problemas en las horas punta del verano de 2005.

sistema, sino una aproximación realizada ex-ante por el regulador sin una metodología coherente de cálculo[92]. Las tarifas eléctricas vigentes no incorporan señales económicas de localización, derivadas de la existencia de pérdidas y restricciones técnicas en las redes, lo que por otra parte es consecuente con el principio de tarifa única adoptado en la regulación española.

Por otro lado, como se explicó ampliamente en el apartado 2.1.1, el precio actual del mercado de la energía no constituye una señal económica adecuada, pues está sujeto a diversas posibles distorsiones. La falta de confianza del regulador en este precio es a su vez causa de que no se recoja adecuadamente en el cálculo de la tarifa integral. Esto, de nuevo, dificulta la llegada de señales económicas eficientes al consumidor.

Los programas de gestión de la demanda

Un elemento adicional, que es esencial para conseguir tasas de crecimiento de la demanda de electricidad más acordes con la realidad amplia que rodea al sector energético, es reconocer que el precio actual de la electricidad -aunque reflejase correctamente el funcionamiento del mercado en competencia- no es capaz de reflejar el coste de importantes externalidades de la producción, transporte y distribución de la electricidad, como son muchos de los impactos medioambientales de estas actividades: emisiones de CO2, de óxidos de nitrógeno y de azufre que causan lluvia ácida y perjudican la salud, de partículas, residuos radiactivos -algunos de muy largas vidas-, consumo elevado de agua de refrigeración, o diversos impactos sobre el territorio y el paisaje. Hay además otros impactos además de los estrictamente ambientales derivados del consumo de electricidad: el progresivo agotamiento de los abundantes recursos energéticos de los que solamente unas cuantas generaciones estamos disfrutando y las escandalosas diferencias entre las sociedades que despilfarran la energía y el tercio de la humanidad que no tiene todavía acceso a la electricidad ni a otras formas modernas de consumo energético -los aspectos de sostenibilidad del modelo energético se tratan en detalle más adelante en el apartado 2.1.8 y en el capítulo 10-.

Este es el motivo que justifica que, además de las acciones encaminadas a asegurar una participación activa de la demanda en los mercados mayorista y minorista de electricidad a través de unas señales adecuadas de precios y tarifas, se acometan también acciones adicionales encaminadas a reducir la demanda o a alterar su patrón de utilización, con el fin de conseguir un ahorro de energía y una mejora de eficiencia.

---

[92] La tarifa 2.0.N tiene unos precios del término de energía que representan, respecto a la tarifa general, un recargo de 2,73% en horas diurnas y un descuento del 53,41% en horas valle. Esta diferencia de precios de la energía entre horas diurnas y horas nocturnas no tiene justificación, a la vista de los precios que resultan en el mercado eléctrico mayorista en ambos periodos horarios. El precio medio del cerca de un millón de consumidores que han contratado esta tarifa sería de 68,1 €/MWh a tarifas de 2005. El precio medio de mercado, considerando unas pérdidas de 13,95%, sería de unos 40 €/MWh, de forma que habría un margen de 28,1 €/MWh, valor muy inferior a los 37,8 €/MWh resultantes de aplicar las tarifas de acceso vigentes. Éste es uno entre otros casos de desajuste entre las tarifas vigentes y las que resultarían de una correcta aplicación de los principios tarifarios.

En los Reales Decretos de tarifas eléctricas de los años 1995, 1997 y 1998, que desarrollan el artículo 46 de la LSE, se fijaron unas dotaciones anuales de unos 32 M€ (5300 MPTA), que correspondían al 0,25% de la facturación total, destinadas a los programas de gestión de la demanda eléctrica. Estos programas fueron concretamente establecidos mediante Órdenes Ministeriales promulgadas para cada uno de los años. Tras un periodo de varios años sin apoyo alguno a la gestión de la demanda, el Gobierno, en los Reales Decretos de Tarifas Eléctricas para 2004 y 2005, introdujo de nuevo una partida anual de 10 M€ -el 0,06% de los ingresos totales, aproximadamente- para financiar estos programas.

Los resultados de los programas implementados en 1998 fueron analizados por la Comisión Nacional de Energía[93], deduciéndose de su análisis que la experiencia fue en general positiva, ya que con la mayoría de las actuaciones destinadas a los sectores domestico-comercial, público -edificios públicos, administración y alumbrado público- y de las pequeñas y medianas empresas, consistentes en incentivar económicamente la penetración de nuevas tecnologías de consumo eficiente -como las lámparas de bajo consumo, los electrodomésticos de clase A, los sistemas de regulación de motores o las bombas de calor-, se consiguieron unos ahorros energéticos que permitieron recuperar estos incentivos en pocos años. Y ello, a pesar de las deficiencias regulatorias que presentaban los procedimientos administrativos utilizados, puesto que no facilitaron la necesaria continuidad de los programas en el tiempo, no se emplearon mecanismos de concurrencia para la asignación de los incentivos y se adoptaron tiempos de promoción escasos y poco oportunos para el ahorro.

Entre las acciones más importantes de cualquier programa de gestión de la demanda se encuentra el proporcionar información adecuada a los consumidores. Actualmente no se está suministrando a los consumidores información completa, que se considera relevante para que puedan distinguir determinadas características del producto que se les ofrece, de forma que puedan ejercer con criterio su capacidad de elección. En particular, no se proporciona información sobre la fuente energética y sobre el impacto ambiental asociado a la energía que puede adquirirse de unas empresas u otras. La Directiva 2003/54/CE de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, aún pendiente de transposición en España, en su artículo 3 requiere a los Estados miembros que garanticen que los suministradores de electricidad indiquen en las facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales la contribución de cada fuente energética a la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior y, por lo menos, la referencia a fuentes de información existentes, como páginas web, en las que esté disponible para el público información sobre el impacto en el medio

[93] "Informe de los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las grandes empresas distribuidoras", 24 de abril de 2001. En dicho informe, la CNE concluyó que con carácter general los objetivos energéticos se cumplieron en un 89%, destacando un cumplimiento total en los programas del sector de la Pymes, y desviaciones de los sectores doméstico y de edificios y alumbrado público, con cumplimientos del 81% y del 76%, respectivamente. "Informe sobre los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las empresas asociadas a Aseme", de 3 de octubre de 2001. "Informe sobre los resultados de los programas de gestión de la demanda de 1998 asignados a las empresas asociadas a Apyde", 3 de octubre de 2001.

ambiente al menos en cuanto a las emisiones de CO2 y los residuos radiactivos derivados de la electricidad producidos por la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior.

Otras deficiencias regulatorias

En las entrevistas mantenidas por el equipo redactor de este Libro Blanco con diversos agentes económicos del sistema se pudieron detectar algunos comportamientos anómalos respecto a la demanda que muestran lagunas existentes en la regulación vigente y a los que, en un contexto como el actual donde el ahorro y la eficiencia energética han pasado a ser una prioridad, debiera prestarse la debida atención[94].

El insuficiente desarrollo de la normativa de detalle.

La completa liberalización del mercado minorista en enero de 2003, de forma que todos los consumidores puedan elegir la empresa que les suministre electricidad, todavía no ha estado acompañada de las medidas prácticas que hagan plenamente posible el ejercicio de este derecho a la elección de suministrador. Aún no ha sido publicada la normativa de detalle que se necesita para implantar los procedimientos de cambio de suministrador cuyo marco general ya fue establecido en dos Reales Decretos que se publicaron a fines de 2002. La ausencia de esta normativa facilita el ejercicio de prácticas que dificultan los cambios de suministrador, por parte de las empresas distribuidoras.

2.1.7 La generación y la red de transporte

Los generadores necesitan las redes de transporte y de distribución para hacer llegar la energía eléctrica a los centros de consumo. Los generadores de mayor tamaño están conectados a la red de transporte y los menores -en número rápidamente creciente, por el fuerte crecimiento de la generación en régimen especial- a las redes de distribución. Las redes dan lugar a pérdidas de energía e imponen restricciones técnicas que limitan el funcionamiento de los generadores, de forma que no es realista pensar en un nudo único ideal en el que se encontrase conectada toda la generación y toda la demanda.

Estos efectos de las redes no son, en modo alguno, despreciables. En 2004 las pérdidas en la red de transporte (3494 GWh) supusieron el 1,68 % de la energía eléctrica total entrante en la red[95]. Por otro lado, el extra coste que las restricciones de red ocasionaron en el sistema fue de 226,6 M€, lo que corresponde al 2,97% del coste total de la energía en el mercado mayorista en 2004.

---

[94] Así, por ejemplo, la asociación de consumidores GRANCEES señaló el caso de la energía vertida a la red en el frenado regenerativo de los trenes -que evita que la energía cinética de éstos se disipe en calor- y que actualmente se vierte a la red eléctrica sin ser retribuida en forma alguna, lo que desincentiva esta forma de ahorro energético. O el caso, también en los ferrocarriles, de los puntos internos de consumo por terceros -como las cafeterías- a las que no se permite vender la electricidad, lo que conduce a un despilfarro en el consumo.

[95] Las pérdidas conjuntas en las redes de transporte y distribución fueron 20.085 GWh, el 8,41% del total del consumo anual de electricidad.

A causa de las pérdidas y de las restricciones de red, no es indiferente donde se ubiquen en la misma los nuevos medios de producción y las nuevas demandas o el crecimiento de las existentes. Ni es lo mismo que produzcan unos generadores u otros. Así, por ejemplo, si un generador inyecta 100 MWh en una hora h y en un determinado nudo n, puede ocurrir que 3 MWh de esa energía se disipen en la red antes de alcanzar los centros de consumo. Mientras que otro generador, al inyectar a la misma hora h otros 100 MWh en otro nudo m, puede hacer que las pérdidas en la red disminuyan en 4 MWh, por lo que su aportación efectiva ha sido de 104 MWh. Un generador nuevo que se instale en un nudo k en el que ya existían otros generadores, de forma que la capacidad de evacuación total desde ese nudo sea inferior a la suma de las capacidades de todos los generadores en él conectados -incluyendo al generador nuevo-, impedirá que todos los generadores del nudo k puedan estar funcionando a la vez, lo que tal vez exija que tengan que funcionar generadores menos eficientes pero situados en otros nudos sin restricciones de evacuación, lo que supone un coste extra de producción para el sistema. Por consiguiente, las decisiones sobre la ubicación de nuevos generadores no son indiferentes ni para los generadores existentes ni para la eficiente operación del sistema.

La red debe reforzarse con el objetivo de reducir las pérdidas y las restricciones a valores razonables, de forma que el coste de las inversiones en la red esté justificado por el ahorro en los costes que supone para el sistema. En un contexto de un mercado mayorista en competencia, las decisiones sobre nuevas inversiones en la red no son nunca neutras, pues favorecen la situación relativa de unos agentes respecto a otros. Se plantea entonces un juego complicado: el operador del sistema -que según la regulación española realiza la propuesta de expansión de la red de transporte- debe proponer el conjunto de refuerzos de la red que maximicen el beneficio social neto de todos los agentes del sistema -consumidores y generadores-; por otro lado, generadores y consumidores -que debieran recibir señales económicas de localización en la red- son libres de tomar decisiones sobre donde instalarse o sobre el momento más adecuado para su retiro, llegado el caso. Las señales de localización que los agentes reciben del operador del sistema, y la información que los agentes hacen llegar al operador del sistema sobre sus intenciones de conexión y retiro, debieran idealmente conducir a todos a tomar las decisiones de inversión más correctas para el conjunto del sistema.

Por otro lado, la operación del sistema eléctrico debe estar dirigida a materializar los resultados del mercado mayorista -contratos bilaterales físicos y resultados de las transacciones en los mercados organizados- con la mayor fidelidad posible, pero respetando las condiciones de seguridad del sistema. De nuevo la red desempeña un papel importante añadiendo restricciones adicionales a la operación.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, se trata de examinar la situación de la regulación vigente de la red de transporte y de la operación del sistema, solamente en aquellos aspectos que afectan más directamente a la generación, que serían los siguientes:

- Las señales de localización en la red de transporte.
- El acceso a la red: la conexión y la gestión de restricciones.
- Aspectos específicos de la generación en régimen especial.

- Las interconexiones internacionales.
- La planificación de la red y su relación con la libertad de instalación y de emplazamiento de las plantas de generación eléctrica.
- Algunos aspectos institucionales.
- Incentivos económicos para el operador del sistema.
- El desarrollo normativo pendiente.

Las señales de localización.

Queda claro, a partir de lo anteriormente expuesto, que la ubicación en la red de generadores y demandas no es indiferente para el sistema, lo que debiera implicar la existencia de algún tipo de señales económicas que incentivasen la localización en los nudos más favorables y la desincentivasen en los que dan lugar a mayores ineficiencias. También se necesitan señales de operación que puedan alterar el orden de mérito económico entre los generadores a causa de las pérdidas y restricciones que tienen lugar en la red. ¿Cuáles son todas estas señales? ¿Existen tales señales en la regulación del sistema eléctrico español?

Antes de contestar esta pregunta, es preciso advertir que las señales de localización en la red eléctrica, a causa de pérdidas y restricciones, son una parte del conjunto de las señales de localización de índole diversa que deben tener en cuenta generadores y demandas cuando toman la decisión de instalarse en un lugar o en otro: terrenos adecuados, disponibilidad de agua de refrigeración, acceso a la red eléctrica, impacto de la altitud sobre el nivel del mar en el rendimiento de las centrales térmicas, normativa aplicable autonómica y local, impacto ambiental y disposición positiva o negativa de las autoridades y opinión pública locales, entre otras. Dependiendo de las condiciones del sistema eléctrico concreto -y muy en particular del desarrollo y configuración de la red de transporte- las señales de localización asociadas a la red eléctrica serán más o menos relevantes, por lo que será en consecuencia más o menos conveniente reflejarlas en la normativa de la operación del sistema y del transporte.

Las señales de localización en la red a causa de restricciones y pérdidas se expresan bajo diversas formas y pueden agruparse en varias categorías:

- Señales de pérdidas, que afectan a la potencia efectiva para el sistema de un generador por conectarse a un nudo u otro. Estas señales debieran traducirse en diferentes precios para la energía inyectada por un generador según el nudo al que esté conectado -si se utilizasen precios nodales de la energía[96]-, o bien en un factor de pérdidas que ajusta -en más o en menos- cada hora la energía físicamente inyectada por un generador en un

[96] Los precios nodales de energía se usan en varios países latinoamericanos, en Nueva Zelanda y en los *pools* del Nordeste de los EE. UU. Los precios zonales, que son una aproximación a los precios nodales, se utilizan en los países escandinavos y en Italia.

nudo, para convertirla en la energía que le debe ser efectivamente remunerada al generador. Y análogamente para el consumo.

Ya en el "Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional" de 1996 se afirmaba que "las instalaciones de generación y consumo deberán asumir los costes derivados de su posición con respecto a la red de transporte y al consumo, mediante un procedimiento de determinación de coeficientes de pérdidas o por medio de mecanismos equivalentes" y se posponía hasta el 31 de diciembre de 2001 su aplicación. El capítulo VI del título II del Real Decreto 1955/2000, sobre 'Pérdidas en la red de transporte', establece con claridad el procedimiento general, a ser desarrollado por Orden Ministerial y por un procedimiento de operación del Operador del Sistema, para que los agentes del mercado asuman su participación individual en las pérdidas en la red de transporte. Desde julio de 1999 existe un procedimiento genérico de operación de REE para la determinación de pérdidas de transporte y cálculo de los coeficientes de pérdidas por nudo, pero nunca ha sido puesto en práctica ya que el borrador del procedimiento más detallado que lo desarrolla está pendiente de aprobación. Esto supone un abandono del cumplimiento de lo establecido en la legislación vigente y una pérdida de eficiencia en la operación del sistema que tiene difícil justificación.

- Señales derivadas de las restricciones en la red de transporte, que reflejan las limitaciones que la red impone a la operación del sistema. Estas limitaciones pueden provenir bien de la falta de capacidad de la red -o de límites impuestos por requerimientos de estabilidad del sistema- para admitir la conexión de instalaciones de generación o de consumo en un nudo determinado o bien de diversos problemas técnicos -capacidad limitada de transporte de líneas individuales incluyendo las interconexiones internacionales, umbrales de tensión en los nudos que no deben excederse o condiciones que pueden dar lugar a inestabilidad del sistema eléctrico- que limitan de diversas formas las posibilidades de inyección y retiro de potencia en la red de transporte.

  Con respecto a la conexión de nuevas instalaciones a la red, la normativa vigente no limita la conexión de grupos de generación adicionales en un nudo de la red de transporte, con tal de que la capacidad de evacuación sea suficiente para cada uno de ellos individualmente. Esta regulación permite por tanto que, si la potencia de generación total instalada en un nudo excede la capacidad total de evacuación del mismo, sea la competencia entre las ofertas de producción de los generadores conectados en dicho nudo la que determine qué grupos funcionarán y cuáles no. No existe, por tanto, en la normativa española lo que se ha dado en llamar reserva de capacidad. Esta normativa es en principio correcta, pero puede necesitar medidas complementarias que suavicen su aparente dureza con respecto tanto a los generadores existentes como a los nuevos. Por un lado los generadores existentes carecen totalmente de medios de protección ante la amenaza de ser desplazados por grupos más eficientes. Y, por otro, no hay garantía de que los nuevos generadores puedan estar suficientemente informados del riesgo de no poder evacuar totalmente su producción en el futuro al conectarse en un determinado nudo de la red. Medidas encaminadas a mitigar de algún modo la severidad de la normativa vigente en lo referente al tratamiento de la reserva de capacidad se proponen más adelante, en el apartado 9.1.2 de propuestas respecto a las señales a la localización de la generación en la red de transporte.

La gestión de las restricciones de la red en la operación del sistema forma parte del proceso que rige el funcionamiento de los mercados de corto plazo: mercado diario, mercados intradiarios, provisión de reservas secundaria y terciaria y desvíos. La normativa de gestión de restricciones técnicas tenía hasta hace poco carencias graves, que han sido fundamentalmente subsanadas[97] con la publicación del 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. Su repercusión en el mercado se trata en el apartado 2.1.6 y en el capítulo 7. El mecanismo vigente de gestión de restricciones es el conocido técnicamente como "redespacho" y se basa en la toma de decisiones por parte del operador del sistema que, a partir de las ofertas económicas de los agentes y de las condiciones técnicas del sistema, decide qué unidades de generación deben incrementar o reducir su producción, y en qué cuantía, para evitar violaciones de las restricciones de red. Este procedimiento no hace uso de señales de localización. Aunque el procedimiento más ortodoxo para internalizar las pérdidas y restricciones de red en el precio de la energía es la utilización de precios nodales, puede aceptarse en principio que la naturaleza de las restricciones de red que tienen lugar en el sistema eléctrico español -con ausencia de congestiones sistemáticas entre zonas- justifica el procedimiento actual, que evita el uso de precios diferenciados de la energía por nudos[98]. El recurso a precios nodales o zonales siempre estaría disponible si las condiciones de operación de la red lo hiciesen necesario.

Al analizar la implantación del mercado mayorista conjunto para España y Portugal, el MIBEL, se ha tenido que incorporar en el diseño del mercado la existencia de una congestión o limitación bastante sistemática del flujo de potencia en las líneas de interconexión entre los dos países. En este caso se ha decidido en principio por la solución de gestión de restricciones conocida como *"market splitting",* que no es más que el uso de precios zonales -en este caso con solamente dos zonas y por consiguiente sólo dos precios cuando la congestión está activa: un precio para toda España y otro para Portugal-. Se espera que esta congestión pase de ser sistemática a esporádica cuando entren en servicio los refuerzos previstos de la interconexión. Esta decisión es razonable, aunque cabrían otras posibilidades. En la normativa del *market splitting* la decisión más controvertida, o compleja, por las consecuencias que pueda tener para el eficiente funcionamiento del sistema consiste precisamente en la división del sistema ibérico en dos zonas con distinto precio en caso de que se produzca congestión en alguna de las líneas que constituyen la interconexión entre España y Portugal. Primero habría que

[97] Las deficiencias más graves -por su interferencia en el funcionamiento del mercado- han sido resueltas. Este Libro Blanco considera que hay todavía aspectos mejorables, como seguir retribuyendo por su precio de oferta a los grupos que entran forzados por restricciones técnicas, sin posibilidad de competencia alguna. No es una correcta regulación económica el remunerar a un monopolista efectivo por su precio de oferta, por mucho que se quiera limitar el previsible abuso con supervisión por parte del regulador. Véanse los apartados 7.3 y 9.1.2.

[98] Es posible compatibilizar la existencia de precios nodales en transporte y una tarifa única para el consumo. Basta con hacer uso de valores promedio para el conjunto del consumo y utilizar los precios nodales solamente para la generación.

determinar qué dos zonas -conjuntos de nudos de la red de transporte- de distinto precio se debieran definir atendiendo única y exclusivamente a criterios de red. Posteriormente se tendría que determinar si la decisión de hacer coincidir cada zona con cada uno de los dos países es una aproximación razonable. Estudios preliminares llevados a cabo así parecen aconsejarlo.

La interconexión con Francia se comenta más adelante.

- Cargos para pagar la red de transporte, esto es, la parte de la tarifa regulada de los consumidores -ya sea en la tarifa de acceso o en la integral- destinada a cubrir el coste regulado de la red de transporte y los cargos que, en su caso, se apliquen a los generadores.

  Actualmente los generadores no pagan cargo alguno y el cargo a los consumidores no contiene diferenciación geográfica alguna, lo que es consecuente con la existencia de tarifa única[99]. Es también muy dudoso que una señal de localización en la red pudiera afectar realmente las decisiones de ubicación de la mayoría de los consumidores, dado el bajo porcentaje que el coste del transporte supone en el coste total del suministro eléctrico.

  Sin embargo la situación es diferente para algunos generadores, cuyos estrechos márgenes de beneficios pudieran verse significativamente afectados por la diferencia entre los cargos de transporte en unos nudos y otros. No es eficiente que los generadores, cuyas decisiones de ubicación en la red condicionan las nuevas inversiones en la red de transporte, no reciban señal económica alguna en relación con su posicionamiento dentro de la red. Además, la actual situación de incertidumbre en la planificación de la expansión de la red de transporte española, con una enorme cantidad de solicitudes de conexión de nuevos generadores -cuyo nivel de firmeza es en principio desconocido-, podría verse aliviada si los generadores recibieran una señal económica que les indicase las ubicaciones en la red donde su presencia minimiza o incluso reduce la necesidad de nuevas inversiones en transporte. Hay que tener en cuenta que, de acuerdo a la información suministrada por REE a comienzos de 2005 había casi 60.000 MW de ciclos combinados de gas con acceso solicitado, de los que 12.000 MW habrían de ser considerados para el horizonte 2008, y además cerca de 42.000 MW solicitados de generación eólica y unos 8.000 MW de otras renovables, de los que 10.000 MW habrían de considerarse para 2008.

---

[99] Es frecuente, particularmente en los países europeos, que las tarifas de transporte recaigan en su mayor parte o en su totalidad sobre los consumidores. También, excepto en unas pocas excepciones -como el Reino Unido, Suecia y Noruega-, que no contengan señales de localización. Se utilizan tarifas de transporte con fuertes señales de localización en países con redes de estructuras muy radiales, con grandes distancias y redes escasamente malladas, como Argentina, Chile, Brasil o Perú. Para un análisis detallado de las tarifas de transporte en la UE-15 puede consultarse "*Benchmark of electricity transmission tariffs*", J. I. Pérez-Arriaga, J. Rubio, F. Montero, informe para la Comisión Europea DG TREN, 2001, que se puede consultar en http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/bench_trans_tarif_en.pdf.

- Modulación del pago por garantía de potencia según la ubicación en la red, atendiendo a las limitaciones que la red de transporte pueda imponer a la contribución efectiva de los grupos generadores a la fiabilidad del suministro del sistema. Esta limitación es real, pero no está recogida en la normativa actual.

- Información estandarizada proporcionada por el Operador del Sistema -para un horizonte temporal suficientemente amplio- acerca de las oportunidades y dificultades en los distintos puntos de acceso a la red de transporte, las restricciones previsibles en la red y los cargos previsibles de red. Aunque el Operador del Sistema tiene que preparar sistemáticamente informes sobre distintos aspectos del sistema eléctrico -como por ejemplo sobre la cobertura de la demanda y la seguridad del suministro- actualmente no existe una normativa que especifique la información que, con carácter general y suficiente anticipación, debe suministrarse a los usuarios existentes y -muy especialmente- a los potenciales usuarios de la red de transporte, para que conozcan las mejores estimaciones en las que basar su toma de decisiones.

  Tampoco constituye una información adecuada para este propósito el informe sobre la evolución del sistema a largo plazo que el Real Decreto 1955/2000 en su artículo 16 requiere que prepare el operador del Sistema cada cinco años. Este informe, con un horizonte temporal superior a los diez años, está orientado a describir cómo se prevé ahora que se va a desarrollar la red en el plazo citado. Sin embargo, este informe no está orientado a cubrir las necesidades de información de los potenciales nuevos generadores.

- Otra señal asociada con la ubicación en la red -aunque de un ámbito más local generalmente- es la derivada de la necesidad de compensación de reactiva. Por su alcance más local y mayor nivel de detalle técnico se ha considerado fuera del alcance de este Libro Blanco. Debe mencionarse que la aplicación del Procedimiento de Operación que debiera regular este asunto ya ha sido publicado, pero no se está aplicando, posiblemente por su excesiva complejidad. Sin embargo hay aspectos de este procedimiento cuya aplicación es urgente, como la compensación de reactiva en los nudos de distribución.

El acceso a la red: la conexión y la gestión de restricciones.

La normativa vigente de conexión y de gestión de restricciones en la red de transporte tiene múltiples implicaciones sobre los diversos temas expuestos en este Libro Blanco, por lo que aparece tratada en distintos apartados de este documento. A continuación se relacionan los distintos problemas regulatorios de envergadura que deben abordarse en relación con el acceso a la red de transporte:

- La reforma de la normativa defectuosa sobre resolución de restricciones técnicas que ha estado vigente durante los últimos años, de forma que se adopta de nuevo el envío de ofertas separadas al mercado diario y a la gestión de restricciones de red y además se elimina la discriminación entre los mercados diario e intradiarios con respecto a la asignación de los extra costes de la gestión de las restricciones -ver apartado 7.3-.

- El análisis de qué señales de localización pueden derivarse de la resolución de las restricciones técnicas de la red de transporte, en principio sin hacer uso de precios

nodales o zonales de la energía para el sistema eléctrico español, ya que internamente se utiliza el redespacho como método de resolución de restricciones de red en el sistema eléctrico español -ver apartado 9.1.2.-.

- La reforma de la normativa de la retribución por garantía de potencia, en el sentido de reducir la potencia firme sujeta a retribución si las restricciones de red limitan sistemáticamente su utilización -ver apartado 9.1.4-.

- El uso de normativa *ad hoc* para suavizar el impacto de la aplicación de la regulación vigente de acceso a la red, para aquellos casos en los que se crean cuellos de botella que impidan evacuar toda la generación que resulta de las transacciones en el mercado. En concreto, el uso de derechos de congestión -*firm transmission rights*- como mecanismo de reducción del riesgo de los agentes -ver apartado 9.2-.

- Las restricciones técnicas en las interconexiones con los países vecinos -ver apartado 9.5-.

- Además de los anteriores problemas de gestión de restricciones técnicas hay aspectos sin resolver en lo que respecta a la normativa asociada a las condiciones de acceso a la red. Este aspecto es de particular interés para la generación de régimen especial -ver apartado 10.2.3-.

Aspectos específicos de la generación en régimen especial.

Algunas de las modalidades de la generación en régimen especial -muy en particular las de naturaleza intermitente, como la eólica y la solar- presentan especiales desafíos para su conexión a las redes y su integración en la operación del sistema eléctrico. Los apartados 9.3 y 10.2 ofrecen una discusión de los aspectos regulatorios que se han considerado más relevantes en este Libro Blanco. A continuación se enumera el subconjunto de estos aspectos que están más estrechamente relacionados con la red de transporte y la operación del sistema.

Generación "no gestionable" y los límites del sistema eléctrico

REE ha acuñado el término "generación no gestionable" para referirse a las tecnologías de generación de electricidad cuya producción es mucho menos predecible -y por tanto programable- que la "generación convencional" en el rango de tiempo típico de los mercados de corto plazo: típicamente diario, también los intradiarios y los de más largo plazo, como los semanales o incluso mensuales. Las tecnologías eólica, solar y, en grado menor, la hidráulica fluyente caen dentro de esta categoría.

Las sucesivas actualizaciones de los planes de promoción de la generación eléctrica con tecnologías renovables han incrementado significativamente la cuantía de la potencia instalada y de las producciones estimadas con estas tecnologías "no gestionables". Sin lugar a dudas han pasado de ser una generación marginal objeto de programas de I+D a una pujante realidad en el sector eléctrico español, con grandes perspectivas de futuro. Por ejemplo, el volumen actual de solicitudes de acceso -de parques eólicos únicamente- es cercano a la totalidad de la potencia instalada en el país hoy día. Y el compromiso establecido en la LSE respecto a alcanzar en 2010 el 12% del consumo de energía primaria

con renovables necesitará bastante más que duplicar la producción estimada para 2005 con estas tecnologías en el régimen especial.

Hasta muy recientemente -tal vez porque la necesidad no era acuciante- se han planteado los planes de promoción y de desarrollo de las tecnologías renovables ignorando el problema de su incorporación física segura al sistema eléctrico ibérico, también con unas especiales características de casi insularidad eléctrica.

La conexión a la red

Una parte muy importante de la generación del régimen especial está conectada en las redes de distribución, siéndole aplicable la vaga denominación de "generación distribuida"[100]. Por consiguiente sus condiciones de conexión a la red son en general muy diferentes de las de la generación ordinaria y necesitan normativas específicas que compaginen el facilitar la conexión a la red a instalaciones menores y más simples que las convencionales con el mantenimiento de las condiciones de seguridad de la operación del sistema. La ausencia de estas normativas puede crear barreras de entrada difíciles de superar, incluso aunque el incentivo económico para invertir en estas tecnologías sea en principio suficiente.

La necesidad de una normativa específica de conexión fue puesta en evidencia por el efecto claramente positivo que el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ha tenido en el desarrollo de la generación de origen fotovoltaico a partir de la publicación de este real Decreto. Sin embargo, la tarea de desarrollar normativas específicas de conexión para cada tecnología -tal y como requiere la Directiva europea 2001/77/CEE relativa a la promoción de la energía generada a partir de fuentes de energía renovables- está aún pendiente de completar.

Hay otros aspectos relacionados con la conexión a la red de la generación en régimen especial que son manifiestamente mejorables. Por un lado la ya mencionada falta de información sobre las condiciones futuras de acceso a la red en los distintos puntos de conexión para los potenciales nuevos usuarios -capacidad para evacuar potencia, factor de pérdidas u otras señales de localización que se piense utilizar en el futuro, posibles restricciones técnicas, otras solicitudes aceptadas de conexión-. Por otro lado la incertidumbre que crea la falta de criterios comunes y objetivos entre las CC. AA. con respecto a la asignación de las capacidades de red disponibles y la coordinación entre las planificaciones autonómicas y estatal. Finalmente, la falta de simetría en el tratamiento de la conexión de generación a la red de distribución en relación con la conexión a la red de transporte en lo que respecta a quién ha de sufragar en cada caso la infraestructura de conexión a la red y, en caso de que la construya el productor, las condiciones para la cesión de esta infraestructura y el futuro tratamiento regulatorio -y en concreto retributivo- de la misma. En efecto, así como en el caso de la red de transporte el transportista sí tiene

[100] Debe hacerse constar, sin embargo, que la mayor capacidad instalada de los parques eólicos de instalación más reciente requiere cada vez más frecuentemente su conexión directa a la red de transporte, lo que da lugar a una problemática distinta.

incentivo en acercar la red a los centros de generación porque se le reconocen en su mecanismo de remuneración los costes operativos de las instalaciones de conexión a la red, pagadas por los promotores y más tarde cedidas a la red, en el caso de la red de distribución el incentivo es el opuesto, ya que ningún distribuidor quiere hacerse cargo de la red -transformador de conexión, línea, etc.-, como sería lo razonable para optimizar la operación y el mantenimiento del conjunto, porque es un coste que asume sin que le sea reconocido en su retribución regulada.

La generación en régimen especial y la operación del sistema

El Operador del Sistema ha identificado un conjunto de dificultades de diversa índole que surgen al incorporar un volumen importante de "generación no gestionable" y/o distribuida a la operación del sistema eléctrico español, y que se enumeran a continuación:

- La indisponibilidad o bajada repentina de producción no gestionable requiere disponer de mayor cantidad de reservas de operación que si la incertidumbre asociada a este tipo de producción fuese menor. Además la reducción de producción en una zona puede obligar a un transporte masivo de energía desde zonas alejadas, poniendo a prueba la red de transporte.

- La generación no gestionable proporciona un escaso nivel de garantía de potencia en relación a su potencia total instalada. Debe hacerse notar, en relación a los instrumentos regulatorios que se proponen en este Libro Blanco en relación a la reforma de la garantía de potencia, que la garantía de potencia aportada por esta generación puede considerarse como no controlable.

- Los generadores eólicos actualmente en funcionamiento en el sistema eléctrico español en su mayoría no soportan adecuadamente el fenómeno denominado "hueco de tensión", esto es, la reducción repentina y normalmente muy breve de la tensión en un nudo, ocasionada por una falta a tierra de la red de transporte en algún lugar -en el sistema peninsular español de transporte pueden ocurrir cerca de 2000 faltas al año-. Este comportamiento de la generación eólica puede convertir un incidente, que de otra forma no tendría importancia, en una pérdida masiva de generación de graves consecuencias para el sistema en su conjunto. Para evitar que tenga lugar un grave incidente de este tipo, se viene limitando el volumen total de participación de la producción eólica en la cobertura de la demanda, lo que ha dado lugar en ocasiones a órdenes de bajada de carga de parques eólicos. También es causa de limitación de la capacidad máxima de evacuación de generación eólica en nudos de la red de transporte.

- Por el contrario, la idea es que la producción del régimen especial contribuya -en la medida de sus posibilidades- a los diversos servicios complementarios, en particular las reservas de operación y la producción de energía reactiva.

- La falta de interlocución, en ambas direcciones, de una gran parte de la "generación no gestionable" con los correspondientes gestores de las redes de distribución y transporte dificulta seriamente el funcionamiento seguro del sistema eléctrico.

- Aunque en promedio la generación distribuida reduce pérdidas en las redes de distribución y puede satisfacer la demanda local, disminuyendo así la necesidad de refuerzos en la red de transporte, éste no es siempre el caso. A causa de volúmenes importantes de generación distribuida se pueden llegar a saturar las redes de distribución, que fueron originalmente diseñadas para llevar energía desde la red de transporte hacia los consumidores. A veces estas redes se han convertido en exportadoras.

- Las concentraciones de producción de esta generación "distribuida" a veces son comparables a las de las grandes centrales de tecnologías convencionales, por lo que se pueden requerir refuerzos comparables en la red de transporte. Como con la generación de régimen ordinario debe hacerse constar que no todos los niveles de concentración son aceptables, bajo el punto de vista de las condiciones de diseño para un funcionamiento seguro del sistema eléctrico.

- Ya se ha comentado que en la regulación española vigente de acceso a la red no existe reserva de capacidad para la generación. A esto debe unirse la prioridad que la LSE establece para la adquisición de la generación del régimen especial en el mercado con respecto a la generación del régimen ordinario. No existen reglas para determinar qué debe hacerse cuando sea la generación en régimen especial la que compite con ella misma por evacuar su potencia en un nudo o área con capacidad limitada. Actualmente no se está permitiendo el acceso a la red de generación renovable por más potencia de la que permite evacuar el punto de conexión. En el caso por ejemplo de instalaciones eólicas podría ser una medida ineficiente, ya que la instalación de una mayor potencia podría permitir obtener un volumen de producción neto al cabo del año muy superior, a costa de tener que limitar su producción durante las horas del año en las que podría funcionar a plena potencia, por encima de lo permitido por las capacidades de evacuación de la red.

- Si bien la generación no gestionable -en buena parte renovable dando así cumplimiento a las pautas marcadas por la Directiva- tiene efectivamente prioridad en el caso de restricciones de operación en el uso de la red de transporte, siempre que oferte a cero si acude al mercado, no existe regulación equivalente alguna en el caso de la red de distribución. La generación no gestionable de coste variable cero debe, en efecto, tener prioridad en el caso de la operación dado que, si no, su producción se pierde irremediablemente.

El problema, por tanto, es cómo integrar en el sistema eléctrico, manteniendo unos estándares prefijados de seguridad, un volumen ya importante y creciente de generación "no gestionable". El Real Decreto 436/2004 no ha conseguido aportar soluciones realmente convincentes a la mayoría de estos problemas, por lo que requiere una revisión bajo este punto de vista. Algunas recomendaciones al respecto se ofrecen en el apartado 9.3.

Las interconexiones internacionales.

La actual capacidad comercial de la interconexión con Francia es insignificante en relación con el volumen agregado de los mercados eléctricos español y portugués. En términos prácticos puede afirmarse que España y Portugal no forman parte del Mercado Interior de Electricidad y que sus reglas referentes al comercio internacional les son indiferentes. En el

corto plazo sólo el MIBEL es relevante. Hay diversos asuntos que pueden ayudar a resolver la situación desde un punto de vista de reforma regulatoria, pero esencialmente se trata de un asunto político. Tanto desde el lado español, donde por ejemplo existen actualmente dificultades para la construcción de un refuerzo en Cataluña, como por el lado francés, donde en los años noventa el gobierno de Alain Juppé llegó a prohibir la construcción de la línea de interconexión Aragón-Cazaril, que había superado todos los trámites legales y administrativos.

Al problema de la reducida capacidad comercial de la interconexión se une lo inadecuado del procedimiento que se ha venido utilizando para gestionar la asignación de esta capacidad comercial entre los agentes que quieren utilizarla. Parece que finalmente estamos cerca de dejar atrás una normativa torpe, -pero que ha permanecido vigente sin embargo durante siete años- y que actualmente todavía gestiona la exigua capacidad comercial de la interconexión entre España y Francia. Es un claro ejemplo, que debe hacer reflexionar al sector y -especialmente- a sus reguladores, de cómo es posible que una norma claramente defectuosa y que tiene unas implicaciones económicas en absoluto insignificantes[101] que han encarecido el precio de la electricidad, haya permanecido siete años sin ser modificada.

Cuando se dio comienzo -con cierto apresuramiento- al mercado eléctrico español en enero de 1998, no se había desarrollado aún la normativa que permitiera importar y exportar energía en este mercado. En julio de 1998 se aprobó finalmente una Orden Ministerial que estableció el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía, así como los correspondientes procedimientos de operación y reglas de funcionamiento del mercado. Esta Orden Ministerial permitía además la incorporación al mercado del contrato existente de adquisición de energía por REE a EDF.

Desafortunadamente esta normativa tiene graves defectos. Permite, por ejemplo, recibir ofertas de agentes externos al mercado diario español que desplazan al contrato con EDF -de muy bajo coste variable-, pero que luego son retribuidas al coste marginal del mercado diario español -mucho más elevado, por lo general, que el coste variable del contrato de EDF-. También asignó durante años la capacidad de la interconexión a quien en un momento dado se apresuró a solicitarla antes que otros, sin subasta ni mecanismo competitivo alguno. Ya que la norma que afectaba al comercio de electricidad entre los dos países se había puesto en funcionamiento unilateralmente por parte española, unos años más tarde se llegó al acuerdo de que el 50% de la capacidad fuese gestionada por parte francesa con una nueva normativa[102] y el otro 50% según la regulación española.

---

[101] Una cosa es que la capacidad comercial de la interconexión con Francia sea insignificante con respecto al volumen del Mercado Ibérico, y otra que no importe la gestión económica de 1000 MW de capacidad, disponibles 8760 horas al año.

[102] La normativa francesa asigna la capacidad a las exportaciones con un esquema *"first-come-first-served"* -con un límite de 25 MW por transacción- y a las importaciones con una regla de pro rata. Tampoco puede decirse que sea un modelo de asignación según mecanismos eficientes de mercado.

Se trata de un caso más que obliga a reflexionar -como también se insiste en los apartados 7.3 y 9.1.2 en referencia a la gestión de las restricciones técnicas de red- sobre la conveniencia de que se establezcan los procedimientos adecuados para que la institución reguladora responsable de estas normas, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en este caso, tenga que dar cuenta de su permanencia cuando prácticamente la totalidad de los agentes del sistema y la CNE reclaman justificadamente su reforma.

La interconexión con Portugal ya se ha comentado anteriormente en el contexto del MIBEL pues, desde el punto de vista del mercado integrado de España y Portugal, se trata de una restricción interna a este mercado.

La planificación de la red y su relación con la libertad de instalación y de emplazamiento de las plantas de generación eléctrica.

El proceso de planificación de la red en un entorno de liberalización del sector eléctrico ha dejado de ser del tipo "ordeno y mando", para convertirse en un complejo conjunto de tareas de recogida de información, búsqueda de alternativas, coordinación y consulta a las partes interesadas. Se trata de conseguir un plan de refuerzo de la red que las partes interesadas puedan considerar que es el más eficiente técnica y económicamente, y que no tenga serios conflictos con otros intereses de diversos tipos. En este nuevo marco regulatorio -y específicamente en el contexto español actual- el proceso de planificación de la red de transporte tiene que hacer frente a un exigente conjunto de desafíos, que se comentan a continuación. Se tratará luego de identificar aquellos aspectos del marco regulatorio que puedan ser mejorados para facilitar esta complicada tarea. Los principales retos serían actualmente los siguientes:

- Excesivo margen de incertidumbre respecto a la firmeza de las potenciales inversiones en nuevas instalaciones de generación. A comienzos de 2005 había 79 solicitudes de acceso a la red de ciclos combinados de gas por un total de 59.364 MW, así como 315 solicitudes de acceso de parques eólicos por un total de 41.984 MW. Sin embargo las previsiones del Operador del Sistema para el horizonte 2011 no excedían los 15.000 MW adicionales para conseguir un índice suficiente de cobertura. Sin mayor información sobre el nivel de firmeza de las solicitudes, cabe el riesgo de planificar una red de transporte para instalaciones de generación que luego no llegarán a materializarse.

  Esta acumulación de solicitudes de acceso se ve favorecida por la gratuidad del proceso y por el nulo nivel de compromiso legal que supone para los solicitantes. Lo anterior conlleva un elevado volumen de recursos en estudios e interlocución con los solicitantes de forma que, incluso con el incremento de recursos que el Operador del Sistema ha asignado a esta tarea, se produce el incumplimiento por parte del Operador del Sistema del plazo reglamentario de respuesta -dos meses-.

- La normativa vigente establece que la anticipación en la conexión a la red no confiere prioridad alguna en la utilización de la capacidad de transporte, ni tampoco limitaciones para futuros nuevos entrantes. Es por lo tanto posible que en un nudo se conecte más potencia de generación de la que la red permita evacuar, pues las últimas plantas que se hayan instalado contarían con desplazar a las anteriores por tener costes variables más

reducidos o bien con un refuerzo de la red de transporte. El problema, bajo el punto de vista de la operación del sistema, ocurriría si el valor neto de la producción máxima, menos el consumo esperado en el nudo, excediese el máximo valor asumible sin comprometer la seguridad del sistema en caso de la pérdida completa e instantánea del nudo. En este caso el refuerzo de la red para aumentar la capacidad de evacuación del nudo no estaría justificado.

- Desde el punto de vista de la planificación de la red de transporte, siendo todo lo demás igual, hay localizaciones de la potencial nueva generación que serían muy preferibles para la red. Por ejemplo, para poder aprovechar infraestructuras ya existentes -reduciendo así el impacto ambiental y económico- y también para reducir pérdidas en la red.

- Hay ambigüedad respecto al significado y los efectos jurídicos de la calificación de "vinculante" de la planificación de la red de transporte. Sí está claro que la realización de nuevas instalaciones de transporte está vinculada a que las instalaciones estén incluidas en el Programa Anual de Instalaciones, único documento de la planificación del transporte que -de acuerdo a la normativa vigente- debe publicarse en el BOE, aunque de momento no se haya hecho. Este Programa debe realizarse sobre la base de la Propuesta de Desarrollo de la Red de Transporte que establece el artículo 11.2 del Real Decreto 1955/2000 y utilizando la revisión anual. El Programa contempla las instalaciones cuya tramitación administrativa debe acometerse ese año y cuya puesta en servicio normalmente debiera producirse dentro de los cinco años siguientes.

- El Real Decreto 1955/2000 en su artículo 8.1 establece que la planificación de la red de transporte "será vinculante para todos los sujetos del sistema eléctrico", pero no determina en qué forma quedan vinculados dichos sujetos. La responsabilidad del Operador del Sistema se limita al contenido de las propuestas de desarrollo de la red y a realizar sus revisiones anuales. El responsable último del contenido de la planificación es la Administración General del Estado, de acuerdo al artículo 4.1 de la LSE y al artículo 8 del Real Decreto 1955/2000. En ningún precepto normativo se impone a ningún transportista -ni a REE en particular- la obligación de acometer todas las instalaciones previstas en el Plan, aunque el artículo 117 del Real Decreto 1955/2000 fija que puede imponerse a una empresa transportista la obligación de acometer una determinada instalación cuando se den ciertos requisitos. Parece que debiera entenderse que la planificación de la red de transporte vinculará a las distintas administraciones competentes -CC. AA. y ayuntamientos- para la formulación de los planes de ordenación del territorio y urbanísticos.

- Incumplimiento de plazos, tanto por parte de la Administración como del Operador del Sistema, respecto a la emisión de los informes y planes que establece la normativa vigente.

- Un aspecto en el que ha habido unanimidad por parte de todos los agentes consultados en el proceso de audiencia, preparatorio de la elaboración de este Libro Blanco, es el de las largas tramitaciones administrativas, claramente más allá de lo que sería razonable, en especial para instalaciones como las de la red de transporte que son fundamentales

para la seguridad, eficiencia y mantenimiento del nivel de competencia en el sistema eléctrico. Esto hace muy difícil que las instalaciones de transporte puedan entrar en servicio en las fechas inicialmente previstas.

- De acuerdo a la Ley 6/2001, las líneas aéreas de tensión igual o superior a 220 kV están sujetas a estudios de impacto ambiental. Asimismo las subestaciones que las CC. AA. quieran someter a evaluación con sus normativas propias. De acuerdo a información suministrada por REE, entre las líneas consideradas actualmente como de mayor prioridad, solamente un 20% reciben la calificación preliminar de "viables", que son las que tienen un tiempo total de tramitación más reducido que, de nuevo de acuerdo a la información facilitada por REE, es del orden de tres años a tres años y medio. Añadiendo un tiempo de construcción del orden de un año se tiene el plazo total estimado para la entrada en servicio de una línea que formase parte del Plan de Desarrollo y que no encontrase especiales dificultades. Por lo general los plazos son muy superiores.

- Las dificultades especiales suelen provenir de las complicaciones derivadas de las limitaciones impuestas por la ordenación territorial y el cumplimiento de la normativa derivada de la Red Natura, que afecta a más del 25% del territorio. A esto hay que añadir la oposición social a las instalaciones de alta tensión, acompañada frecuentemente por solicitudes de soterramiento de las líneas.

- La necesidad de interlocución con las Administraciones territoriales, lo que es imprescindible en el actual ordenamiento jurídico del Estado.

- Como factor positivo puede añadirse que, en el marco regulatorio español actual -al contrario de lo que ocurre en algunos otros países-, el riesgo regulatorio de falta de recuperación de las inversiones es prácticamente inexistente, lo que es esencial para el correcto desarrollo de la actividad de transporte de electricidad.

- Algunos de los retos que se han explicado más arriba aumentan su complejidad cuando se trata de desarrollar interconexiones internacionales, en particular en la frontera con Francia.

- Finalmente, en las entrevistas mantenidas durante el proceso de audiencia, se han detectado también otros retos relacionados con el interfaz entre las redes de transporte y de distribución. También se han recibido numerosas solicitudes de acceso al respecto. Se trata de un tema complejo que cae fuera del ámbito de la reforma encomendada a este Libro Blanco, pero sí se quiere desde aquí indicar su importancia y la necesidad de encontrar vías de solución.

En las entrevistas mantenidas con el Operador del Sistema, así como en la documentación entregada por éste, se expresa claramente la preocupación del Operador por dotar a los futuros usuarios de la red de la información adecuada y de las señales económicas que orienten la instalación de nueva generación hacia las zonas más apropiadas desde el punto de vista del conjunto del sistema eléctrico. Esto, junto con otros instrumentos regulatorios adicionales -como algún tipo de garantía de firmeza de las solicitudes de conexión-, permitiría además reducir la incertidumbre sobre la localización de la generación en el proceso de planificación de la red de transporte.

Conceptualmente, las señales de localización -aunque no sean estrictamente económicas, como por ejemplo la información sobre el funcionamiento previsible de la red a medio plazo- deben ayudar a compatibilizar la planificación obligatoria de la red y la libertad de emplazamiento de la generación. En la práctica la pregunta es si estas señales son de la entidad suficiente como para tener algún efecto en las decisiones de ubicación de los nuevos generadores y qué fundamentos económicos pueden sustentar su determinación. Estos temas se analizan en el capítulo 9 y se ofrecen propuestas.

Algunos aspectos institucionales.

La transposición aún pendiente de la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad no parece requerir modificación alguna en lo referente a los aspectos de estructura y organización de las actividades de transporte y operación del sistema. Sin embargo sí parece oportuno realizar una reflexión sobre estos asuntos, pues hay algunos aspectos institucionales que parecen susceptibles de mejora.

Dos son los aspectos institucionales referentes a las actividades de operación del sistema y de transporte -ambas realizadas actualmente por Red Eléctrica de España (REE)- que merecen ser debatidos. Uno concierne la independencia de REE como sociedad, con respecto a los agentes que actúan en el mercado eléctrico y que están sujetos a la disciplina del operador del sistema en materia de seguridad de la operación. El otro se refiere a las posibles interferencias o conflictos de interés entre las actividades de operación del sistema y de transporte. La experiencia de cerca de veinte años de funcionamiento de REE ha mostrado el gran acierto de este modelo de integración de las actividades de operación del sistema y de transporte en una sociedad separada del resto de las actividades eléctricas, pero también ha puesto de manifiesto algunos puntos débiles, en particular los citados conflictos de interés, que pudieran aconsejar modificaciones en la organización de estas actividades y la estructura empresarial de REE. En el apartado 9.4 se examinan en detalle los pros y contras del esquema vigente, se examinan algunas alternativas y se realizan recomendaciones al respecto.

Hay otros aspectos institucionales que sería posible plantear también, aunque ya están más alejados de la reforma regulatoria de la generación de la que se ocupa este Libro Blanco y las soluciones que han sido adoptadas están dentro de la línea más habitual en el contexto regulatorio internacional. Así, se puede plantear si es más conveniente tener un único operador del sistema en el ámbito del MIBEL o bien si es mejor que continúen los dos existentes -REE y REN-, con una coordinación estrecha. Aunque la solución aparentemente más racional, y tal vez la que se debiera adoptar en el largo plazo, es el que hubiese un solo operador del sistema para el conjunto del sistema ibérico, actualmente todavía el nivel de integración no es tan grande como para que los aspectos de seguridad se puedan tratar de forma totalmente independiente de las fronteras políticas. La experiencia de otros países -los escandinavos o el mercado nacional australiano que integra los mercados de varios estados, por ejemplo- tampoco ha sido de momento la de fusionar en uno los diversos operadores de los países o estados interconectados.

Otro aspecto institucional que debe estudiarse en España es la conveniencia de una posible fusión de los operadores de los sistemas eléctrico y gasista -REE y Enagás, actualmente- en

uno solo, a la vista de las crecientes sinergias entre las actividades de gas y electricidad y de las experiencias que están teniendo lugar en otros países.

Incentivos económicos para el operador del sistema.

Puede llamar la atención la falta total de incentivos en el marco regulatorio español para fomentar la eficiencia económica en las actuaciones del operador del sistema, cuando éste tiene márgenes de libertad en su actuación. Como se tratará más adelante en los apartados 4.4, capítulo 7 y, especialmente, en el apartado 9.7, el diseño de estos incentivos constituye una tarea muy delicada, lo cual no quiere decir que haya que renunciar a ellos. Podrían plantearse incentivos orientados a la reducción de pérdidas, del sobrecoste derivado de las congestiones, o del coste de proporcionar servicios complementarios tales como las reservas secundaria y terciaria.

El desarrollo normativo pendiente.

Este Libro Blanco se hace eco de los comentarios expresados por la CNE en su documento de *Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico* de enero de 2005, acerca de la complejidad y lentitud del procedimiento actual para la creación de un procedimiento de operación o para la modificación de uno existente. Parece conveniente dotar a la CNE de la capacidad de aprobación de estos procedimientos a partir de las propuestas que realice el operador del Sistema, oído el Comité de Agentes del Sistema. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podría tener, en todo caso, la posibilidad de sanción o revisión posterior, pero sin afectar a la aplicación inmediata tras la aprobación -en su caso- por la CNE. Lo anterior es acorde con la práctica más habitual en los países de la Unión Europea.

Con independencia de lo anterior, debe urgirse al Operador del Sistema para que proceda a realizar la propuesta de los procedimientos de operación que aún están pendientes. Entre éstos se encuentran, especialmente, el de conexión a las redes de la generación en régimen especial, la definición de los criterios de planificación y las interacciones con la red de distribución, y también la normativa de actuación del operador del sistema en situaciones de riesgo de suministro, incluyendo la interacción con el operador del sistema gasista en estas circunstancias.

2.1.8 La generación eléctrica en un modelo energético sostenible

Las preocupaciones fundamentales de las autoridades públicas que velan por el sector eléctrico en los países de nuestro entorno más cercano -y que muy probablemente reflejan adecuadamente los intereses de los ciudadanos- pueden resumirse en conseguir un abastecimiento eléctrico razonablemente fiable y a un buen precio -esto es, que durante un largo tiempo esté garantizado el suministro de toda la electricidad que se demande a un precio asequible- y con una calidad aceptable del servicio -es decir, que las posibles interrupciones del suministro sean infrecuentes y de corta duración-.

Las secciones previas de este capítulo de diagnóstico, y los correspondientes capítulos posteriores de este Libro Blanco en los que se proponen reformas regulatorias, se ocupan ya de estos asuntos. En efecto, se espera que las reformas propuestas en relación con la mitigación del poder de mercado en el mercado mayorista -capítulo 3-, la consecución de

un nivel adecuado de garantía de suministro en generación -capítulo 4-, el reflejo en las tarifas de señales correctas de precios -capítulo 5-, la eliminación de las distorsiones causadas por los CTC -capítulo 6-, la mejora de las reglas de funcionamiento del Mercado Ibérico de Electricidad -capítulo 7-, la eliminación o reducción de las barreras que dificultan el funcionamiento del mercado minorista -capítulo 8- y el tratamiento adecuado de los condicionantes que la existencia de pérdidas y restricciones en la red de transporte imponen al mercado eléctrico -capítulo 9-, consigan una mayor fiabilidad y eficiencia en el suministro eléctrico. En cierto sentido puede también decirse que todo lo anterior es necesario para la sostenibilidad del modelo energético, porque la eficiencia económica, la calidad de suministro y la estabilidad regulatoria que emana de una regulación correcta son condiciones necesarias para conseguir dicha sostenibilidad[103].

En este apartado de diagnóstico se va a considerar una dimensión más amplia del concepto de sostenibilidad del modelo energético. En efecto, aunque la fiabilidad y la eficiencia del abastecimiento eléctrico inmediato sean preocupaciones legítimas, una comprensión completa del problema de la energía debe evitar el limitarse a una perspectiva excesivamente cortoplacista -ahora y el futuro más inmediato- y local -el sistema eléctrico español o ibérico, incluso el de la Unión Europea-. Un planteamiento realista y profundo de la cuestión energética tiene que contemplar también la seguridad de abastecimiento para las generaciones futuras, tiene que ser consciente de las consecuencias del impacto medioambiental que el consumo y la consiguiente producción de energía están ocasionando en el planeta que legaremos a nuestros descendientes y tiene que tomar en consideración el hecho de que un tercio de la humanidad carece hoy de suministro eléctrico y de cualquier otra forma avanzada de energía.

Múltiples estudios, utilizando distintos enfoques y desde distintas perspectivas, realizados por instituciones de indiscutible solvencia y desde muy diversas posiciones políticas coinciden en afirmar que el actual modelo energético mundial -y especialmente el de los países más desarrollados, como España- es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales[104]. Parece existir un consenso amplio sobre los retos a la sostenibilidad

[103] Pueden consultarse al respecto los resultados provisionales del proyecto europeo SESSA, "*Sustainable Energy Specific Support Assessment*", www.sessa.eu.com.

[104] Se hace uso aquí del concepto de "desarrollo sostenible" que fue formulado en el informe presentado por la Comisión de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas en 1987 -conocido como el "Informe *Brundtland*"- y cuya definición da comienzo al documento de Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible -aprobado en el Consejo Europeo de Gotemburgo de junio de 2001- donde se establece que "el desarrollo sostenible es aquél que satisface las necesidades actuales sin poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades". El desarrollo sostenible descansa sobre la aceptación de que el desarrollo es posible y necesario; de que debe hacerse sostenible, perdurable y viable en el tiempo; y de que la sostenibilidad debe ser triple: económica, social y ambiental.

del actual modelo energético y sobre las líneas maestras para hacer frente a estos retos. Los desafíos mayores que conlleva el modelo energético actual son los siguientes[105]:

- Un crecimiento sostenido de la demanda de energía -y de electricidad en particular-, todavía acoplado en exceso al crecimiento económico, y con escasos niveles de utilización del potencial existente en ahorro y eficiencia energética. Lo anterior es particularmente aplicable a los sectores del transporte y al consumo de energía en viviendas y otros edificios. La economía española ha crecido en los últimos años por encima del valor promedio en la Unión Europea. España difiere de los países de su entorno económico en que su intensidad energética -consumo de energía por unidad de PIB- aunque tiene actualmente un valor semejante al medio de la Unión Europea (UE-15), crece permanentemente -cerca del 5% acumulado desde 1990- mientras que en la UE-15 disminuye permanentemente -cerca del 10% acumulado desde 1990-. Aunque se trate de un indicador complejo en el que intervienen muchos factores, estos datos sin duda reflejan una falta de atención a la eficiencia en una fracción importante de los procesos de producción y consumo de energía en nuestro país.

- La utilización de combustibles fósiles es, con mucho, la principal fuente de emisión antropogénica de gases de efecto invernadero, cuyo fuerte y sostenido aumento es factor determinante de un cambio climático con graves efectos potenciales adversos, tanto sociales como medioambientales y económicos[106]. Los combustibles fósiles cubren el 80% del consumo español de energía primaria. España ha superado en más de un 45% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del año de referencia (1990) establecido en el Protocolo de Kyoto, esto es, más de 30 puntos porcentuales de exceso sobre el compromiso adquirido. La generación de electricidad es el origen del 25% de las emisiones de GEI en España[107].

---

[105] Para un desarrollo más amplio de este planteamiento puede consultarse el Libro Verde de la Comisión Europea "Hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento", de 2001. Un análisis reciente para el sector energético español puede encontrarse en "Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España 2004", Cátedra BP de Desarrollo Sostenible, Universidad Pontificia Comillas, febrero 2005, http://www.upco.es/catedras/bp/Actividades.htm#3. Este trabajo ha sido dirigido por el mismo director de este Libro Blanco.

[106] El 78% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero contemplados por el Protocolo de Kyoto tienen origen energético, de acuerdo con los datos del último inventario de emisiones publicado por el Ministerio de Medio Ambiente (2002).

[107] Con ser importante, el cambio climático no es el único impacto medioambiental negativo derivado de la producción de electricidad. La generación eléctrica en plantas de carbón, fuel o gas natural produce la emisión a la atmósfera de compuestos contaminantes diversos, óxidos de azufre, de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles, responsables de riesgos importantes, tanto de salud para las personas como para el medio ambiente. Otras formas de generación de electricidad no están exentas de impactos negativos sobre el medio ambiente, en grados y modos muy diferentes. La generación hidroeléctrica, aunque en general se considera como una de las formas más limpias de producción de electricidad, tiene un significativo impacto ambiental y social, a causa de su elevada intensidad en la utilización del territorio con el consiguiente desplazamiento de poblaciones,

- La creciente dependencia de las importaciones de recursos energéticos amenaza la seguridad de suministro en España, así como en la mayoría de los países europeos. La dependencia energética en España ha crecido desde el 66% en 1990 hasta el 78% en 2003, mientras que el valor medio en la Unión Europea (UE-15) es de alrededor del 50%. Las perspectivas actuales indican un incremento del nivel de dependencia para el futuro.

- Aunque la evolución de las reservas de combustibles fósiles parece indicar que su disponibilidad podría ser suficiente durante por lo menos los próximos treinta años[108], estos recursos -gas y petróleo, en especial- estarán concentrados en un escaso número de regiones y su coste previsiblemente aumentará. Lo que es crítico, bajo el punto de vista de la sostenibilidad, es el progreso tecnológico que pueda realizarse ahora para reemplazar los recursos energéticos disponibles actualmente, con vistas a asegurar para las futuras generaciones un acceso a recursos energéticos suficientes -no necesariamente los mismos que la generación actual utiliza-, equiparables al menos a los que actualmente se disfrutan en los países desarrollados.

- Cerca de 2000 millones de personas, la mayor parte en zonas rurales de países en vías de desarrollo, no tienen acceso a servicios energéticos que sean fiables, asequibles, económicamente viables, y socialmente y medioambientalmente aceptables. Para estas personas esto constituye un impedimento fundamental para su desarrollo y para mitigar su actual situación de pobreza.

Las consideraciones anteriores muestran la imposibilidad de realizar un análisis de sostenibilidad de la producción de electricidad en España, con este enfoque más amplio, sin

---

deterioro de ecosistemas situados aguas abajo, disrupción de acuíferos, degradación de las costas y deltas, y también emisiones de CO2 que pueden ser significativas. Los residuos radioactivos de alta actividad de las centrales nucleares constituyen -con los medios tecnológicos actuales- una herencia inadmisible -por cientos de miles de años- para las generaciones futuras. La generación eléctrica con fuentes renovables de energía -solar, eólica, biomasa, geotérmica, etc.- conlleva también diversos impactos medioambientales, aunque en general mucho más reducidos.

[108] Los recientes estudios de prospectiva energética para EU-25 llevados a cabo por la Comisión de la Unión Europea sitúan la saturación de la producción de petróleo en el entorno del horizonte de estos estudios, que típicamente es el año 2030, aunque con mucha incertidumbre. La importación de gas natural será entonces esencial para la Unión Europea, aunque alcanzaría asimismo la saturación unas décadas más tarde, todo ello de acuerdo a escenarios que extrapolan las tendencias de producción y consumo actuales, sujetas a las políticas energéticas vigentes y de inmediata previsible implantación. La disponibilidad de carbón es mucho mayor, y también su dispersión geográfica, pero su utilización masiva requiere del desarrollo de nuevas tecnologías que permitan reducir a límites aceptables las emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero. La contribución porcentual en la producción de electricidad de las energías renovables, a pesar de su elevado crecimiento, seguiría siendo modesta en estos escenarios tendenciales. La participación de la energía nuclear a partir de 2020 está sujeta a una gran incertidumbre y en general no se supone que aumente su contribución actual. Ver "*World energy, technology and climate policy outlook 2030 (WETO)*", European Commission, Directorate-General for Research, 2003, http://europa.eu.int/comm/research/, y también "*European Energy and Transport: Trends to 2030*", 2005, National Technical University of Athens, www.e3mlab.ntua.gr y también en la Oficina de Publicaciones de la Comisión Europea.

tener que contemplar el sector energético español en su conjunto, e incluso -en algunos aspectos esenciales, como los recursos energéticos, el cambio climático o el acceso universal a formas modernas de energía- desde una perspectiva europea o mundial.

El concepto de desarrollo sostenible se ha afianzado gradualmente en los últimos quince años como marco conceptual de orientación de políticas y estrategias para el progreso mundial y se ha plasmado en acuerdos internacionales, entre los que destacan los alcanzados en las cumbres de las Naciones Unidas de Río de Janeiro (1992) -de donde surgió el plan de acción conocido como Agenda 21- y de Johannesburgo (2002), así como otros más específicos como el Protocolo de Kyoto adoptado en la Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas de 1997 y ratificado en febrero de 2005, la Declaración del Milenio (2000) o el plan de acción de la Conferencia de Bonn sobre Energías Renovables de junio de 2004. En la actualidad el desarrollo sostenible puede considerarse como un verdadero principio jurídico, que se va incorporando gradualmente en la legislación a todos los niveles.

La contribución al debate y al impulso de estrategias de desarrollo sostenible por parte de la Unión Europea es muy significativa. En 1995 el Libro Blanco "Una política energética para la Unión Europea" definió el medio ambiente, la seguridad de suministro y la competitividad como los tres principios sobre los que debe asentarse la política energética europea. Cabe destacar la introducción del desarrollo sostenible en los tratados comunitarios a partir del Tratado de Amsterdam en 1997, incluyéndolo entre los principios fundamentales de la Unión y en sus políticas de actuación. En concreto, el artículo 2 del Tratado establece que la Unión tendrá como objetivos promover el progreso económico y social y un alto nivel de empleo y conseguir un desarrollo equilibrado y sostenible. En el año 2000 la Unión Europea presenta el Libro Verde "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético", como una primera aproximación a una estrategia energética a largo plazo[109]. La Estrategia de Lisboa, aprobada en el Consejo Europeo de marzo de 2000, proponía como objetivo de medio plazo para la UE el 'convertirse en la economía basada en el conocimiento más competitiva y dinámica del mundo, capaz de crecer económicamente de manera sostenible con más y mejor empleo y con mayor cohesión social.' Y el Consejo de Gotemburgo, en su Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible de junio de 2001, exige un compromiso continuamente renovado en pro de una utilización y gestión sostenibles de los recursos y de la protección medioambiental y afirma que para "alcanzar la visión que ofrece el desarrollo sostenible se necesita: una actuación urgente; un liderazgo político, con compromisos claros y amplias miras; un enfoque nuevo en la formación de políticas; una amplia participación; y una responsabilidad internacional.' De forma que 'el desarrollo sostenible pasa a ser el objetivo central de todos los sectores y de todas las políticas.' Y plantea un conjunto de objetivos

[109] La Comisión apuesta, en esta estrategia, por las políticas de demanda frente a las políticas de oferta, y llama la atención, así, sobre la necesidad de emprender acciones que permitan orientar la demanda hacia consumos más controlados y respetuosos con el medio ambiente. La Comisión ha publicado en junio de 2005 otro Libro Verde "*Energy efficiency or doing more with less*", COM(2005) 265 final, donde insiste sobre el mismo tema.

concretos para limitar el cambio climático e incrementar el uso de energías limpias. Ahora bien, para no perder eficiencia en la consecución de estos objetivos, también dice que 'la Comisión dará prioridad en sus actuaciones políticas y propuestas legislativas a planteamientos de mercado que supongan incentivos en materia de precios, siempre que permitan alcanzar los objetivos sociales y ambientales de forma flexible y rentable.'

En la propuesta de una Constitución para Europa, de 2005, el artículo 1.3.3 establece que 'la Unión obrará en pro del desarrollo sostenible de Europa basado en un crecimiento económico equilibrado y en la estabilidad de los precios, en una economía social de mercado altamente competitiva, tendente al pleno empleo y al progreso social, y en un nivel elevado de protección y mejora de la calidad del medio ambiente. Asimismo promoverá el progreso científico y técnico.' La Constitución dedica su sección 10 a la energía, y en su artículo III-256.1 determina que 'la política energética de la Unión tendrá por objetivo: a) garantizar el funcionamiento del mercado de energía; b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión, y c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables.'

En desarrollo de sus directrices de sostenibilidad energética, la Unión Europea ha promulgado un conjunto de Directivas, siendo las relacionadas con el sector eléctrico y, más en particular, con la generación de electricidad, las siguientes:

- "Directiva 2001/77/CE, de 27 de septiembre, del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad", cuyo objetivo es alcanzar el 12% del consumo nacional bruto de energía en 2010, logrando, en particular, un 22,1% de electricidad generada a partir de fuentes renovables en el consumo total de electricidad de la Comunidad en ese mismo año.

- "Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión", que revisa la 88/609/CEE, imponiendo límites de emisión más exigentes de SO2, NOx y partículas, que afectarán tanto a instalaciones nuevas como existentes, en este último caso a partir del año 2008. Su objetivo es la reducción en la Unión Europea de las emisiones de SO2 en un 63% y de NOx en un 21%.

- "Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos", que establece, para cada país, unas emisiones máximas de SO2, NOx, compuestos orgánicos volátiles y amoniaco a partir de 2010.

- "Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios", que afecta tanto a edificios nuevos como a las reformas importantes que puedan efectuarse en los existentes, y que tiene como objetivo la mejora del rendimiento energético en los edificios de la Unión Europea, tratando de alcanzar un alto nivel de eficacia en el coste.

- "Directiva 2003/66/CE de la Comisión, de 3 de julio de 2003, que modifica la Directiva 94/2/CE, por la que se establecen las disposiciones de aplicación de la Directiva 92/75/CEE en lo que respecta al etiquetado energético de frigoríficos, congeladores y aparatos combinados electrodomésticos". También existen la "Directiva 2002/40/CE, de aplicación a los hornos eléctricos de uso doméstico" [110], y la "Directiva 2000/55/CE relativa a los requisitos de eficiencia de los balastos de las lámparas" [111], que trata de conseguir un ahorro de energía económicamente rentable en el alumbrado con lámparas fluorescentes.

- "Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad", que define un sistema fiscal general para los productos energéticos, al objeto de mejorar el funcionamiento del mercado interior -reduciendo distorsiones a la competencia-, favorecer las actitudes propicias a la protección del medio ambiente y alentar una mayor utilización de la mano de obra.

- "Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo". Esta norma introduce un mecanismo de mercado para facilitar el cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kyoto en el ámbito de la Unión Europea, con una primera fase en el periodo 2005-2007 y ciclos de cinco años para las fases sucesivas. La Directiva implica al sector energético -eléctrico y refino-, al siderúrgico, y a las industrias del cemento, vidrio y cerámica y fabricación de papel y cartón.

- "Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía", en la que se fomenta esta tecnología y se establece la necesidad de garantizar el origen de la electricidad procedente de la cogeneración.

En relación con el ahorro y la eficiencia energética, además de las Directivas específicas que se acaban de mencionar sobre la eficiencia energética de los edificios, la fiscalidad energética y sobre la cogeneración, existe un conjunto de acciones de la Unión Europea que señalan el camino a seguir. Entre estas acciones se encuentra el Programa "Energía Inteligente para Europa", aprobado para el periodo 2003-2006, y que promueve las energías renovables y la eficiencia, dedicando especial atención al transporte, y el Plan de Acción para la mejora de la Eficiencia Energética en la Comunidad Europea, COM (2000) 247, que establece un objetivo orientativo de reducción de la intensidad energética global en un 1% anual hasta el año 2010. Hay también una propuesta reciente de Directiva de servicios energéticos[112], que se propone reducir el consumo energético de cada Estado Miembro.

---

[110] Transpuesta a la legislación española mediante el Real Decreto 210/2003, de 21 de febrero.

[111] Transpuesta a la legislación española mediante el Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto.

[112] COM (2003) 739 final.

La "Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad", en su artículo 3.2 sobre obligaciones de servicio público y protección del cliente, establece que 'Dentro del pleno respeto de las disposiciones pertinentes del Tratado, y en particular de su artículo 86, los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética y la protección del clima. Estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las empresas eléctricas de la Unión Europea el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales. En relación con la seguridad del suministro, la eficiencia energética y la gestión de la demanda, y con miras al cumplimiento de objetivos medioambientales, mencionados en el presente apartado, los Estados miembros podrán establecer una planificación a largo plazo, teniendo en cuenta la posibilidad de que terceros quieran acceder a la red.'

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) española de 1997 es anterior en algunos años a la promulgación de la mayor parte de estas medidas en pro del desarrollo sostenible, de forma que plantea estas mismas actuaciones dentro de un marco más tradicional de "protección medioambiental" y sin introducir aún explícitamente el concepto de sostenibilidad. Así, en la exposición de motivos afirma que 'la presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, aspecto que adquiere especial relevancia dadas las características de este sector económico.' Y también, más adelante, sostiene que 'la presente Ley hace compatible una política energética basada en la progresiva liberalización del mercado con la consecución de otros objetivos que también le son propios, como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente.' Sin embargo, el articulado de la LSE no insiste en esta visión conjunta de los aspectos integrantes de un modelo energético sostenible, y desarrolla por separado aspectos tales como el fomento de las energías renovables o la gestión de la demanda. Los desarrollos regulatorios y las actividades que se han derivado de los anteriores mandatos legales para el sector energético español son muy abundantes, aunque no necesariamente bien coordinados ni planteados algunos de ellos con la necesaria intensidad.

En este Libro Blanco, al plantearse la necesidad de una reforma regulatoria de la generación de electricidad en España, y a la vista de la interdependencia y amplitud de los aspectos involucrados, se ha decidido concentrar la atención en un número reducido de temas que se consideran de especial relevancia para la sostenibilidad del modelo energético: a) una visión integral de la sostenibilidad del modelo energético español, que incluya el debate sobre la combinación más adecuada de tecnologías para la producción de electricidad a medio y largo plazo y la función que le corresponde a la planificación indicativa; b) el ahorro y la mejora de la eficiencia energética; c) el rol que pueden jugar las energías renovables y, en un sentido más amplio, el régimen especial de generación; d) las implicaciones sobre el mercado mayorista de la normativa sobre el mercado de derechos de

emisión de gases de efecto invernadero (GEI); e) la I+D en el sector energético; f) la cooperación internacional para el acceso universal a la energía; g) la formación y concienciación de la población respecto a los aspectos de sostenibilidad del modelo energético. En este capítulo 2 de diagnóstico se comenta acerca de la situación actual de la regulación y la realidad españolas en todos estos temas, mientras que en los capítulos posteriores se plantean las recomendaciones acerca de las reformas regulatorias más adecuadas en los temas que se han considerado más cercanos a los objetivos de este Libro Blanco: la función de la planificación indicativa en fijar una estrategia energética integral -apartado 10.1-, la gestión de la demanda como instrumento de ahorro y eficiencia energética -apartado 8.3-, la contribución de las energías renovables -apartados 9.3 y 10.2- y las implicaciones del mercado de derechos de emisión de CO2 -apartado 10.3-.

Una visión integral de la sostenibilidad del modelo energético español

Es en la actividad de planificación eléctrica donde la LSE proporciona a la Administración General del Estado la oportunidad de plantear de forma más integral los aspectos de la sostenibilidad del modelo energético. De acuerdo al artículo 4 de la LSE, la planificación eléctrica será realizada por el Estado, con la participación de las CC. AA., será sometida al Congreso de los Diputados y tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a las instalaciones de transporte. Entre los aspectos a los que esta planificación debe referirse, -además de las citadas instalaciones de transporte[113]- se encuentran los siguientes de acuerdo a la LSE: la previsión de la demanda de electricidad; la estimación de la potencia instalada mínima necesaria para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, la diversificación energética, la mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente; la evolución de las condiciones de mercado para la consecución de las garantías de suministro; las actuaciones sobre la demanda que fomenten la eficiencia y ahorro energéticos; y los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica[114].

---

[113] La normativa de planificación del transporte se desarrolla en el Título VI de la LSE y, más concretamente, en el "Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica".

[114] Análogamente, el artículo 4 de la Ley 34/1998 de Hidrocarburos establece que la planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica, a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y a la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor. Dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos: a) Previsión de la demanda de gas y petróleo; b) Estimación de los abastecimientos de productos petrolíferos necesarios para cubrir la demanda prevista; c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y almacenamiento; d) Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural; e) Definición de las zonas de gasificación prioritaria, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional; f) Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado; g) Establecimiento de criterios generales para

Se ha entendido generalmente que se ha dado cumplimiento al artículo 4 de la LSE por primera vez con la aprobación por el Gobierno en septiembre de 2002 -casi cinco años después de aprobada la LSE- de la "Planificación de las infraestructuras de red de transporte para el periodo 2002-2011 en los sectores de electricidad y del gas natural". El Plan incluye las previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, e incorpora la mejor estimación de los recursos que se utilizarán para satisfacerla, dando también respuesta a objetivos establecidos en el ámbito de la Unión Europea o a tratados de ámbito mundial, tales como las cuotas de penetración de energías renovables o limitaciones a las emisiones de GEI.

Este Plan de Infraestructuras de Redes deja claro que su alcance ya no es el de la planificación energética tradicional, que daba lugar a un programa de obligado cumplimiento en donde se definían todas las inversiones -de producción y transporte- que habían de acometerse en un plazo determinado, estableciéndose asimismo la retribución económica del inversor, de acuerdo a algún procedimiento basado en el coste de proporcionar el servicio. Este modelo ha dado paso en el nuevo marco regulatorio a una planificación que en su mayor parte es indicativa, de forma que deja de vincular a los agentes, respetándose el principio de libre iniciativa empresarial. Las decisiones de planificación obligatoria se refieren a las grandes infraestructuras de transporte de electricidad o gasoductos de la red básica que permiten vertebrar el sistema energético nacional. Debe tenerse en cuenta que la expansión de las redes de transporte, en un marco regulatorio de la producción eléctrica abierto a la competencia, ha de compatibilizar la iniciativa privada con la búsqueda de un desarrollo equilibrado y eficiente para el conjunto del sistema eléctrico nacional. Este complejo asunto se trata en el capítulo 9 de este Libro Blanco.

El Plan de desarrollo de las redes de transporte 2002-2011 integra en la definición de sus escenarios de futuro los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo temporal analizado, Plan que a su vez responde al compromiso de cubrir con tecnologías renovables al menos el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010, según establece la LSE, trasladando el mandato de la Directiva 2001/77/CE -anteriormente mencionada- relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Por otro lado, el Plan de desarrollo de las redes de transporte, aunque admite la necesidad de una importante reducción del consumo final de energía con respecto al valor tendencial observado, no realiza análisis alguno de las posibles actuaciones o medidas de ahorro y eficiencia energética desde el lado de la demanda de energía, que difiere a un futuro Plan de Eficiencia Energética, que vio finalmente la luz en 2004 como la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4).

Por consiguiente, el Plan de desarrollo de las redes de transporte 2002-2011, como su nombre indica, consiste en un proceso de planificación de infraestructuras de redes que elabora los escenarios a los que ha de enfrentarse mediante un proceso de integración de

---

determinar un número mínimo de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor; h) Los criterios de protección medioambiental que deben informar las actividades objeto de la Ley.

datos provenientes de distintas fuentes -crecimiento de la demanda, previsiones de nuevas inversiones en generación, objetivos del plan de fomento de energías renovables-, sin plantearse una visión de conjunto del panorama energético a medio y largo plazo, con los retos y oportunidades anteriormente comentados. Por otro lado, hasta muy recientemente, también ha faltado esta visión integradora y con objetivos propios -no basados meramente en cumplir los marcados por las directivas europeas- en las diversas actuaciones sobre las distintas facetas que comprende la sostenibilidad energética: promoción del régimen especial de generación, ahorro y eficiencia energética incluyendo la gestión de la demanda eléctrica, I+D en el sector energético, concienciación de la opinión pública, reducción de las emisiones contaminantes o estrategia respecto al cambio climático, que se comentarán a continuación[115].

El procedimiento P. O 2.2. del Operador del Sistema, sobre Previsión de la cobertura y análisis de la seguridad del sistema eléctrico, asigna a Red Eléctrica de España como Operador del Sistema, la tarea de analizar la seguridad de la cobertura del sistema. Aunque este estudio se plantea con un horizonte de diez años y ha de incorporar aspectos tales como hipótesis acerca de las políticas energética y medioambiental, está orientado a aspectos de fiabilidad y no puede sustituir al análisis más integral de planificación que este Libro Blanco está preconizando.

No es ésta, evidentemente, la mejor forma de hacer frente al complejo desafío de caminar hacia un modelo energético más sostenible en España. En el capítulo 10 se comentan las iniciativas más recientes -que afortunadamente apuntan hacia una visión más global del problema-, posiblemente motivadas por el efecto combinado de la necesidad de hacer frente por fin al compromiso de Kyoto, al fuerte incremento del precio de los combustibles fósiles y a un equipo de Gobierno más sensible a la falta de sostenibilidad del modelo energético español.

El ahorro y la mejora de la eficiencia energética

En la sección 2.1.6 ya se ha comentado acerca de la escasez de mecanismos regulatorios y de recursos físicos que permitan una participación más activa de la demanda de electricidad en los mercados eléctricos y en la operación del sistema. Aquí se va a completar esta visión desde la perspectiva más amplia del consumo de energía en general y de las medidas en marcha para contener su crecimiento por medio del ahorro y de la mejora de la eficiencia energética.

---

[115] Un intento de plantear un análisis de sostenibilidad de ámbito nacional -no solamente energético- desde una perspectiva de más amplia, pero que no parece haya dado lugar a resultados prácticos o a reformas regulatorias, es la Estrategia Española de Desarrollo Sostenible (EEDS), cuya elaboración comenzó en noviembre de 2001 y que debía analizar conjuntamente las dimensiones económica, social y ambiental de la sostenibilidad. Existe un Documento de Consulta de 2003 en la página web del Ministerio, que realiza un diagnostico de la situación y contempla medidas e instrumentos así como índices de seguimiento y de evaluación.

Consumo de energía y crecimiento económico

El consumo de energía en España se encuentra en constante crecimiento, lo que en gran medida es provocado por el importante incremento de la demanda de electricidad y del consumo de combustibles para el transporte. Este crecimiento sostenido de la demanda de energía -y de electricidad en particular-, está todavía acoplado en exceso al crecimiento económico.

Tal como propugna el Libro Verde sobre seguridad de abastecimiento energético de la Unión Europea, es preciso desconectar en lo posible la actual asociación casi automática entre la demanda energética y el crecimiento económico, a través de nuevas tecnologías y programas de ahorro y mejora de la eficiencia energética, con la aprobación y la cooperación consciente de la sociedad. El nuevo Libro Verde sobre "Eficiencia energética o cómo hacer más con menos" propone un debate sobre el potencial y la conveniencia de implantar un conjunto de acciones exploratorias, entre las que se encuentran: los ajustes al actual mercado de derechos de emisiones de CO2 para mejorar su eficiencia, métodos para promover la adquisición de electrodomésticos de alto rendimiento, campañas de información pública, incentivos para reducir las pérdidas en las redes eléctricas, o la oportunidad de implantar mercados de certificados blancos. Todas ellas son posibilidades a explorar en los planes para la mejora de la eficiencia energética -desde la perspectiva del sector eléctrico- que prepara actualmente el Gobierno. Sobre algunos de estos temas se ofrecen recomendaciones en este Libro Blanco, ver los apartados 8.3, 9.1.1, 9.7 y 10.3.

A continuación se comenta muy brevemente la principal línea de actuación actualmente en marcha en España para promover el ahorro y la eficiencia energética -véase la sección 8.3 en relación con los programas de gestión de la demanda eléctrica-.

El Plan de Acción de la E4

Ante la preocupante situación de crecimiento de la demanda y de la dependencia energética española, desde el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se señaló la necesidad de adoptar medidas más enérgicas de aumento de la eficiencia energética y de diversificación de las fuentes de energía primaria que en el pasado. Consecuentemente, durante la primera parte de 2005 se ha llevado a cabo una revisión, tanto del Plan de Fomento de Energías Renovables como de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4), a través de un Plan de Acción.

La Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 -denominada E4- se comenzó a elaborar en octubre de 2002, siendo aprobada por el Consejo de Ministros el 28 de noviembre de 2003. Tiene por objeto promover el ahorro y la eficiencia energética e, indirectamente, garantizar el suministro de energía -por la reducción de las importaciones-, incrementar la competitividad de los sectores productivos y contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales. La Estrategia ha analizado las posibilidades de ahorro y eficiencia energética en diversos sectores, como son el de edificación, transporte, servicios públicos, industria, terciario y residencial, el sector trasformador de la energía -refino, producción eléctrica y cogeneración- y el sector agrícola. El antecedente de esta Estrategia es la Ley 82/80 de Conservación de la Energía, de 1980.

La E4 ha recibido fuertes críticas por el retraso en su adopción -a la vista de la pobre situación del modelo energético español en lo referente a intensidad energética, emisiones de CO2 y dependencia energética-, por la falta de definición de objetivos, recursos y plazos y por el escaso apoyo financiero de carácter público. La E4 precisaba por tanto de un plan concreto de actuación que fuese coherente con sus objetivos y contenidos. Debido a esto surge el Plan de Acción 2005-2007, cuyos objetivos globales son reducir un 8,5% el consumo de energía primaria y la dependencia del petróleo en un 20% y que plantea conseguirlo por medio de las siguientes líneas de actuación[116]:

- Concretar medidas e instrumentos necesarios para la aplicación de la Estrategia en cada sector.
- Definir los responsables y los organismos involucrados en su desarrollo.
- Establecer el período de ejecución de las medidas.
- Evaluar el coste e impacto de las medidas.

El Plan de Acción proporciona medidas concretas de todo tipo -regulatorias, de aumento de eficiencia, de ahorro- con las que poder llevar a cabo actuaciones efectivas de cara a un consumo más eficiente de la energía. Una de las mejoras que aporta el Plan de Acción a la formulación previa de la estrategia E4 es que detalla los costes y el presupuesto disponible para la aplicación de cada medida, con lo que es posible cuantificar los esfuerzos necesarios. Además, también resulta positivo que se definan los organismos responsables de llevar a cabo cada proyecto específico. No obstante, todavía queda mucha tarea por delante, ya que falta detallar programas concretos para cada medida detectada y todavía son pocos los planes de actuación que los incorporan. En relación específicamente al sector eléctrico, el Plan incluye un conjunto de acciones de gestión de la demanda eléctrica -ver el apartado 8.3 para un planteamiento general de este tema- mucho más ambicioso que cualquiera de los que han sido propuestos anteriormente al respecto.

Tal como se ha comentado al tratar de una visión integral del modelo energético español, la única forma de evaluar globalmente la suficiencia de este planteamiento, para hacer frente a los graves problemas de sostenibilidad actualmente existentes, es contemplar este Plan de ahorro y eficiencia energética conjuntamente con otras medidas complementarias, tal como se propone más adelante en el apartado 10.1.

El régimen especial de generación

Las instalaciones sujetas al régimen especial de generación de electricidad son: las instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables; las instalaciones de cogeneración; y las instalaciones de generación a partir de residuos, siempre que sean de menos de 50 MW. No obstante, en algunos tipos de instalaciones, como las de purines, la potencia límite se encuentra en 25 MW en vez de en 50 MW. Con respecto a las centrales hidráulicas, no todas las existentes de menos de 50 MW se incluyen

[116] De acuerdo a los últimos borradores disponibles cuando se termina de elaborar este Libro Blanco.

en el régimen especial, pues centrales hidráulicas antiguas, que se encontraban ya en operación durante el Marco Legal y Estable anterior a la liberalización de la generación de electricidad, no están incluidas en este régimen regulatorio.

Como la generación de régimen especial es una generación más -con sus aspectos diferenciales-, su tratamiento aparece disperso en diferentes capítulos de este informe. Así, los temas directamente relacionados con la red y la operación del sistema son tratados en los apartados 2.1.7 -diagnóstico- y 9.3 -propuesta de reformas regulatorias-. Los aspectos de participación en el mercado también se tratan en el capítulo 7. El resto se encuentra en el apartado 10.2. Los aspectos de la generación de régimen especial que son de especial interés en este Libro Blanco son los siguientes:

- La justificación de las cantidades y tecnologías que se fijan como objetivo.
- El mecanismo de remuneración más adecuado.
- Las autorizaciones administrativas y la conexión a la red.
- La participación en el funcionamiento del mercado mayorista.
- La comercialización verde, la certificación de origen de la electricidad y la información al consumidor.
- Los aspectos específicos de la cogeneración.

Los problemas concretos que se han identificado en la revisión del marco regulatorio de la generación de régimen especial pueden clasificarse en las categorías siguientes:

Barreras retributivas o financieras

- Primas insuficientes para algunas tecnologías -biomasa-.
- Incertidumbre en la estabilidad de la retribución.
- Falta de apoyo directo a la inversión -medidas fiscales, condiciones de financiación, etc.- y a la I+D en aquellas tecnologías muy emergentes.

Barreras técnicas

- Acceso y conexión a la red -se plantean conflictos legítimos entre los promotores de régimen especial y las empresas transportistas o distribuidoras a las que se conectan-.
- Operación del sistema -visibilidad para el centro de control, procedimientos de operación para el reparto de capacidad ante limitaciones, equipos de control-.

Barreras administrativas

- Proliferación de normas y trámites -según la APPA, hasta sesenta normas distintas pueden afectar al promotor de régimen especial y hasta cuarenta trámites distintos han de seguirse ante las administraciones local, regional y central, con una importante confusión en materia de competencias-.

- Ineficiencia del proceso de tramitación, que representa la principal barrera de entrada. Por ejemplo en el caso de la minihidráulica, cuya tramitación puede demorarse hasta 12 años desde la presentación de la autorización hasta su puesta en marcha. En el caso de la eólica pueden llegar a ser cinco años.

- Percepción de falta de homogeneidad, ciertos niveles de discrecionalidad y poca transparencia en las resoluciones administrativas.

A esto es necesario añadir la falta de medidas para incorporar de la forma más integrada y razonable posible la generación de régimen especial en el sistema. Tanto por parte de los promotores o propietarios de este tipo de centrales como por parte del Operador del Sistema -y Gestores de la redes de distribución-, como por deficiencias de la propia regulación, existe un importante déficit normativo y de instalaciones físicas para facilitar su interacción con el sistema -visibilidad desde los centros de control, incorporación en la dinámica de control del Operador del Sistema, sistemas de predicción de producciones, equipamientos técnicos para evitar problemas de seguridad, participación en la prestación remunerada de servicios complementarios al sistema, deficiencias en la remuneración de las instalaciones de conexión que se ceden a los distribuidores, etc.-.

En cuanto a la cogeneración, se ha detectado un claro estancamiento de las inversiones, que podría achacarse a:

- Una significativa incertidumbre regulatoria, fruto de los numerosos cambios normativos ocurridos a lo largo de los últimos años, que dificulta la inversión. La Directiva reconoce que 'para el fomento de la cogeneración es importante subrayar la necesidad de un entorno económico y administrativo estable para la inversión en nuevas instalaciones de cogeneración'. En general las sucesivas regulaciones han endurecido las condiciones económicas y los requisitos, en general tratando de controlar posibles abusos. El Real Decreto 436/2004 da pasos significativos en la estabilización de las señales. Pero, las futuras asignaciones de los derechos de emisión y la transposición de la Directiva 2004/8/CE suponen nuevos elementos de incertidumbre en estos momentos.

- Existen hoy en día limitaciones en los rangos de potencia instalada, niveles de autoconsumo, propiedad compartida de la cogeneración y del proceso industrial asociado, etc., que están seguramente entorpeciendo proyectos interesantes y que deberían regularse de otra forma atendiendo a criterios más finos.

- En la misma línea, la asociación automática entre generador y autoproductor conlleva limitaciones que no tienen demasiado sentido. Así los requisitos de autoconsumo y la aplicación de las ayudas sólo al excedente de generación eléctrica han podido desalentar proyectos de cogeneración que presentan todas y cada una de las ventajas de la cogeneración y que no tiene sentido discriminar. Un proyecto con un mayor nivel de autoconsumo de energía eléctrica que otro, a priori, no presenta mayores ventajas bajo ninguno de los puntos de vista repasados al principio de esta sección.

- Parece que las primas vigentes han resultado claramente insuficientes para algunos tramos de potencia instalada. Deberían emplearse otros criterios más continuos para diferenciar las instalaciones.

- La actual regulación carece de sensibilidad respecto al ahorro de energía efectivamente conseguido con el proceso de cogeneración. Existen umbrales pero no son premiadas las instalaciones que mayor ahorro energético consiguen. Parece claro que los recursos de las primas deberían concentrarse en aquellas inversiones en las que se consiguiera un mayor ahorro energético.

- La cogeneración no puede participar en las prestaciones de servicios complementarios al sistema. Es bueno para el sistema y es bueno para la cogeneración que pudiera poner en valor la calidad del producto que ofrece. Actualmente su ubicación en las redes de distribución y la falta de elementos de telemedida y telecontrol le mantiene al margen de los centros de control del Operador del Sistema.

- Aunque les afecte mucho menos que a las energías renovables, el tratamiento de los desvíos perjudica a las instalaciones individuales, entre las que se encuentra la cogeneración, frente a los portafolios.

- El precio del mercado de producción no refleja adecuadamente el precio de la energía -encarecimiento de los combustibles, CO2, etc.-, provocando un efecto *"sandwich"* en la cogeneración, que ve como el precio de su combustible se encarece sin que acabe trasladándose a los precios del mercado eléctrico con los que se remunera su producción eléctrica. Los factores correctores en la prima para paliar este fenómeno no han sido suficientes.

- La cogeneración basada en el fuel -desarrollada allí donde no existe aprovisionamiento de gas- ha sido claramente penalizada, lo que puede tener sentido desde el punto de vista medioambiental, pero no desde el punto de vista de ahorro energético.

En un anexo, al final de este capítulo, se presenta un resumen de la situación actual de implantación del vigente Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, así como de su revisión en el nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010.

El mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Efectos del cambio climático

Existe actualmente un amplio consenso en la comunidad científica en lo tocante a la existencia del cambio climático. De hecho, se ha observado un aumento de la temperatura media de la Tierra durante el siglo XX de 0,6 ± 0,2ºC, una disminución de la cobertura del hielo ártico y un aumento de la frecuencia y gravedad de episodios climáticos catastróficos -huracanes, sequías, lluvias torrenciales, "Niños", etc.-. Aunque hay discrepancias en torno a la parte debida al cambio global, la señal antropogénica es cada vez más claramente discernible.

La unanimidad desaparece, en cambio, al realizar predicciones sobre la magnitud del aumento futuro, aunque la estimación mayoritaria se cifra entre 2 y 6ºC para fines de siglo. Las predicciones sobre los efectos de estos cambios son todavía más inciertas, extendiéndose desde lo gestionable hasta lo catastrófico. Se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Problemas agrícolas. El calentamiento global no será homogéneo, sino que la temperatura en las zonas polares subirá más que en las ecuatoriales. Esto afectará a la distribución de las lluvias, ya que los sistemas atmosféricos -borrascas, anticiclones, alisios, etc.- son la forma en la que la atmósfera transporta calor desde el ecuador a los polos, y dependen de la diferencia de temperatura existente.

  La forma en que variarán las precipitaciones es sumamente incierta. En Europa, la mayor parte de los modelos prevén más lluvia en el Norte y sequedad en el Mediterráneo, pero con grandes márgenes de error. En términos generales, se espera una disminución de las precipitaciones en las áreas cerealísticas del mundo, y una consiguiente disminución de las cosechas. Esta tendencia podría verse parcialmente compensada -aunque también hay muchas dudas- por un mayor crecimiento debido al aumento en la concentración de CO2, que es absorbido por las plantas para efectuar la fotosíntesis.

- Ecosistemas naturales. El cambio en el régimen de temperatura y precipitaciones podría provocar que muchos ecosistemas dejaran de estar bien adaptados a las condiciones locales. Bosques, sabanas y otros hábitat no pueden, en condiciones naturales, migrar muy rápido: la velocidad de avance de sus lindes está a menudo limitada a cifras de metros por siglo; mientras que el cambio global podría provocar modificaciones en los límites de las zonas climáticas del orden de kilómetros por siglo. Esto podría implicar un aumento de la desertización, o al menos la extensión de ecosistemas herbáceos con mucha menor diversidad biológica que los bosques a los que substituyan.

- Elevación del nivel del mar. El calentamiento del agua del mar provoca su expansión, y por tanto una elevación del nivel. Si el calentamiento fuera muy intenso, existe la posibilidad de que se fundieran los hielos de Groenlandia o la Antártida, lo que elevaría el nivel del mar de una forma importante. En conjunto, para el 2100 se espera un incremento del nivel del mar de entre 9 y 88 cm. La última cifra entra claramente dentro del rango de lo catastrófico: implicaría, por ejemplo, la inundación de la mayor parte de Holanda y Bangla-Desh.

Toma de conciencia

Si bien se puede considerar que a finales de los setenta del pasado siglo ya se había alcanzado un cierto consenso acerca de la magnitud del problema, hubo de pasar un cierto lapso de tiempo para que apareciesen iniciativas globales más o menos decididas a enfrentar el problema. La creación del IPCC -*Intergovernmental Panel on Climate Change*, www.ipcc.ch- en 1988, constituyó el primer paso claro. Este organismo, auspiciado por Naciones Unidas, nació con el mandato de 'evaluar sobre una base exhaustiva, objetiva, abierta y transparente, la información científica, técnica y socioeconómica sobre el cambio climático que se difunde a nivel mundial'.

Desde entonces, el IPCC ha publicado tres informes -el cuarto está anunciado para 2007- que han ido "marcando el paso" de las iniciativas políticas. El primero de ellos, publicado en 1990 estableció las bases de la Convención marco sobre cambio climático de Naciones Unidas -*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC-, aprobada y ratificada por 186 países en 1992 en la Cumbre de Río, en la que se reconoce la existencia del problema y se plantea la voluntad conjunta de estabilizar la concentración de gases de

efecto invernadero, fijando una serie de objetivos comunes a todos los países -programas de contención, transferencia de tecnología y fomento a la investigación- y otros específicos para los países listados en el anexo I de la Convención, los países más desarrollados, denominados en adelante "Partes incluidas en el anexo I" -medidas de limitación de emisiones, recursos financieros para los países en desarrollo, fomento de tecnologías limpias, etc.-.

Su segundo informe acompañó las negociaciones que culminaron en 1997 en el Protocolo de Kyoto, en el que por primera vez los países desarrollados -excepción hecha de los Estados Unidos- se comprometen a reducir sus emisiones. Esta reducción se fijó en el 5,2% con respecto a 1990 para el periodo 2008-12, si bien las cuotas asignadas a cada país se determinaron según la estimación que entonces se hizo de su desarrollo económico. Así, la reducción fijada para los Estados Unidos fue del 7% mientras que la de Unión Europea fue del 8%.

Una de las principales novedades que introdujo el Protocolo fue la definición de tres mecanismos orientados a facilitar a las Partes incluidas en el anexo I el cumplimiento de sus objetivos de reducción. La idea es que el proceso no sólo se realice de forma eficiente, sino que al tiempo se incentive la inversión en "proyectos limpios" en terceros países. Estos mecanismos son:

- Comercio de derechos de emisión -*Emissions trading scheme*-, que permite a las Partes incluidas en el anexo I comerciar con unidades de emisión -la Directiva europea define "derechos de emisión" como 'derecho a emitir una tonelada equivalente de CO2 durante un período determinado'-. El Protocolo determina para cada una de las partes una restricción y mediante este mecanismo les autoriza a emitir por encima de este límite, comprando el exceso a terceros. Esto hace posible que aflore un mercado y que se genere una señal económica que incentiva la reducción de forma eficiente -siempre que, como luego veremos, el mecanismo se implante adecuadamente, lo que por el momento no ha ocurrido en la medida que sería deseable-. Así, si el conjunto del mercado no tiene excesivos problemas en cumplir con las restricciones impuestas, el precio de la emisión -la tonelada de CO2- será bajo, y en el caso contrario será alto.

- Mecanismos de desarrollo limpio -*Clean development mechanisms*-, según los cuales las partes no incluidas en el anexo I se beneficiarán de las actividades de proyectos que tengan por resultado reducciones certificadas de las emisiones y las partes incluidas en el anexo I podrán utilizar las reducciones certificadas de emisiones resultantes de esas actividades de proyectos para contribuir al cumplimiento de una parte de sus compromisos. Intentando ilustrarlo con un ejemplo sencillo, un país industrializado puede aliviar parte de su compromiso de reducción si demuestra que ha financiado un proceso de reforestación en uno de los países en vías de desarrollo: por árbol plantado, se calcula el CO2 que éste neutraliza y el país inversor se puede "apuntar" esa cantidad para aliviar el cumplimiento de su restricción o incluso para venderlo a un tercero en el mercado de derechos de emisión. Invertir en molinos de viento en China, por ejemplo, también entraría dentro de esta categoría.

- Mecanismos de acción conjunta -*Joint implementation mechanisms*-, muy similares a los anteriores, con la particularidad de que el receptor de la inversión es un país incluido también en el anexo I. Así por ejemplo, invertir en Ucrania en transformar una central de carbón a gas permite también al inversor apuntarse la cantidad de emisiones evitadas.

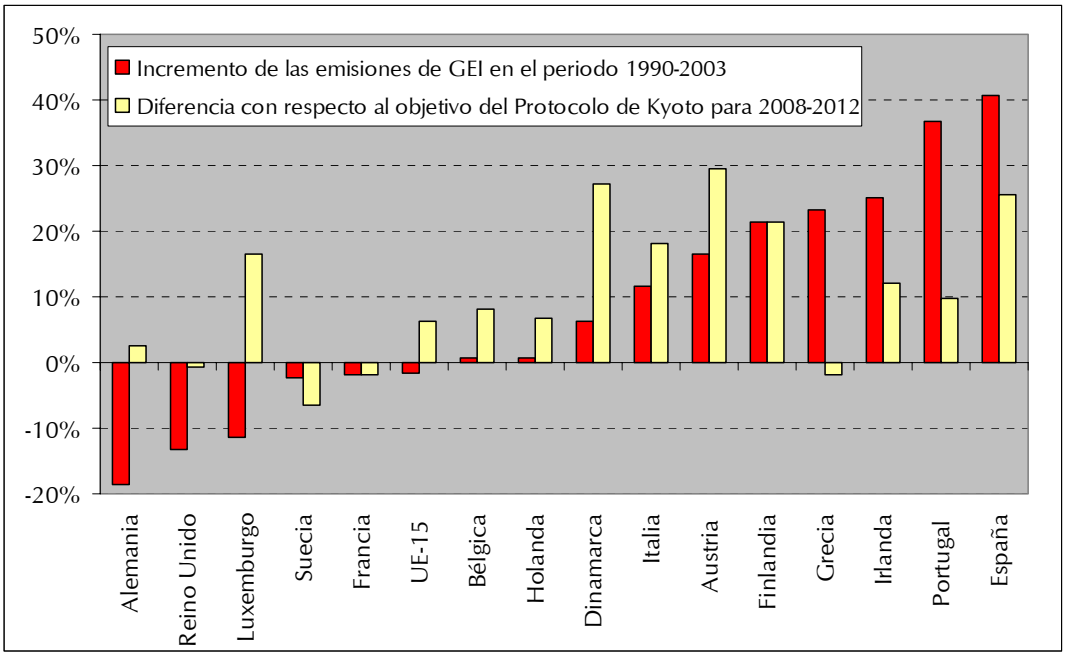

Figura 2. Evolución porcentual de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) 1990-2003[117]

El compromiso de la Unión Europea y de España

La Unión Europea ha sido desde el principio una de las partes más decididas a impulsar el Protocolo de Kyoto, cuya ratificación aprobó en 2002. El objetivo de reducción en el periodo 2008-2012 del 8%, respecto a los niveles de 1990, se distribuye entre los Estados miembros de forma diferente. La Unión Europea pretende que se alcancen estas metas nacionales en primer lugar a través de medidas dentro de cada país, y en segundo término gracias a la puesta en funcionamiento del Mercado de derechos de emisión. Y lo que es más relevante, con el fin de adquirir experiencia en el funcionamiento del comercio de emisiones antes del año 2008, ha decidido implantar las medidas de reducción ya desde el año 2005, aunque se ha definido este periodo hasta 2008 como "transitorio"[118].

Este impulso adicional tuvo como punto de partida el "Libro Verde sobre el comercio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea", sobre la base del cual, tras dos años, varias propuestas e intensas negociaciones, se adoptó la "Directiva

[117] "*Annual European Community greenhouse gas inventory 1990-2003 and inventory report 2005*", European Commission, DG Environment, European Environment Agency, submission to the UNFCCC Secretariat, 27 May 2005.

[118] La página web de la propia Comisión (http://europa.eu.int/comm/environment/) ofrece abundante información de referencia acerca de las políticas europeas enfocadas a combatir el cambio climático.

2003/87/CE de 13 de octubre por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad".

La Directiva pretende servir de ayuda a los países miembros para cumplir con las obligaciones derivadas del Protocolo de Kyoto, "guiando" el camino hacia la satisfacción completa del compromiso adquirido por cada país, e implantando un mecanismo -el mercado de derechos de emisión- que permita reducir los costes en la Unión y al tiempo prevenga distorsiones de la competencia que pudieran resultar de una aplicación heterogénea en los distintos países miembros.

La lucha contra el cambio climático constituye una prioridad política en materia de medio ambiente, tanto para la Unión Europea como para España, y como tal forma parte de las correspondientes Estrategias para un Desarrollo Sostenible. Así, se comenzó a elaborar en 2001 la Estrategia Española de Lucha contra el Cambio Climático (EECC), con la creación de la Oficina Española de Lucha contra el Cambio Climático y la redefinición del Consejo Nacional del Clima, pero no fue aprobada hasta el 5 de febrero de 2004 por el Pleno del Consejo Nacional del Clima, y quedó pendiente de aprobación en Consejo de Ministros. Su objetivo general es contribuir al cumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kyoto, concretamente el relativo a la limitación del crecimiento de las emisiones netas de gases de efecto invernadero en España al 15%. La Estrategia enumera más de 400 medidas a aplicar en distintos sectores, como son el de producción y transformación de la energía, el sector industrial, el sector de transportes, los sectores residencial, comercial e institucional, la agricultura y ganadería y residuos. Además, propone una serie de medidas para el fomento de los sumideros. La Estrategia toma en consideración la Directiva 2003/87/CE sobre comercio de derechos de emisión, que afecta casi a la mitad de las emisiones de gases de efecto invernadero en España.

Potencial impacto de la Directiva

De forma muy resumida, el impacto de la Directiva europea se puede plantear de la siguiente manera: la Directiva implanta el mercado de derechos de emisión de CO2 -el resto de gases de efecto invernadero por el momento se mantienen al margen- de tal manera que se fija una senda de emisiones máximas para los años venideros -para el periodo 2005-07 en primera instancia- pero sólo afectando a unos cuantos sectores industriales: generación eléctrica y los definidos como "sectores industriales"[119].

En estos últimos tiempos, a medida que la transposición de la Directiva se ha convertido en una realidad palpable -y sobre todo "contable"- son cada vez más las voces que ponen en cuestión el régimen de comercio de derechos de emisión, alegando que supondrá un coste que la economía europea no será capaz de asumir sin resentirse seriamente. Estudios de la propia Comisión salen al paso de estas afirmaciones indicando que los objetivos pueden

[119] El régimen de comercio de derechos de emisión cubrirá en total más de 12000 instalaciones en los 25 Estados miembros de la Unión Europea -plantas de combustión, refinerías de petróleo, coquerías, plantas metalúrgicas y acerías, así como fábricas de cemento, vidrio, cal, ladrillos, cerámica, pasta y papel-.

cumplirse con un coste anual comprendido entre 2900 millones y 3700 millones de euros, lo que representa menos del 0,1% del PIB de la UE. Según uno de esos estudios, sin el régimen de comercio de derechos de emisión los costes podrían ascender a 6800 millones de euros.

En el caso particular del sector eléctrico, la pregunta que se plantea es acerca de la subida que supondrá en el precio de la energía. Sobre este particular, la Comisión sostiene que 'conviene distinguir entre el objetivo y el instrumento. Ninguna variación de los precios de la electricidad será una consecuencia del comercio de derechos de emisión sino de la aplicación del Protocolo de Kyoto. El Protocolo de Kyoto fija un límite a las emisiones autorizadas de gases de efecto invernadero, lo que supone que la economía de la UE será en el futuro una economía sometida a unos límites de emisión de carbono. Esta limitación confiere valor a los derechos de emisión y se traduce en un cambio de los precios relativos de la economía de la UE. Los productos que contengan más carbono serán relativamente más costosos'.

En los últimos tiempos se han publicado numerosos estudios que tratan de evaluar el impacto de la Directiva en el precio de la energía eléctrica. Tomando un informe de la IEA[120], se pueden extraer a vuela pluma las siguientes conclusiones:

- Si el precio de la tonelada de CO2 es del orden de 20 €/t., el precio de la energía eléctrica en Europa subirá un 21%.
- Si el precio es menor de 19 €/t, las instalaciones de carbón seguirán siendo más competitivas que los ciclos combinados de gas.
- Si el precio superase los 23 €/t, sería rentable sustituir una instalación de carbón por una de ciclo combinado.
- Si el precio superase los 26 €/t, si bien depende mucho del sistema del que se trate, las centrales nucleares podrían ser tan competitivas como un ciclo combinado de gas.
- Para que las tecnologías renovables sean competitivas, el precio debería estar en el rango de los 30-200 €/t, dependiendo de la tecnología.

A este respecto, en el ámbito de los sistemas eléctricos liberalizados urge una reflexión sobre el tratamiento más adecuado que deben recibir aquellas tecnologías de generación ya existentes, que por el hecho de estar caracterizadas por un coeficiente de emisiones menor que el de la tecnología al margen, percibirán unos ingresos "sobrevenidos" -*windfall profits*- con los que no contaban en el momento en el que decidieron instalarse en el sistema, ingresos que bien los consumidores, bien sus competidores menos eficientes desde el punto de vista de la tasa de emisión de CO2, se verían obligados a pagar[121].

---

[120] "*Emissions Trading and its Possible Impacts on Investments Decisions in the Power Sector*", International Energy Agency, París, 2003, disponible en http://library.iea.org.

[121] En el informe "*ETS: Bonanza or bust*" de *UBS Investment Research* de 29 de septiembre de 2003, disponible en www.ubs.com/investmentresearch, se cifran los potenciales ingresos sobrevenidos en

Algunos contemplan este efecto como una consecuencia natural de la internalización de costes medioambientales que la implantación del comercio de derechos de emisión supone, como el simple reconocimiento de una externalidad. Otros, como es el caso de este Libro Blanco, lo consideran como unos beneficios injustificados, que son resultado de un cambio regulatorio, como lo fueron en su momento, pero en sentido contrario, los CTC.

Sea cual sea la decisión que el regulador decida adoptar, queda claro que este es un aspecto que no se puede pasar por alto sin que medie un debate abierto. Este Libro Blanco, en línea con el espíritu general que rige las recomendaciones que en él se vierten, aporta su interpretación del problema y -en estrecha relación con las propuestas que realiza sobre el tratamiento adecuado de los costes de transición a la competencia- sugiere formas de abordarlo minimizando las interferencias con el mercado y respetando el necesario equilibrio entre agentes generadores y consumidores.

Planes nacionales de asignación

La Directiva establece que cada país debe por tanto definir unos límites a cada una de las instalaciones de los mencionados sectores, de tal modo que éstas deben adquirir en el mercado de derechos de emisión europeo cualquier exceso en el que deseen incurrir. Los planes nacionales de asignación (PNA) determinan las cantidades totales de emisiones de CO2 que los Estados miembros pueden a asignar a sus empresas, cantidades que después podrán ser vendidas o compradas por las mismas empresas. Eso significa que cada Estado miembro ha tenido que decidir previamente cuántos derechos de emisión iba a asignar en total para el primer período de comercio de derechos comprendido entre 2005 y 2007, y determinar cuántos va a recibir cada instalación cubierta por el régimen de comercio de derechos de emisión.

Por tanto, este límite establece la cantidad de toneladas de CO2 que cada instalación puede o bien emitir de forma gratuita, o bien vender en el mercado si lo considera más rentable -eficiente- que consumirlo. Así, cada Estado miembro ha configurado un Plan nacional de asignación de derechos de emisión en el que define estos límites, plan sujeto a la posterior ratificación por parte de la Unión Europea[122].

Tal y como establecía el artículo 9 de la Directiva, la Comisión elaboró un documento de orientación para los Estados Miembros, para la aplicación de los criterios básicos en la definición de los planes nacionales de asignación -en particular definió once criterios que clasificó en obligatorios y facultativos-[123]. En primer lugar se exige a los Estados miembros

---

tan sólo las empresas de los cuatro países de la Unión que se analizan en alrededor de 27600 millones de dólares -el 10% de su EV-.

[122] Recientemente la Comisión ha culminado el proceso de aprobación de los planes de asignación del conjunto de la UE. El límite global vinculado a todos ellos se estima en una cantidad que supera las 2000 toneladas de CO2 equivalente.

[123] "Orientaciones para los Estados miembros sobre la aplicación de los criterios del anexo III de la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del

que presenten planes en los que las cantidades que pretenden asignar a los sectores incluidos en el comercio de emisiones sean compatibles con el resto de medidas que se proponga aplicar a los sectores no contemplados en la Directiva, todo ello enfocado a cumplir con el compromiso global de reducción conforme al Protocolo de Kyoto. Existen asimismo criterios que pretenden garantizar la no discriminación entre empresas y entre diferentes sectores, así como la conformidad con la legislación de la UE en materia de competencia y ayudas estatales. Otros criterios se refieren a las disposiciones del plan respecto a los nuevos operadores, la consideración de los esfuerzos de reducción más precoces y las tecnologías limpias.

El PNA español

En principio, cada Estado miembro tenía que elaborar y publicar un PNA para el 31 de marzo 2004 -o bien para el 1 de mayo de 2004 en el caso de los 10 nuevos Estados miembros-. España solicitó una prórroga a la Comisión alegando las dificultades derivadas del cambio del ejecutivo, y finalmente publicó su plan en el "Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero". El Gobierno estableció la cantidad total de derechos asignada a cada uno de los sectores afectados -se asignaron 86,4 Mt de CO2 al sector eléctrico, reservando 1,84 Mt para nuevos entrantes[124], lo que según los cálculos de la propia Administración suponía el 93,51% de las emisiones previstas para el sector eléctrico-, pero no concretó la cantidad correspondiente a cada instalación, aunque sí planteó una serie de criterios, diferenciando al sector eléctrico del resto de sectores industriales afectados.

El periodo previo -y el posterior- a la publicación del PNA español, en especial en el sector eléctrico, estuvo acompañado de un amplio -y en ocasiones agrio- debate. Aparte de otras implicaciones asociadas a la tarifa y los Costes de transición a la competencia, la polémica se centró en si, a la hora de asignar derechos a las diferentes instalaciones de generación, deberían tenerse en cuenta las emisiones "históricas" o las "estimadas o previstas". Finalmente el Plan, en palabras de la ministra de Medio Ambiente, optó por una 'solución salomónica' -sic-, porque, si bien anunció que se partió de 'las emisiones reales de medias históricas del período 2000-2002', se apuntó que igualmente se consideraría que algunas instalaciones 'participarán con menor intensidad en la cobertura de la demanda'.

El 27 de diciembre de 2004 la Comisión publicó su decisión relativa al PNA notificado por España[125]. El plan nacional de asignación, incluida la cuota total de derechos de emisión

---

Consejo, y circunstancias en las que queda demostrada la situación de fuerza mayor", COM(2003) 830 final, Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 7.1.2004.

[124] El acuerdo del Consejo de Ministros de 21 de enero de 2005 por el que se aprueba la asignación individual de derechos de emisión a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto Ley 5/2004 redujo esta cantidad a 1 Mt CO2/año.

[125] "Decisión de la Comisión de 27 de diciembre de 2004 relativa al plan nacional de asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero notificado por España de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo", COM(2004)5285, Bruselas, 27.12.2004.

que en él figuraba, se aprobó con la condición de que se introdujeran modificaciones a fin de incluir todas las instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW.

El 26 de noviembre de 2004 se publicó el primer listado con la propuesta de asignación individual de derechos a las instalaciones solicitantes, y en esas mismas fechas se facilitó a su vez un documento que describía con mayor detalle los criterios para la asignación individualizada[126].

La asignación a las centrales térmicas de fuel se realizó sobre la base de las producciones y emisiones históricas -media 2000-2002-, asignándoles derechos en cuantía decreciente, para los años 2005 y 2006. Pero sin duda el criterio más discutible fue el que se aplicó para determinar las cantidades que correspondía repartir entre las instalaciones de carbón y los ciclos combinados de gas. Esta asignación se realizó mediante una regla de reparto que relacionaba la previsión de la demanda con una previsión de las producciones futuras estimadas de ambas tecnologías en función de sus factores específicos de emisión[127]. Por tanto se optaba por un criterio de reparto basado en una estimación *sui generis* de las producciones previstas de una y otra tecnología, lo que implica que a medida que crece la estimación de la demanda -o sean más escasos los derechos de emisión- mayor es la proporción de los mismos que se asigna a las plantas de ciclo combinado.

Se dio un plazo para presentar alegaciones. El 3 de diciembre se presentó la propuesta de asignación a la Comisión de coordinación de políticas de cambio climático. La aprobación de la asignación individualizada definitiva de derechos de emisión para las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto Ley 5/2004 se produjo el 21 de enero de 2005[128].

El propio acuerdo del Consejo describe cuáles fueron las principales alegaciones presentadas en el caso del sector eléctrico. Entre otras, se recibieron alegaciones que consideraban insuficiente la asignación a la generación de electricidad a partir del carbón y en sentido contrario, que consideraban excesivo el volumen de reserva establecido para nuevos entrantes, que argüían que la fórmula de reparto empleada penaliza excesivamente a las centrales con mayor índice de factor específico de emisión y en general, alegaciones relativas a la metodología empleada y al procedimiento seguido.

---

[126] "Criterios para la asignación individualizada", disponible en http://www.mma.es/oecc/ceypna.htm, "Tablas y formularios".

[127] No menos discutible fue la metodología seguida para distribuir los derechos correspondientes a cada instalación de carbón. La asignación se realizó según una fórmula que tenía en cuenta las emisiones históricas (2000-2002) de cada instalación y los inversos de los factores específicos al cuadrado.

[128] "Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba la asignación individual de derechos de emisión a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto ley 5/2004".

Finalmente el reparto entre las tecnologías fue el que se recoge en la tabla que sigue[129]:

Tabla iii. Reparto de derechos entre tecnologías en el PNA 2005-2007

Sector	Nº	Asignación			
		2005	2006	2007	2005-07
		toneladas de CO_2			
Generación: carbón	38	57.182.005	51.403.313	44.634.535	153.219.853
Generación: fuel	20	1.489.649	584.948	0	2.074.597
Generación: ciclo combinado	41	16.614.739	21.986.780	27.843.402	66.444.921
Generación: extrapeninsular	105	11.113.608	11.424.961	11.922.061	34.460.630

Si bien en el apartado 10.3 se discute con mayor profundidad el impacto que los criterios empleados en la asignación tienen como señal incentivadora o desincentivadora para la explotación eficiente de las plantas desde el punto de vista medioambiental, cabe en este apartado de diagnóstico discutir con brevedad el negativo impacto que los criterios adoptados en este reparto pueden suponer para la gestión eficiente de las instalaciones.

La asignación toma como referencia dos variables para apoyar sus cálculos, las emisiones históricas y en mayor medida una estimación de las producciones futuras, o más bien, de las producciones que se espera -desea- que se den en los años siguientes. Se aparta del criterio que consistiría en buscar compensar a aquellas instalaciones que, por la introducción de la nueva regulación puedan verse perjudicadas inesperadamente. Así, se asignan derechos a una tecnología, los ciclos combinados de gas, que bajo el supuesto de una operación eficiente que implica que el coste del derecho de CO2 se internalizará en las ofertas de los agentes en el mercado, no requieren asignación gratuita alguna[130], dado que en todo caso podrían como mínimo trasladar por completo el coste del derecho al consumidor[131].

A pesar de todo, este criterio que ha llevado a asignar derechos a los ciclos combinados cuando en principio carecería de sentido económico alguno no ha sido exclusivo de

---

[129] "Plan Nacional de Asignación 2005-2007: Resumen por Comunidades Autónomas y subsectores", disponible en http://www.mma.es/oecc/ceypna.htm, "Tablas y formularios".

[130] Como se describe en el apartado dedicado a los costes de transición a la competencia y en el apartado correspondiente al comercio de emisiones del capítulo 10 de este Libro Blanco, en rigor, si se aplican los criterios propuestos en lo referido al tratamiento más adecuado que debería recibir la generación incluida en el Real Decreto 1538/1987, podría también carecer de sentido asignar de forma gratuita derechos a las instalaciones de carbón.

[131] Sí es cierto que el PNA español, en lo que se refiere a la asignación de derechos, puede también haber sido "víctima" del actual diseño regulatorio que este Libro Blanco propone reformar. El hecho de contar con una tarifa que no reconoce los desvíos al precio de la energía -y que por tanto a menudo resulta insuficiente- y de que según parece no haya por el momento intención clara de trasladar a ésta el coste de oportunidad de los derechos de CO2, puede haber motivado que los derechos gratuitos se hayan utilizado como una partida de remuneración compensatoria a los agentes del sistema. Esto no supondría más que otro ejemplo de las funestas consecuencias que un diseño regulatorio inadecuado termina teniendo sobre la gestión eficiente de los recursos y de las señales económicas deseables.

España, más bien al contrario, ha sido mayoritario en el conjunto de la Unión Europea. Por poner algunos ejemplos, Dinamarca, Alemania o Noruega han asignado a sus ciclos combinados de gas porcentajes superiores al 80% de sus emisiones estimadas en este periodo 2005-2007.

De esta manera, al ponderar tan claramente la estimación de las producciones futuras en el reparto, se envía la señal de que lo que se produzca en adelante durante el periodo 2005-2007 puede influir en la futura asignación que se deberá realizar de cara al periodo 2008-2012. Por ejemplo, una instalación de carbón a la que se han asignado una determinada cantidad de toneladas de CO2, podría evitar producir una cantidad que le situase por debajo de los niveles definidos por la asignación, para así evitar que en la futura estimación se revise la estimación de su producción futura y por tanto se le asignen pocos derechos.

Sin ir más lejos, la propia Directiva europea envía señales en esta línea, dado que establece que el primer Plan nacional de asignación de derechos que cada Estado miembro debía configurar cubre tan sólo el periodo "transitorio" 2005-2007. La asignación para el periodo 2008-2012 no deberá determinarse hasta mediados de 2006. La pregunta es obvia: ¿cuál es la estrategia que debe seguir el propietario de una central eléctrica emisora de CO2 que haya recibido una cantidad de derechos gratuitos para este periodo transitorio? Supuestamente, si el precio del CO2 en el mercado de emisiones alcanza un valor alto, debería buscar la eficiencia, es decir, producir menos y vender parte de sus derechos. Ahora bien, ¿qué será de él cuándo se realice la asignación para el periodo siguiente? En principio, como se apuntaba anteriormente, el encargado de diseñar el nuevo Plan no debería tener en cuenta lo emitido hasta ese punto, pero no se debe culpar a los gestores de las instalaciones por desconfiar de que ese criterio vaya a ser tenido en cuenta, especialmente si el regulador no lo explicita claramente con antelación.

Lo mismo ocurre en el caso de la legislación promulgada por el Gobierno español. Como ya se anunció en el borrador "Criterios para la elaboración del Plan nacional de asignación de derechos de emisión de CO2" publicado en junio, 'los derechos asignados a instalaciones que cierren (...) pasarán automáticamente a la reserva de nuevos entrantes'. De nuevo, el principio de eficiencia se pone en entredicho. El objetivo del comercio de emisiones es que por ejemplo una central muy contaminante, al percibir el coste de oportunidad de los derechos recibidos gratuitamente, decida vender los derechos y cerrar. Esa sería sin duda la decisión acorde con la eficiencia. Ahora bien, el deseado incentivo a cerrar que debería percibir dicha central se mitigaría si hacerlo le sitúa en una situación en la que no tendría nada que vender.

No cabe duda de que no se puede pedir a nadie que sacrifique parte de su producción si al mismo no se le garantiza que no corre el riesgo de que, siendo más eficiente desde el punto de vista medioambiental, resulte perjudicado en futuros repartos de derechos. Esto nos lleva directamente a lo que ha constituido el centro de la discusión en el sector eléctrico español, sin duda el sector más relevante de los afectados por la Directiva.

Primeros pasos

El esquema de comercio de derechos de emisión en su periodo transitorio lleva vigente unos pocos meses. A nivel europeo parece que tanto los volúmenes como los precios negociados han subido considerablemente. Durante el primer trimestre del año, los precios se situaron entre los 9 y 10 €/t. A lo largo de este segundo trimestre, los volúmenes negociados han crecido y los precios han superado en este final de junio los 23 €/t y siguen subiendo[132].

En España, y en particular en el sector eléctrico, poco se puede decir hasta la fecha sobre el impacto que ha tenido sobre el mercado mayorista de generación. En la actualidad el debate está centrado en si los agentes están internalizando el coste del derecho de emisión en sus ofertas o no. Como se discutía previamente, los criterios aplicados a la asignación del plan nacional han sido tan difícilmente interpretables que resulta complicado aventurar qué incentivos pueden en estos primeros meses estar percibiendo los distintos agentes. La anunciada reforma del marco regulatorio, la existencia del déficit tarifario y la poca madurez del mercado de derechos, todo ello en el contexto de un año muy seco acompañado de un persistente e irrefrenado incremento de la demanda, con el consiguiente incremento de los precios, complica la interpretación del impacto de la transposición de la Directiva.

Para colmo, la fecha determinada por la Comisión para remitir los PNA para el próximo periodo está relativamente próxima, lo que sin duda, como se ha argumentado con anterioridad, constituye una señal muy significativa para los agentes, que condiciona necesariamente sus decisiones. Más adelante, en el apartado 10.3 se sugieren brevemente una serie de criterios que, en opinión de este Libro Blanco, deberían ser tenidos en cuenta en el futuro PNA 2008-2012 en lo que la generación eléctrica respecta. Básicamente estos criterios se podrán resumir en dos, la búsqueda de la eficiencia y la conveniencia de aplicar medidas equitativas que eviten penalizar innecesariamente a agentes del sistema, tanto generadores como sobre todo consumidores.

Investigación y Desarrollo en el sector energético

El ámbito europeo: Programa Marco Comunitario

Actualmente, el Programa Marco Comunitario es el principal instrumento para financiar la investigación en Europa. Sin embargo, en lo que se refiere al sector energético, el gasto en Investigación y Desarrollo en energía por parte de la Comisión Europea ha disminuido fuertemente con el paso del tiempo: en términos reales, se ha reducido a la cuarta parte en los últimos 25 años. Desde el I Programa Marco -periodo 1983-1986-, la participación porcentual del gasto en I+D energético en el total de gasto de I+D de la Comisión Europea ha disminuido también notablemente: del 66% en el I Programa Marco hasta el 11,6% en el VI Programa Marco -periodo 2003-2006-. Disminuciones paralelas se han producido en los estados miembros y en la industria privada, de forma notable en la última década en las empresas energéticas, causada indirectamente por la liberalización de estos mercados: el

[132] De todas formas, los volúmenes que se negocian hasta la fecha no son todavía lo suficientemente significativos como para que se pueda considerar estos precios como muy representativos.

paso de un régimen de costes reconocidos a otro de libre mercado en generación ha motivado la falta de interés de las empresas por las actividades de I+D, en particular aquellas con objetivos de más largo plazo.

El ámbito español: Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica

El Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica, incluye todas las actuaciones públicas que se financian con cargo a los Presupuestos Generales del Estado o mediante otros recursos presupuestarios -tales como fondos estructurales de la Unión Europea-, enmarcando toda la acción de la Administración General del Estado en una estrategia común. Dentro de este Plan existe un Programa de Energía, que da prioridad a actuaciones más próximas al desarrollo pre-competitivo, que se encuentra más cercano a las necesidades de las empresas del sector, y que abarca las siguientes líneas preferentes de actuación: a) sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes; b) transporte, almacenamiento, distribución y utilización más económicos y eficientes de la energía; c) sistemas alternativos de propulsión y nuevos combustibles para el sector del transporte y d) otras actuaciones, tales como la optimización de los combustibles fósiles, la integración de las energías renovables, la seguridad nuclear y los aspectos medioambientales y socioeconómicos de la energía. En 2001 la competencia sobre la gestión del Programa Nacional de la Energía ha pasado del Ministerio de Economía -a través de la Dirección General de Política Energética y Minas- al de Ciencia y Tecnología. La financiación está basada en subvenciones y anticipos reembolsables con cargo a las partidas presupuestarias generales del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT).

El esfuerzo español en investigación en términos globales, en comparación con los países del mismo entorno económico, es escaso. Los fondos públicos dedicados a investigación en el sector energético son una mínima fracción -4,32 M€ para el Programa de Energía del Plan Nacional de Investigación en 2002, 69,2 M€ para el CIEMAT- del ya escaso total -7194 M€ en 2002-. En 2003 el gasto en I+D superó los 8.000 M€, aumentando en un 14% sobre el año anterior, luego se está produciendo un avance en este sentido aunque a pequeña escala.

Durante la década de los ochenta y en buena parte de la siguiente, las ayudas del IDAE y la existencia de un Programa de Investigación Electrotécnica (PIE) pagado como un porcentaje (0,3%) de la factura eléctrica -cerca de 36 M€ en 1995, año en que fue cancelado el programa- y, en general, bien administrado y orientado a resolver problemas reales del sector energético, dieron lugar a un marco de desarrollo tecnológico bastante bueno, incluyendo por ejemplo aportaciones industriales significativas en energía eólica y fotovoltaica.

Sin embargo, en la actualidad parece haberse difuminado aquel esfuerzo inicial tan prometedor. No existe, desde el año 1996, el Programa de Investigación Electrotécnica y las empresas energéticas, bajo el nuevo marco regulatorio orientado a la competencia y sin una financiación garantizada y orientada específicamente a la I+D, han abandonado casi totalmente todo esfuerzo de investigación con perspectivas de largo plazo. Se mantienen proyectos de demostración tecnológica en buena medida por los esfuerzos del IDAE y del

CIEMAT, así como de algunas empresas. Falta una visión estratégica integral, que señale unas líneas prioritarias de I+D en las que España pueda contribuir de forma efectiva, y que estén en consonancia con el modelo energético de largo plazo que se haya adoptado, así como unos recursos que permitan financiar o promover las actividades correspondientes.

El Plan Nacional de I+D 2004-2007 constituye la estrategia de acción en España en lo que a I+D se refiere. Pretende alcanzar el 1,22% del PIB en gasto de I+D para 2005 y durante su vigencia el gasto en I+D se materializará en crecimientos del 10%. Sin duda se trata de un aspecto positivo, puesto que se estima que la Administración habrá destinado a I+D en los dos primeros años un 20% más con respecto a 2003 y se habrá pasado de dedicar 4.000 millones de euros anuales a destinar más de 4.800 millones de euros.

Dentro del Plan Nacional de I+D 2004-2007 existe un Programa Nacional de Energía, que está muy enfocado hacia dos objetivos: el fomento de las energías renovables y la mayor eficiencia en las formas convencionales de energía. Sin duda, están de acuerdo con las preocupaciones asociadas a la sostenibilidad del modelo energético, pero deberían proporcionarse medidas más concretas de actuación y un mayor fomento de los métodos de eficiencia energética, que son los que pueden proporcionar mayor capacidad de ahorro.

Más recientemente, tanto el Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012, como el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, destacan la importancia de la I+D+i en el ámbito energético para la consecución de los objetivos planteados. La política de investigación, desarrollo e innovación tecnológica ha de colaborar al logro de estos objetivos por lo que, dentro del Programa Nacional de Energía, se potenciarán los proyectos de mejora de la eficiencia energética y de impulso de las energías renovables, con el objetivo de hacer coherentes los fines del Plan de Acción y del Plan de Energías Renovables con los del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT).

La innovación tecnológica y la dedicación de un porcentaje cada vez más elevado del Producto Interior Bruto a la I+D+i son aspectos necesarios para incrementar la productividad de la economía española y mejorar la competitividad de las empresas. El Plan de Acción 2005-2007 de la E4 pretende dar el necesario impulso a estas actividades, con la consiguiente reducción de los consumos de energía por unidad de producto -reducción de la intensidad energética-, lo que constituye el principal objetivo de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012.

Por su parte, el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 prevé un importante crecimiento de las energías renovables, lo que representa un reto y una oportunidad para la innovación tecnológica en España. Por ello, en el Plan se presentan, para cada una de las áreas renovables, las principales líneas de innovación tecnológica a las que la industria española habrá de prestar atención en los próximos años.

La cooperación internacional para el acceso universal a la energía

AOD: contexto mundial y europeo

La ayuda oficial al desarrollo (AOD) es la forma de cooperación internacional más extendida para fomentar el acceso universal a la energía. La lucha contra la pobreza y la promoción del desarrollo sostenible son dos aspectos que están estrechamente ligados con la AOD, y son elementos referenciales de la estrategia general asumida por la comunidad internacional para definir las políticas de AOD. Sin embargo, la AOD ha caído un 20% entre 1990 y 2001 en el ámbito mundial, si se tiene en cuenta el valor real de las transferencias realizadas, una vez descontada la inflación. En conjunto, la AOD de los países de la OCDE es como media el 0,22% del PIB total y está cayendo a un promedio del 5% anual. La ayuda global era inferior a los 40.000 millones de dólares en 2001 y sólo 5 países habían alcanzado o superado el objetivo del 0,7% del PIB.

La cantidad que dedicaba la Unión Europea (UE-15) como promedio era del 0,33% en 2002, lo que supone 29.093 millones de dólares. En la cumbre de Barcelona, y ante la presión de la Cumbre de Monterrey, la Unión Europea acordó llegar al 0,39% del PIB comunitario en la ayuda al desarrollo para el año 2006.

AOD: situación en España

La AOD española alcanzó los 1.817 millones de euros en 2002, manteniendo la tendencia al alza de 2001 y situándose en el 0,26% del PIB. En 2003 el porcentaje se redujo de nuevo, situándose en el 0,23%.

Debe destacarse la gran dispersión de la AOD española, posiblemente por la participación de diversos ministerios con intereses muy dispares. Latinoamérica recibe la mayor parte de la AOD bilateral española -439 millones de euros en 2002-. Pero en 2002 y 2003 entre los principales receptores de la AOD española se encuentran países como Afganistán, Pakistán, Argentina e Irak. En 2002 se mantuvo el reducido peso relativo de la ayuda destinada a los países de renta baja, frente a la práctica de dirigirla mayoritariamente a países de renta media.

Para poder llevar a cabo los compromisos de cooperación, se necesita que el porcentaje de AOD de los diferentes estados vaya ampliándose poco a poco hasta alcanzar el 0,7% acordado. En este sentido, el compromiso de España parece evolucionar en buena línea, ya que el Gobierno pretende aumentar el porcentaje desde el actual 0,23% del PIB -unos 1.700 millones de euros- hasta el 0,33% en 2006 y llegar al 0,5% al final de su legislatura. Si esto es así, se habría duplicado la AOD española con respecto al año 2004, aunque el porcentaje será todavía inferior al 0,7% que se estima necesario a escala mundial para cumplir con los objetivos establecidos en la Declaración del Milenio.

AOD en energía: situación en España

España tiene el doble reto de fomentar el desarrollo sostenible dentro de su territorio y de ayudar a hacer posible un modelo energético sostenible en el resto del planeta. Sin embargo, un análisis elemental de la AOD española muestra la escasa orientación a la lucha contra la pobreza que ha tenido en los últimos años, así como la atención secundaria

prestada al sector de la energía. Además, otro signo de la escasa relevancia que se ha dado al sector energético es que ni en la Ley de Cooperación Internacional para el Desarrollo ni en el antiguo Plan Director de la Cooperación Española 2001-2004 se contemplaba el energético como sector específico.

La ayuda con la que se ha financiado al sector energético ha sido de tipo bilateral -que se concreta mediante acuerdos entre el país donante y el receptor- y multilateral -en la que intervienen tanto las agencias internacionales de financiación como los organismos internacionales no financieros, fundamentalmente los pertenecientes a las Naciones Unidas-. En términos totales, la inversión en el sector energético tuvo una tendencia decreciente entre 1997 -cuando se invirtieron 6,64 miles de millones de dólares-, y 1999 -4,15 miles de millones de dólares-, permaneció sensiblemente constante hasta el año 2000 -con un presupuesto de 4,22 miles de millones de dólares- y se incrementó sostenidamente hasta llegar a los 6,22 miles de millones de dólares en 2002.

En el periodo 1997-2002 la ayuda bilateral reembolsable osciló entre el 52% y el 81% del total, porcentajes superiores a los que se dan en el conjunto de la AOD. Para la ayuda multilateral, el porcentaje de ayuda reembolsable fue prácticamente del 100%.

AOD en energía en España: ayuda bilateral

En lo que se refiere a los subsectores hacia los que se destinó la ayuda bilateral, el 90% de la misma en el periodo 1997-2002 fue asignada de la forma siguiente: centrales nucleares (10,4%), producción energética con fuentes no renovables (11,5%), centrales térmicas de carbón (15,9%), centrales hidroeléctricas (20%) y transmisión/distribución de energía eléctrica (23%). Es de resaltar que los subsectores asociados a las energías renovables tan sólo recibieron un 5,9% de la inversión total del periodo. La ayuda dedicada a fomentar políticas energéticas recibió el 9,6%. De los 15.510 millones de dólares que supuso la inversión bilateral en el sector energía entre 1997 y 2002, el 68% -unos 10.507 millones-, se destinaron a Asia, el 13% a Europa -2.019 millones-, y el 12% -1.852 millones-, a África; a América le correspondió el 5,5% y a Oceanía el 1,7%.

De los 1.817 millones de euros de la AOD española en 2002, se destinaron a la ayuda bilateral 1.059 millones, distribuidos de la siguiente forma: 247 (11%) a los créditos FAD -Fondo de Ayuda al Desarrollo, frecuentemente asociados a la promoción de intereses comerciales o estratégicos de empresas españolas en países que no están entre los más necesitados-, 157 (9%) a programas y proyectos de la Agencia Española de Cooperación Internacional (AECI), 27,6 (2%) a programas y proyectos del Ministerio de Educación, 24 (1%) a programas y proyectos del Ministerio de Trabajo y Asistencia Social, 12,8 (1%) a programas y proyectos del Ministerio del Interior, 79,2 (4%) a programas y proyectos de otros ministerios -en 2002 el Ministerio de Defensa ha computado 58,8 millones de euros como gasto imputado a AOD-, 261,3 (14%) a cooperación descentralizada, 99,2 (5%) a organizaciones no gubernamentales, 8,6 (0%) a ayuda alimentaria, 19,8 (1%) a ayuda de emergencia, 42,8 (2%) a microcréditos y 125,3 (7%) a condonación de la deuda externa.

AOD en energía en España: ayuda multilateral

En lo que respecta a la ayuda multilateral, el 56% se destinó a financiar proyectos relacionados con las políticas y la gestión administrativa -en buena parte asociados al establecimiento de las condiciones adecuadas para llevar a cabo planteamientos de liberalización y reestructuración del sector energético-, el 22% a las actividades de transmisión y distribución de electricidad, el 14% a proyectos asociados a energías no renovables, el 6% a las renovables y el 2% a la energía hidroeléctrica. De la ayuda multilateral, Asia recibió el 41%, seguida de América con el 34%, África con el 18% y Europa con el 7%. Las prioridades geográficas de ayuda al desarrollo para España no se ajustan con la realidad actual de los países con mayor déficit en el acceso de energía. Y esto es debido, a que hasta el momento, la energía no ha sido un sector específico prioritario en la política española de cooperación internacional.

De los 757,9 de la ayuda multilateral en el año 2002, 440,2 (24%) fueron para programas de la Unión Europea, 234,5 (13%) para organismos internacionales financieros y 83,2 (5%) para organismos internacionales no financieros.

El Plan Director de la Cooperación Española 2005-2008

El Plan Director de la Cooperación Española 2005-2008 ha sido la última medida llevada a cabo por el Gobierno en cuanto a AOD. Las líneas directrices del mismo son el aumento de las capacidades de tipo social, humano, económico, culturales, medioambientales y de construcción de la paz. Dentro de estas líneas directrices, las prioridades son la lucha contra la pobreza, la defensa de los derechos humanos y la sostenibilidad medioambiental. Se trata, por tanto, de reducir en la medida de lo posible las principales preocupaciones que nos atañen en cuanto a cooperación internacional.

Como un aspecto positivo, puede señalarse que el Plan Director de la Cooperación Española 2005-2008 considera la disponibilidad de energía, su utilización eficiente y limpia, así como el autoabastecimiento energético, como líneas estratégicas y actuaciones prioritarias de cara al logro de sus objetivos. Así, para conseguir el aumento de las capacidades económicas, mediante la promoción del tejido económico y empresarial, se considera esencial la dotación de infraestructuras energéticas para incrementar la disponibilidad de energía. Para aumentar la capacidad de mejora de la sostenibilidad ambiental, el Plan considera que la producción sostenible de recursos energéticos básicos, mediante el uso eficiente de la energía y la promoción de las energías renovables, es una línea estratégica fundamental, por lo que se apoyarán políticas energéticas enfocadas al ahorro y a la promoción de una producción limpia basada, principalmente, en la energía solar y en la eólica. Por último, la Cooperación Española potenciará la autosuficiencia tecnológica de las poblaciones, promoviendo el uso de energías renovables, con el fin de facilitar la generación y acceso a las tecnologías ambientales y localmente idóneas. Está por ver cómo estas orientaciones generales se materializan en realidades.

La formación y concienciación de la población

El origen y las consecuencias de los problemas de la energía están en la misma sociedad, ya que es la sociedad quien da relevancia o no a estos problemas, y es la sociedad quien

finalmente sufrirá las consecuencias de los mismos. Es por ello que los problemas de la energía son básicamente problemas sociales, y la formación y participación social elementos clave para su solución.

La importancia de la formación y concienciación de la sociedad

La complejidad de los problemas asociados a la energía ha exigido un giro en las políticas públicas y privadas desde aquellas primeras de tipo correctivo y de carácter legislativo y tecnológico, a las más actuales de tipo preventivo, donde se combinan los instrumentos reguladores -legislación y otros- y los científico-tecnológicos, con los incentivos económicos -fiscales y otros-, los integradores -políticas integrales- y, las más novedosas, las políticas que acentúan la participación social en la gestión de la energía, intentando implicar al conjunto de la sociedad en la resolución de esos problemas.

Dentro de las nuevas formas de política energética, los instrumentos sociales -como son la educación y particularmente la participación social- son clave. El énfasis en la educación y en la participación pública es consecuencia de la creciente evidencia de que gran parte de la falta de éxito de algunas políticas se deriva de la falta de implicación de las poblaciones a las que se dirigen. Ese es el caso del ahorro y eficiencia energética.

Una gran parte de la población mundial piensa que los problemas ambientales poseen una envergadura tal que poco puede hacer el ciudadano para solucionarlos. Esta percepción es más pronunciada en países en vías de desarrollo y se atenúa en la medida en que el grado de formación de la población aumenta. En España, el 44% de la población considera que poco puede hacer por solucionar los problemas ambientales[133].

La percepción social en relación con los graves problemas de la energía

Aún queda un largo camino por recorrer de cara a conseguir una sociedad concienciada y que actúe en consecuencia con la problemática de la energía y el desarrollo sostenible. La falta de educación al respecto, el desconocimiento de la gravedad del problema o la propia cultura individualista hacen que los conceptos de solidaridad generacional e intergeneracional no sean tenidos muy en cuenta en los comportamientos cotidianos.

Existe una proporción muy amplia de la población española que desconoce la importancia que sus actuaciones tienen de cara a la consecución de un modelo de desarrollo sostenible, tanto energéticamente como a otros niveles. No resulta fácil entender que muchas pequeñas acciones, aparentemente insignificantes, puedan contribuir globalmente de forma notable. No es menos cierto, sin embargo, que cada día se van transmitiendo más a la población las limitaciones que el actual modelo de desarrollo tiene y la necesidad de actuar en consecuencia lo antes posible.

Es importante que la sociedad perciba que es posible obtener niveles muy importantes de ahorro con tan sólo modificar sus hábitos de consumo. Sin duda alguna, el punto clave es

[133] Ver "Resumen del estudio hábitos de consumo y medio ambiente en España 2001", Fundación Entorno, 2001, página 5.

crear una conciencia social de ahorro y que esto se asocie a un nivel de desarrollo elevado. Es necesario conseguir que la energía que se consume sea considerada un bien escaso y fundamental para el desarrollo de la sociedad actual y ser conscientes de que su uso indiscriminado está comprometiendo el que futuras generaciones puedan disfrutar de los recursos energéticos que se emplean hoy. Para formar esta conciencia social, en primer lugar, se deben mostrar los impactos negativos que el consumo energético está provocando y hacerlos llegar a los ciudadanos. En segundo lugar, se debe dejar claro que la responsabilidad recae en cada uno de los miembros de la sociedad, que individual y colectivamente son los primeros y únicos responsables de haber llegado a esta situación y al mismo tiempo, hacer ver que la solución está igualmente al alcance de todos si se quiere asumir el compromiso de llevarla a cabo.

El sector doméstico: el ahorro energético

El sector doméstico representa una parte importante del consumo nacional de energía y, por tanto, las acciones de ahorro energético en el mismo tienen gran relevancia. La importancia de este sector reside en que cualquier ciudadano participa de forma activa y directa en el consumo de energía, y por tanto también podrá participar de forma directa en su ahorro. Debiera existir para ello un estímulo, reflejado principalmente a través de la factura eléctrica. Si además esto viene acompañado por la creación de una mayor conciencia social sobre el impacto medioambiental del consumo de energía, será mayor la motivación por conseguir un consumo moderado de energía.

Sin embargo, en la sociedad española no existe una gran preocupación por el ahorro y eficiencia energética y esto se refleja en el escaso nivel de penetración de electrodomésticos eficientes o dispositivos de iluminación de alto rendimiento en los hogares españoles y en el derroche o uso ineficiente de la electricidad. La calefacción y el agua caliente sanitaria son las dos causas de mayor consumo en los hogares y, por tanto, es donde existe más capacidad de ahorro. Una medida relevante, que tendrá una repercusión muy positiva en este sentido, será la puesta en marcha del nuevo Código Técnico de la Edificación que obligará, en los edificios de nueva planta y en los que se rehabiliten, a la instalación de paneles solares con los que se aprovechará la energía solar térmica para calentar agua.

La etiqueta energética

Un buen indicador del grado de formación y concienciación medioambiental de la población en un asunto cotidiano que a todos afecta, es el nivel de conocimiento sobre la etiqueta energética de los electrodomésticos, así como los porcentajes de ventas de los electrodomésticos más eficientes. En España, las ventas de algunos electrodomésticos de clases A y B son todavía muy reducidas, aunque ha tenido lugar un aumento importante en los últimos años.

La baja penetración de los electrodomésticos más eficientes puede explicarse por su precio más elevado y por la falta de información sobre su existencia y sus ventajas. Sólo un 33% de los hogares declara conocer o haber visto alguna vez la etiqueta energética, por lo que el porcentaje de hogares que lo tienen en cuenta a la hora de la compra es aún menor. De ese

porcentaje, más del 80% dice haberla visto en la tienda de electrodomésticos o en un catálogo de la propia tienda[134].

Teniendo en cuenta que un electrodoméstico de clase A consume un 55% menos de energía y que en los hogares españoles el nivel de penetración de determinados electrodomésticos es muy elevado -como los frigoríficos, con un 99,6%, o las lavadoras, con un 98,4%-, es evidente que el potencial de ahorro es importante. El problema surge en el momento de la compra, por dos razones. La primera es la falta de conocimiento de la etiqueta energética. La segunda es el mayor precio de los electrodomésticos más eficientes. Sin embargo, el ahorro de energía que se consigue con un electrodoméstico de clase A, por ejemplo, recupera la inversión realizada en ocho años típicamente, a partir de los ahorros en la factura eléctrica.

Es evidente que los consumidores están, en general, insuficientemente informados sobre el potencial de ahorro de los electrodomésticos más eficientes.

2.2 El planteamiento general de la reforma regulatoria

2.2.1 El alcance de la reforma

El diagnóstico que se acaba de realizar sobre la situación del marco regulatorio de la generación ha detectado un amplio conjunto de problemas, de naturaleza muy variada, que requieren para su solución de una amplia reforma regulatoria. Todos los asuntos en necesidad de reforma no son obviamente del mismo calado ni mantienen el mismo nivel de interrelación entre ellos. Se pueden distinguir tres bloques principales, atendiendo a su nivel de urgencia, a su relevancia y a su perspectiva temporal. El primer bloque comprende aquellas reformas estratégicas del marco regulatorio que son imprescindibles para el funcionamiento en competencia del mercado mayorista de electricidad. El segundo bloque contiene las reformas regulatorias de menor calado que son necesarias para mejorar el diseño de los mercados mayorista y minorista de electricidad. Finalmente, el tercer bloque contempla las medidas regulatorias que es preciso introducir o desarrollar para tratar de conseguir que la generación de electricidad contribuya a la sostenibilidad de nuestro modelo energético.

El primer bloque: Reformas estratégicas para permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico

Debe hacerse frente, en primer lugar, al problema que este Libro Blanco considera que es el central a resolver por la urgencia de la reforma, por la relevancia de sus implicaciones económicas y por la complejidad de las relaciones entre distintos aspectos regulatorios: el precio de la energía en el mercado mayorista español no tiene el carácter central -como referencia clave del mercado- que es característico de los mercados eléctricos que funcionan mejor en el mundo. Es preciso que el precio de la energía proporcionado por el mercado -ya sea organizado o bilateral, de corto o de largo plazo- sea la señal económica

[134] Ver "Eficiencia energética y energías renovables", Boletín IDAE nº6, marzo 2004, página 67.

de referencia para las transacciones económicas entre los agentes, para retribuir a la generación y cargar al consumo y para fijar las tarifas que, en su caso, estén disponibles para los consumidores que quieran acogerse a ellas. Para ello, en el sistema eléctrico español -que próximamente deberá examinarse desde la perspectiva del Mercado Ibérico-, es preciso ganar la confianza del regulador y de los agentes en el precio del mercado. Y esto requiere a su vez resolver las dos áreas más problemáticas que se han diagnosticado: la concentración horizontal en el mercado de generación -con el consiguiente potencial para el ejercicio de poder de mercado- y la distorsión del mercado asociada al mecanismo de recuperación de los CTC.

La credibilidad del precio del mercado es, a su vez, condición y consecuencia de que existan inversiones suficientes como para que sean muy improbables las situaciones en las que sea tan escaso el margen de la oferta disponible sobre la demanda que los precios puedan ser fácilmente manipulables[135]. Esto trae a escena el tema de la fiabilidad del suministro y cómo conseguirla en un mercado abierto a la competencia. Se trata de garantizar un margen razonable de potencia de generación disponible sobre la demanda, lo cual es útil tanto para el correcto funcionamiento del mercado como para dar lugar a una adecuada fiabilidad del suministro eléctrico.

Finalmente, una vez conseguida la confianza del regulador en el precio del mercado, éste -en principio una combinación adecuada de precios en los mercados de corto y largo plazo- puede ser trasladado directamente como un componente más de la tarifa por defecto. Esta tarifa regulada debe cumplir una función - posiblemente transitoria- de protección del consumidor que no quiere buscar un mejor precio en el suministro libre. Pero debe diseñarse de forma que no suponga un competidor para las entidades comercializadoras.

El segundo bloque: Reformas regulatorias para mejorar el diseño de los mercados mayorista y minorista de electricidad

El segundo bloque de temas incluye diversos aspectos regulatorios de la generación eléctrica donde también son necesarias reformas, tal como se ha visto al realizar el diagnóstico de la situación. En este caso se trata de reformas de menor calado y que pueden analizarse e implantarse más individualmente, tema por tema, desde la perspectiva más amplia que proporcionen las soluciones adoptadas para los temas del primer bloque. A su vez, estas reformas regulatorias se han agrupado en tres grandes temas, que corresponden a tres capítulos del Libro:

- Reformas regulatorias para mejorar la organización y el diseño de los mercados mayoristas eléctricos de corto y de largo plazo, en el contexto del MIBEL y en el más amplio del Mercado Interior de Electricidad de la Unión Europea.

[135] Obviamente, cuanto mayor sea la participación activa de la demanda en el mercado, y en particular en las transacciones de más corto plazo, más difícil será que los generadores puedan manipular los precios, incluso en condiciones de escasez de oferta. Pero la participación de la demanda ha sido hasta el momento presente muy escasa en los mercados reales.

- Reformas regulatorias para mejorar el funcionamiento del mercado minorista, reducir las barreras de entrada a la comercialización y promover la participación de la demanda.

- Reformas regulatorias para conseguir una mejor integración de los aspectos derivados de la red de transporte y de la operación del sistema en el desarrollo de la actividad de generación.

El tercer bloque: La generación de electricidad en un modelo energético sostenible

El tercer bloque de temas cubre aquellos aspectos de la generación de electricidad que son relevantes para la sostenibilidad de nuestro modelo energético. En primer lugar se examina la necesidad de una visión integral del modelo energético español, que ha de comprender unos objetivos de largo plazo y unos planes concretos para conseguirlos.

Además en este tercer bloque se han incluido los aspectos regulatorios específicos de la generación de régimen especial -energías renovables y cogeneración- y las implicaciones sobre la actividad de generación y sobre el mercado eléctrico del mercado de derechos de emisiones de CO2.

2.2.2 La estabilidad regulatoria

La situación actual de inestabilidad regulatoria

El periodo que ha seguido a la sustitución del MLE por una regulación más abierta a la competencia se ha caracterizado por la falta de estabilidad regulatoria. Por ejemplo, en el establecimiento de la tarifa; la metodología actual no puede mantenerse mucho tiempo. Una senda de tarifas integrales por defecto prefijada por siete años no es sostenible, pues prácticamente ignora factores importantes de coste de la energía eléctrica -como el precio de los combustibles, la tasa de interés del capital, la hidraulicidad o el crecimiento de la demanda- y da lugar a una situación de permanente incertidumbre regulatoria. Otro ejemplo es la normativa de recuperación de los CTC, que ha tenido que ir adaptándose, improvisando sobre la marcha, según las circunstancias han ido mostrando que su diseño inicial no contemplaba las eventualidades que han tenido lugar, con las empresas disputando acerca de la interpretación de las reglas. Actualmente esta normativa se encuentra suspendida, precisamente por no estar claro cómo se debe aplicar. Un tercer ejemplo es el mecanismo de la garantía de potencia, con un valor inicial no creíble de retribución a los generadores, con varios cambios posteriores y permanente duda sobre si el procedimiento debiera continuar o ser suprimido. Justo lo contrario de lo que se necesita para atraer nuevos inversores. En el campo de las actividades reguladas -aunque no es objeto de este Libro Blanco-, otro claro ejemplo es el de retribución de la actividad de distribución, siempre pendiente de una reforma regulatoria que nunca tiene lugar, mientras se va deteriorando la calidad de servicio porque la remuneración de las empresas es ajena a las inversiones que éstas puedan realizar para mejorar el suministro.

Esta permanente situación de inestabilidad regulatoria tiene graves consecuencias para las empresas -ya sean las incumbentes o los potenciales nuevos entrantes- pues les resulta difícil planificar adecuadamente sus estrategias y, en definitiva, es también perjudicial para el consumidor final, pues todo esto acaba repercutiendo en los precios y en la calidad de

suministro. Una de las causas más importantes de la inestabilidad regulatoria es la mala regulación. Cuando una normativa es defectuosa, se sabe de antemano que en un momento no lejano tendrá que cambiarse, por lo que no puede contarse con su pervivencia durante un periodo razonable de tiempo.

En definitiva, el actual marco regulatorio de la generación no admite ser extrapolado a futuro sin ser sujeto a una seria reforma. Es por tanto adecuado que a través de un Libro Blanco se examine el problema en su totalidad y se proponga al Gobierno una línea coherente de actuación, ortodoxa en su planteamiento regulatorio y con buenas perspectivas de estabilidad.

La reforma propuesta y la estabilidad regulatoria

Parece paradójico estar planteando una reforma regulatoria amplia y con importantes consecuencias para empresas y consumidores y a la vez pretender ensalzar las ventajas de la estabilidad regulatoria. Pero por otro lado no parece apropiado dejar sin corregir las carencias o los errores regulatorios que el paso del tiempo ha puesto en evidencia, y que pueden entorpecer muy seriamente el funcionamiento del mercado en la Península Ibérica.

La respuesta es tratar de respetar en lo posible la LSE, interpretándola con la mayor fidelidad que se pueda, pero a la vez corrigiendo los fallos que haya habido en sus desarrollos reglamentarios y también sus propias inconsistencias internas y limitaciones, que la experiencia en su aplicación durante siete años ha revelado.

Debe admitirse que la regulación vigente de la generación eléctrica en España ha cumplido un primer ciclo y requiere una reforma con urgencia -sin modificar lo esencial-, pues en algunos aspectos ya no da más de sí. Hay que tener en cuenta que se trata de regulación aplicada a una situación novedosa -un mercado eléctrico en libre competencia- sobre lo que había muy pocas experiencias internacionales previas y todas ellas eran aún muy recientes. Incluso ahora todavía permanecen bastantes temas abiertos internacionalmente en la regulación de los mercados eléctricos en competencia.

Puede considerarse que el principal objetivo de este Libro Blanco es el mejorar apreciablemente la estabilidad y la seguridad jurídica del marco regulatorio español de la generación. Para tratar de conseguirlo, en la elaboración del Libro Blanco se han empleado los siguientes criterios:

- Respetar los principios fundamentales de la LSE, así como, en lo posible, sus desarrollos reglamentarios. Tratar, por tanto, de minimizar el alcance de las reformas a lo que se considere estrictamente necesario. Tener también en cuenta las tendencias regulatorias observadas en el ámbito de la Unión Europea.

- Seguir principios regulatorios sólidos y comúnmente aceptados. Una regulación incorrecta no puede ser estable, pues estará sometida a una crítica continua a causa de las consecuencias incorrectas que se derivan de su aplicación.

- Que en el proceso de elaboración del Libro Blanco todos los agentes e instituciones implicados hayan tenido la posibilidad de ser escuchados de manera eficaz.

- Adoptar una perspectiva de largo plazo en el diseño de las propuestas de reforma que hayan de realizarse.

- En lo posible, buscar la mayor sencillez en las soluciones que se propongan.

2.2.3 Un mercado creíble de la energía

Con el fin de poder tener una visión de conjunto del primer bloque de los asuntos a tratar, -que serán expuestos individualmente en los próximos capítulos 3 (el tratamiento de los CTC), 4 (la mitigación del poder de mercado), 5 (la fiabilidad del suministro) y 6 (la tarifa eléctrica)-, en esta sección se muestra brevemente la forma en que estos cuatro aspectos de la reforma están relacionados y cómo este Libro Blanco se propone abordarlos. Los cuatro temas están ligados por un vínculo común: el precio de la energía. Con un apartado dedicado al precio de mercado de la energía comenzó el diagnóstico de la situación actual al comienzo de este capítulo y con este apartado dedicado al mismo tema se cierra esta visión general de la reforma regulatoria planteada en este Libro Blanco.

La LSE, en concordancia con la Directiva europea sobre el Mercado Interior de Electricidad, establece la creación de un mercado eléctrico en régimen de libre competencia, cuyo precio se traslade a los consumidores, bien directamente por adquisición de la energía en el propio mercado, bien a través de alguna entidad comercializadora o por su traslado a la tarifa por defecto para los consumidores que decidan permanecer bajo la misma, ahora que todos los consumidores ya son elegibles. Sin embargo -como ya se ha comentado anteriormente- actualmente el precio de la energía en el mercado mayorista español no tiene el carácter central -como referencia clave del mercado- que es característico de los mercados eléctricos que funcionan mejor en el mundo. Y esto por dos motivos principales: la distorsión asociada al mecanismo de recuperación de los CTC y la concentración horizontal en el mercado de generación. La falta de confianza en el precio del mercado es a su vez la causa de otros efectos negativos, como que la actual metodología de tarifas no traslade este precio al consumidor. La falta de un mecanismo convincente para garantizar la fiabilidad del suministro eléctrico en lo que atañe a la generación es otro ingrediente que contribuye a la falta de credibilidad del precio de la energía, si se considera que el mercado puede estar expuesto con frecuencia a situaciones de escasez de oferta.

Hay por tanto que establecer las condiciones necesarias para que se pueda confiar en el precio de la energía -tanto spot como de contratos- para todas las transacciones libres y reguladas en los mercados eléctricos mayorista y minorista, lo que es imprescindible para asentar y fortalecer la apuesta clara por el mercado que supuso la LSE, como mecanismo de organización y formación de precios de la generación eléctrica.

¿Cómo puede reducirse el poder de mercado en el mercado mayorista español a límites razonables, de forma que no existan reparos para utilizar el precio de la energía para su traslado al precio que pagan los consumidores, ya compren la energía en el mercado o con la tarifa por defecto?

Supóngase que de alguna manera se ha conseguido desvincular el mecanismo de recuperación de los CTC del funcionamiento del mercado, con lo que también se ha

eliminado el único instrumento efectivo de mitigación del poder de mercado en el sistema eléctrico español, en el que existe un nivel importante de concentración.

Debe por tanto establecerse un indicador cuantitativo de concentración -y no necesariamente de propiedad de los activos de producción- que marque un umbral que ninguna empresa pueda sobrepasar. Las empresas dispondrán de diversos instrumentos regulatorios para no sobrepasar el umbral, o bien el regulador podrá aplicar alguno de ellos. Las respuestas regulatorias clásicas al problema del poder de mercado son básicamente las siguientes: la venta de activos de generación, las ventas virtuales de energía y/o potencia -también denominadas "emisiones primarias de energía" o *energy release programs*-, el establecimiento de contratos virtuales de energía -esto es, contratos financieros que los generadores han de firmar en condiciones de precio, cantidad u otras que fija el regulador- y, finalmente, contratos voluntarios de largo plazo, si es que se tuviera una garantía suficiente de transparencia de las condiciones de estos contratos[136].

En este Libro Blanco se considera preferible hacer uso de medidas que, cumpliendo el objetivo previsto, provoquen la menor disrupción posible en la actividad de las empresas afectadas y en el funcionamiento del mercado. Desde esta perspectiva debe preferirse mientras sea factible la utilización de los contratos voluntarios de largo plazo y los contratos virtuales a las ventas virtuales de energía y éstas a las ventas de activos.

¿Cómo puede darse fin al proceso de recuperación de los CTC de forma equilibrada para empresas y consumidores y evitando las interferencias con el mercado?

Evidentemente hay que comenzar por determinar cuánto queda realmente por recuperar de los CTC que corresponden a cada empresa, tomando en consideración todas las desviaciones ocurridas respecto a las previsiones iniciales. Esto nos aparta de los resultados de las liquidaciones oficiales, que solamente tienen en cuenta parte de los desvíos que han tenido lugar respecto a los factores inicialmente estimados. Y, aunque en última instancia sean dos procedimientos equivalentes, como se verá más adelante es preferible -pues permite una mejor evaluación del cumplimiento del objetivo básico de los CTC- comprobar si los márgenes de explotación de las instalaciones han permitido recuperar su inmovilizado neto pendiente de amortización a 31-12-1997, más que analizar la recuperación de los CTC propiamente dichos.

¿Cuál es el tratamiento regulatorio más adecuado para las instalaciones que"terminen de recuperar los CTC"?

---

[136] La regulación española ya incorpora la posibilidad de llevar a cabo la segunda alternativa, como se recoge en la Disposición Adicional decimosexta de la LSE, que ha sido recientemente modificada en el Artículo vigésimo primero seis del Real Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo de 2005, aunque la capacidad de producción sujeta a esta disposición está limitada, para cada operador dominante, al 20% de la potencia eléctrica instalada de la que sea directa o indirectamente titular e, incorrectamente, se limita el plazo de los contratos a un año, cuando para ser efectivo el mecanismo el plazo debiera ser bastante más largo.

Este asunto se estudia pormenorizadamente en el próximo capítulo 6. Se trata de analizar la situación existente cuando se "complete la recuperación de los CTC" -o, equivalentemente, cuando se pueda dar por terminada la retribución de los activos pendientes de amortización en 1997- para evitar una situación totalmente desequilibrada a favor de las empresas y en contra de los consumidores, lo que, según este Libro Blanco, no sería conforme al espíritu de la LSE.

Se pueden entonces plantear distintas alternativas, entre las que se encuentra el hacer uso de algún instrumento regulatorio que, sin interferir en el funcionamiento competitivo de los mercados de corto y largo plazo, permita establecer un régimen específico para estas instalaciones, que las permita permanecer en el mercado, con los incentivos de eficiencia propios del mismo, pero que al mismo tiempo dé lugar a una situación financiera más equilibrada para las empresas y para los consumidores.

Una adecuada combinación de los instrumentos regulatorios que han sido propuestos para poder mitigar el potencial poder de mercado puede ser aquí también de utilidad, como se explica en el capítulo 6.

¿Quedan así atendidos todos los aspectos necesarios para asegurar la credibilidad del precio de la energía?

Tres son los aspectos relevantes que se han de resolver adecuadamente. Por un lado la potencial existencia de poder de mercado, que habría quedado sin freno alguno al eliminarse el mecanismo de recuperación de CTC por diferencias, y para la que se han previsto diversos instrumentos de mitigación del poder de mercado si éste resultase ser excesivo. Por otro, debe examinarse con más atención la situación regulatoria de los generadores que han recibido CTC, y asegurarse de que cualquier requisito que se les pueda imponer no interfiere con el funcionamiento del mercado. Finalmente, hay que asegurarse de que se podrá contar con una adecuada fiabilidad en el sistema eléctrico, de forma que el precio no sea susceptible de ser manipulado con cierta frecuencia en ocasiones de escasez de oferta.

¿Es posible contar con un procedimiento que básicamente garantice la existencia de un margen suficiente de capacidad disponible de generación de forma que el precio no sea susceptible de ser manipulado en ocasiones de escasez de oferta?

Ya se ha indicado en la sección de diagnóstico que el actual esquema de "garantía de potencia" no es capaz de cumplir satisfactoriamente esta función. Parece que lo más oportuno es mantener el esquema regulatorio vigente, pero reforzándolo en dos sentidos. Por un lado, hace falta definir el compromiso de contribución a la fiabilidad del sistema que los generadores deben adquirir a cambio de la remuneración por garantía de potencia. Y, por otro lado, hay que facilitar al regulador una herramienta eficaz para asegurarse de que tienen lugar nuevas inversiones en cantidad suficiente para que el margen deseado de capacidad instalada exista en todo momento. En el capítulo 5 se proponen las mejoras al marco regulatorio actual que permitirían alcanzar estos objetivos. Hay que tener en cuenta que el margen necesario de capacidad de generación disponible se ve reducido por la participación activa de la demanda en el mercado y por el apoyo disponible de otros sistemas a través de las interconexiones internacionales.

¿Cómo debe reflejarse en la tarifa el precio de mercado de la energía?

Las anteriores medidas regulatorias permiten que el precio de la energía -tanto en los mercados organizados como en los bilaterales, ya sean de corto o de largo plazo- adquiera credibilidad ante los agentes del mercado y ante el regulador. Por tanto ya no hay impedimento para calcular las tarifas de acuerdo a principios ortodoxos comúnmente aceptados, lo que fundamentalmente requiere transparencia en el procedimiento, que ha de estar basado en la suficiencia de retribución de las distintas actividades, lo que conduce a la aditividad de los componentes de costes regulados y al traslado del precio de la energía a la tarifa integral. Lo anterior automáticamente implica que la tarifa integral contiene implícitamente la tarifa de acceso como un componente de aquélla, y que de los valores de las tarifas integral y de acceso no deberían en principio derivarse incentivos ni para pasar al mercado ni para lo contrario.

Las tarifas integrales así calculadas deben ser auténticas tarifas por defecto, que tal vez puedan incluir un pequeño margen de coste adicional que permita el juego de la actividad de comercialización, sin distorsionarla ni competir con ella. Ya que las tarifas son reguladas y se calculan de antemano en base a previsiones de magnitudes como el crecimiento de la demanda, la hidraulicidad o los precios de los combustibles, es necesario efectuar los ajustes necesarios para incorporar las desviaciones que necesariamente han de tener lugar respecto a las estimaciones iniciales. Al regulador no ha de temblarle el pulso al autorizar la incorporación de estos desvíos, que pueden ser tanto al alza como a la baja y que permiten trasladar señales económicas eficientes a los consumidores. Todo ello respetando las situaciones especiales que puedan existir y aplicando el imprescindible principio de gradualidad que debe acompañar a las reformas regulatorias de relevancia.

Además, el precio de la energía eléctrica deberá ir incorporando, progresivamente y en sintonía con los países de nuestro entorno, las externalidades medioambientales que supone la producción y consumo de la electricidad. Esto es necesario por dos motivos fundamentalmente. Por un lado para crear un campo más nivelado de encuentro, en el que el desarrollo futuro de cada tecnología dependa de sus verdaderos costes. Por otro, para que el consumidor perciba el coste completo de la electricidad y actúe racionalmente en consecuencia.

Es importante destacar que el conjunto de medidas que se proponen en los cuatro capítulos siguientes -i. e. los capítulos 3, 4, 5 y 6- y que hacen posible situar el precio de la energía como el elemento clave de la regulación de la generación, forman un paquete estrechamente imbricado que debiera adoptarse o rechazarse como un todo. Aceptar unas medidas e ignorar otras puede generar inconsistencias y conducir a un marco regulatorio con graves carencias que en definitiva no suponga una mejora respecto a la situación actual.

Anejo Cap. 2 Los Planes de fomento de las energías renovables

El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010

Los objetivos

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999, estableció los objetivos de crecimiento necesarios en cada una de las tecnologías consideradas como renovables, para conseguir que la producción con las mismas representase el 12% del consumo español de energía primaria en el año 2010.

El apoyo regulatorio a las energías renovables y a la cogeneración se ha mostrado eficaz en general, teniendo en cuenta el enorme desarrollo conseguido por la energía eólica, y también -en menor grado- por la energía minihidráulica y la cogeneración en España. Sin embargo, esta regulación ha sido insuficiente hasta el momento para desarrollar la producción con energía solar térmica o con biomasa. El reciente Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, pretende mejorar esta situación. El IDAE y el Instituto de Crédito Oficial (ICO) han suscrito convenios de colaboración anuales con el objeto de crear una línea de financiación para proyectos de inversión en energías renovables y eficiencia energética. Asimismo, diversos desarrollos legales establecen incentivos económicos adicionales para el desarrollo de la producción de electricidad con energías renovables:

- La Ley 51/2002, de 27 de diciembre, reforma la Ley Reguladora de las Haciendas Locales y permite que los Ayuntamientos puedan aplicar exenciones de sus impuestos sobre actividades económicas y otros a las empresas que utilicen o produzcan energía a partir de fuentes renovables o de cogeneración.

- La Ley 36/2003, de 11 de noviembre, de Medidas de Reforma Económica, que estimula fiscalmente de diversas formas a quienes contribuyan a la mejora del medio ambiente.

El cumplimiento de los objetivos por áreas

En 1998, año de referencia para la elaboración del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010, el consumo de estas energías ascendía a 7,2 millones de tep -7,1 millones para un año hidráulico, eólico y solar medio-, con un consumo de energía primaria del orden de 114 millones de tep, por lo que la contribución de las fuentes renovables representaba el 6,3% (6,2% en el año medio) del consumo total de energía en España. El Plan de Fomento estableció unos objetivos que suponían un consumo de energías renovables de 16,6 millones de tep en el año 2010, lo que significaba una contribución de las fuentes de energías renovables que cubría el objetivo del 12% con respecto al consumo total de energía primaria en España.

Desde la aprobación del Plan hasta finales de 2004, el consumo global de energías renovables ha aumentado en España en 2,7 millones de tep anuales, un crecimiento significativo aunque insuficiente para alcanzar los objetivos fijados, más aún teniendo en cuenta las previsiones más recientes en cuanto a consumo energético para los próximos años. Hasta finales de 2004 se había cumplido el 28,4% del objetivo global de incremento

establecido en ese Plan para el año 2010. Por áreas, el crecimiento presenta importantes disparidades.

Energía eólica

La energía eólica sigue siendo la que registra un mayor grado de desarrollo, con una importante iniciativa empresarial en la que se está consolidando un conjunto de empresas, con tecnología propia, en un mercado de excelentes expectativas. A finales de 2004 se había alcanzado el 91% del objetivo de potencia acumulada en operación para el año 2010, que el Plan situaba en 8.974 MW; así como el 63% del objetivo de 13.000 MW para el año 2011, que se incluyó en el Documento de Planificación de las infraestructuras de redes para los sectores de electricidad y gas, que fue elaborado más tarde.

Biocarburantes

Es una de las áreas que evoluciona a buen ritmo. Los objetivos del Plan son la producción de 500.000 tep de biocombustibles líquidos, objetivo muy por debajo del fijado por la Directiva 2003/30/CE de la Unión Europea de alcanzar el 5,75% de penetración de este tipo de combustibles para el año 2010. En principio parece que se podrían superar ampliamente los objetivos originales del Plan de Fomento, a la luz de la evolución registrada y la favorable reforma producida en la fiscalidad. El consumo de biocarburantes en España ascendió a finales de 2004 a 228,2 ktep. La relevancia de este dato se encuentra en el hecho de que hasta el año 2000 no existía ninguna planta de producción de biocarburantes en funcionamiento, mientras que a finales de 2004 España ya era el líder europeo en la producción de bioetanol y había experimentado un rápido avance en el sector del biodiésel. A finales de 2004 ya se había completado el 45,6% del objetivo energético que fijó el Plan de Fomento para el área de los biocarburantes en el horizonte de 2010. La tendencia de crecimiento en la que se encuentra este sector dibuja un escenario de expansión francamente optimista.

Biogás

En biogás ya se han superado los objetivos fijados para 2010, si bien representan una contribución relativa bastante discreta al conjunto del Plan. El consumo de biogás en España ascendió a finales de 2004 a 275,4 ktep. Este dato culmina una evolución que ha llevado al sector a triplicar su aportación al balance energético nacional desde 1998, y que le ha permitido superar a finales de 2003 los objetivos establecidos por el Plan de Fomento de las Energías Renovables para 2010.

Energía minihidráulica

La energía minihidráulica, que dispone de una tecnología consolidada, continúa encontrando importantes barreras de tipo administrativo que dificultan su desarrollo, por lo que avanza más despacio de lo previsto. El área minihidráulica presentaba una potencia acumulada total en España de 1.748 MW a finales de 2004. El grado de cumplimiento del objetivo global era del 33 % en esa misma fecha. El grupo de centrales con potencias comprendidas entre 10 y 50 MW presentaba una potencia acumulada total en España de 2.897 MW a finales de 2004. El avance del sector se ha producido más despacio de lo

necesario para cumplir los objetivos previstos en el Plan en el área minihidráulica y ha sido muy escaso en el intervalo entre 10 y 50 MW.

Energía solar térmica

Las distintas tecnologías solares se están desarrollando muy por debajo del ritmo necesario para alcanzar sus respectivos objetivos, aunque se atisban posibilidades de cambio. La energía solar térmica de baja temperatura requiere la aprobación del Código Técnico de la Edificación en los actuales términos -los recogidos en el segundo proyecto, en fase de tramitación administrativa- para alcanzar sus objetivos. La aprobación del citado código supondrá, asimismo, un impulso fundamental para la energía solar fotovoltaica. A finales de 2004, la superficie instalada de paneles solares térmicos era de aproximadamente 700.000 m^2, por lo que el recorrido pendiente es aún largo hasta el objetivo planteado por el Plan de Fomento -alcanzar en 2010 una superficie total instalada de más de 4.900.000 m^2-. Desde la entrada en vigor del Plan de Fomento de las Energías Renovables -en el año 1999-, hasta el año 2004, se habían instalado en España 359.541 m^2.

Energía solar fotovoltaica

Hasta 2004 la potencia total instalada de energía solar fotovoltaica en España, según los datos disponibles, ha superado la cifra de 37 MWp, presentando un incremento cercano al 55% respecto a la potencia instalada en el año 2003. Con respecto al objetivo de 143,8 MWp establecidos para 2010 en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, se ha alcanzado el 26%. La energía solar fotovoltaica en España se encuentra actualmente en muy buenas condiciones para comenzar un fuerte desarrollo.

Energía solar termoeléctrica

Con respecto a la energía solar termoeléctrica, en el año 1999 dio comienzo el Plan sin que existiese ninguna planta termoeléctrica en funcionamiento. Durante los últimos seis años se ha tenido que construir el marco económico y legislativo adecuado para que empezasen a promoverse los proyectos que actualmente están iniciando la fase de ejecución, no existiendo a finales del año 2004 proyectos comerciales en explotación.

Biomasa

El objetivo del Plan es el mantenimiento del uso tradicional de biomasa en el medio rural, lo que supone algo más del 3% de la demanda de energía primaria. Por otro lado, un incremento de la potencia instalada de generación de electricidad con biomasa hasta alcanzar los 1.700 MW.

La biomasa está experimentando un desarrollo muy inferior al requerido. Desde la puesta en marcha del Plan de Fomento de las Energías Renovables y hasta finales de 2004, sólo se había cumplido el 9% del objetivo total del área para el año 2010. El escaso desarrollo que ha registrado la biomasa hasta la fecha y la importancia relativa de los objetivos del área -un incremento de seis millones de tep anuales en 2010, es decir, el 63% del crecimiento previsto en términos de energía primaria de todas las energías renovables durante la vigencia del Plan de Fomento- suponían un serio condicionante a las posibilidades de cumplimiento de los objetivos de ese Plan. El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, no

ha aportado un cambio significativo a la retribución de la biomasa procedente de cultivos energéticos y de residuos de actividades agrícolas o forestales, que constituyen más del 90% de los recursos de biomasa previstos en el Plan de Fomento.

La evolución del consumo de biomasa a partir del año de referencia del Plan de Fomento muestra un crecimiento en términos cuantitativos hasta finales de 2004 de 538 ktep, concentrados fundamentalmente en la aplicación eléctrica. Sin embargo, estos datos resultan insuficientes comparados con el objetivo de crecimiento previsto en el Plan, que prevé llegar a los 9.568 ktep en 2010. Tomando como referencia este objetivo, el crecimiento del área durante el periodo 1999-2004 supone tan sólo un 9,0 % del objetivo.

Cogeneración

Por lo que se refiere a la cogeneración, el número de plantas instaladas a principios de 2002 ascendía a 800, ubicadas en su mayoría en centros industriales, con una potencia instalada de 5,6 GW, es decir, la mitad de la potencia instalada en todo el régimen especial y en torno al 10% del sistema eléctrico nacional. En términos de energía, la producción eléctrica estimada de las plantas de cogeneración es de unos 30,2 TWh/año, habiéndose vertido a la red 16,6 TWh en el año 2001. El combustible más empleado es el gas natural -72% de las instalaciones-, quemándose combustibles líquidos derivados del petróleo en el resto.

Balance general del PFER

En el ecuador del Plan de Fomento de las Energías Renovables aprobado en 1999 el crecimiento global de las mismas es significativo, pero sensiblemente inferior al previsto. Por otro lado, los incrementos del consumo de energía son notablemente superiores a los previstos, por lo que a finales de 2004 la contribución porcentual de las energías renovables al consumo de energía primaria tan sólo ha aumentado unas décimas con respecto a 1998, año de referencia del Plan. Las energías renovables representan a finales de 2004 el 6,5% del consumo de energía primaria en España, aunque es necesario señalar que ese año no fue un buen año hidráulico y eso ha reducido la contribución de estas fuentes con respecto a la producción potencial en un año medio.

Por ello, para la comparación de escenarios y para los trabajos de planificación es más representativo considerar la producción teórica correspondiente a un año medio, calculada a partir las potencias reales existentes en cada área, y no la producción real. De esta manera, se consigue filtrar el sesgo que introduciría la mayor o menor disponibilidad de recursos hídricos, eólicos o solares, en el año de referencia y en los sucesivos años de planificación. En este caso, la participación de las energías renovables asciende, a finales de 2004, al 6,9% del consumo de energía primaria.

Procede, por tanto, la revisión del Plan hasta ahora vigente y la elaboración de uno nuevo, con el diseño de nuevos escenarios y el establecimiento de objetivos acordes con las actuales perspectivas. A ello responde el Plan de Energías Renovables en España

2005-2010[137], que realiza un análisis detallado de la justificación y objetivos generales, de la situación y objetivos para cada una de las áreas, así como de la financiación necesaria.

El Plan de las Energías Renovables 2005-2010

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 es la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010

El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, de acuerdo con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, establecía unos objetivos por áreas para alcanzar en el año 2010 el 12% de la demanda total de energía primaria a partir de fuentes renovables. El reciente Balance 1999-2004 del Plan de Fomento de las Energías Renovables, elaborado por el IDAE, señala la necesidad de introducir cambios urgentes y sustanciales en el área de la biomasa, sin los cuales no sería posible alcanzar el objetivo de contribución del 12% de las fuentes renovables al consumo total de energía en el año 2010. Los objetivos de incremento del consumo de biomasa -tanto para usos térmicos como eléctricos- suponían, en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, un 63% del objetivo global de incremento del consumo de fuentes de energía renovables. El grado de avance en la consecución de esta meta para el año 2010 se situaba, a finales de 2004, en el 9,0%, frente a un 28,4% de cumplimiento global para todas las áreas. Dicho Balance sugiere también la necesidad de modificar los objetivos de incremento de la producción y consumo en otras áreas de energías renovables hasta el año 2010. Además, desde la aprobación del anterior Plan hasta finales de 2004, el consumo de energía primaria -y la intensidad energética- han crecido muy por encima de lo previsto. En particular entre los años 2000 y 2004, la tasa de crecimiento media del consumo de energía primaria ha superado el 3,2% anual. En los nuevos escenarios de previsión energética este consumo se sitúa en el año 2010 claramente por encima de los 149 millones de tep previstos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010.

La necesidad del un nuevo Plan de Energías Renovables

El objetivo de contribución del 12% de las fuentes renovables al consumo total de energía primaria en el año 2010 vuelve a ser asumido por el nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010. Sin embargo, en esta ocasión se propone una distribución diferente de los esfuerzos por áreas.

Tan sólo tres áreas renovables parecen evolucionar de forma satisfactoria en relación con los objetivos establecidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto. Por otro lado, la biomasa está experimentando un desarrollo muy inferior al que requiere y, dada la importancia relativa de sus objetivos -el 63% del crecimiento previsto, en términos de energía primaria, de todas las energías renovables durante la vigencia del Plan-, condiciona seriamente las posibilidades de cumplimiento de los objetivos del Plan de

[137] Pendiente de aprobación en la fecha de finalización de este Libro Blanco.

Fomento. Por su parte, las tecnologías solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales, aunque se atisban posibilidades de mejora.

Plan de Energías Renovables 2005-2010: objetivos por áreas

Los nuevos objetivos por áreas del Plan de Energías Renovables 2005-2010 se presentan a continuación:

Energía eólica

La energía eólica es el área que mayor desarrollo viene experimentando, cuenta con una importante iniciativa empresarial en un mercado de excelentes expectativas y presenta muy buenas perspectivas de evolución en el próximo futuro, habiendo registrado durante los tres últimos años un crecimiento medio de la potencia instalada superior a los 1600 MW anuales. Existen factores que propician un mayor impulso en la evolución del sector en España, como la existencia de un amplio potencial eólico en nuestro territorio aún sin explotar, la normativa favorable, el sector industrial maduro, etc. Por todo ello, el área eólica sitúa su nuevo objetivo de incremento en 12000 MW adicionales en el período 2005-2010, lo que supone finalizar la década con una potencia total instalada de 20155 MW.

Energía minihidráulica

La energía hidroeléctrica constituye una de las fuentes principales de electricidad del país, con una larga tradición histórica que ha permitido conformar un sector tecnológicamente maduro y muy consolidado, fruto de los elevados recursos existentes. Durante décadas, la evolución de la energía hidroeléctrica en España ha sido creciente, aunque la participación de ésta en el total de energía eléctrica hace tiempo que viene disminuyendo. Actualmente, la generación de electricidad de origen hidráulico sigue encontrando importantes barreras de tipo administrativo que dificultan su desarrollo y avanza más despacio de lo previsto. El potencial hidroeléctrico a desarrollar dentro del período 2005-2010 se ha fijado sobre la base de los aprovechamientos hidroeléctricos que se encuentran en fase de ejecución y en trámite de concesión o proyecto por parte de la Administración, considerando la probabilidad de que se pongan en explotación dentro del periodo de vigencia del presente Plan. Con ello, el incremento de potencia previsto del área minihidráulica -menor de 10 MW- es de 450 MW en el periodo 2005-2010, mientras que la previsión para el área hidráulica entre 10 y 50 MW es de 360 MW en los mismos años.

Energía solar térmica

El sol es una fuente de energía abundante y con amplias posibilidades, que está llamada a jugar un papel mucho más importante en nuestro país que el que actualmente desempeña. Durante los últimos años, la energía solar térmica ha venido registrando un crecimiento muy bajo en relación con sus objetivos. Sin embargo, la aplicación de la energía solar térmica puede presentar un gran desarrollo en España, asociada a la aprobación del Código Técnico de la Edificación. La existencia de recursos solares muy favorables para el desarrollo de esta tecnología, la adecuación técnica y económica de la energía solar térmica al sector de nuevas viviendas y la oportunidad para que una gran parte de la sociedad participe

directamente en el desarrollo de las energías renovables son factores positivos para ello. En el marco de las metas generales del Plan, se identifica para el área un nuevo objetivo de incremento de superficie instalada de 4.200.000 m^2 en el periodo 2005-2010.

Energía solar termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica agrupa un conjunto de tecnologías diferenciadas que se caracterizan por realizar concentración solar con el fin de alcanzar temperaturas que permitan la generación eléctrica. Su aplicación puede llegar a constituir una forma de generación de energía competitiva, con las ventajas que corresponde a una fuente renovable y respetuosa con el medio ambiente. Es una tecnología que actualmente se encuentra en los inicios de un posible desarrollo comercial y en la cual España cuenta con unas favorables condiciones de partida, debido a la importante trayectoria tecnológica que se ha llevado a cabo mediante proyectos de investigación y desarrollo, así como debido a los recursos disponibles. También cabe destacar el apoyo vía prima disponible y la presencia de empresas interesadas en el desarrollo tecnológico del sector y en la promoción de proyectos. En España existen perspectivas e iniciativas suficientes, por parte de empresas de reconocida capacidad, para llegar a instalar 500 MW. Por otro lado, la reacción que sobre el sector industrial y energético ha tenido la aparición en España de las condiciones económicas que actualmente se encuentran en vigor ha sido muy relevante. Estos agentes están promoviendo proyectos que ya superan los 200 MW que previó en su día el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

Energía solar fotovoltaica

La producción de energía eléctrica directamente mediante el efecto fotovoltaico presenta indudables ventajas energéticas, industriales, medioambientales, sociales, etc. Entre ellas, la amplia implantación de la energía solar fotovoltaica contribuirá a impulsar un futuro desarrollo tecnológico, que lleve este procedimiento de generación eléctrica a términos cada vez más competitivos frente a otras formas de generación. Durante los últimos años, el desarrollo de esta energía ha sido muy inferior al objetivo inicialmente fijado para la presente década. Sin embargo, actualmente existen posibilidades para un fuerte crecimiento en un futuro próximo, si se salvan las barreras de carácter económico que limitan su desarrollo. Además, las modificaciones introducidas por el Real Decreto 436/2004 representan una mejora del potencial de desarrollo del área. El nuevo Plan marca un objetivo de incremento de potencia fotovoltaica de 363 MW en el periodo 2005-2010, dentro de la planificación de las energías renovables en su conjunto.

Biomasa

La heterogeneidad es la característica fundamental del área de biomasa. Esta heterogeneidad afecta tanto a los materiales que pueden ser empleados como combustibles, como a los posibles usos energéticos de los mismos. Por ello, una primera división hecha en el nuevo Plan separa las aplicaciones destinadas a la generación de electricidad de las que corresponden a usos térmicos, considerándose a su vez en ambos casos diferentes subdivisiones. Las aplicaciones tradicionales de la biomasa para usos térmicos se han venido utilizando desde siempre, mientras que las ligadas a la producción de electricidad se han desarrollado, básicamente, en las dos últimas décadas. Durante los últimos años, la

biomasa ha experimentado en España unos desarrollos sensiblemente inferiores a los fijados en su día como objetivos del Plan de Fomento, y persisten en ella importantes barreras a las que el nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010 pretende dar respuesta.

Por lo que se refiere a las aplicaciones eléctricas de la biomasa, el objetivo de crecimiento en el periodo 2005-2010 se sitúa en 1.427 MW, para cuyo desarrollo se cuenta con: la puesta en marcha de un programa de co-combustión para quemar conjuntamente biomasa y carbón en diecinueve centrales existentes de este combustible fósil -lo que supone una modificación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, para incluir estas instalaciones en el Régimen Especial-; un sensible incremento de la retribución a la electricidad generada en instalaciones de biomasa eléctrica; y el apoyo de la ya existente Comisión Interministerial de la Biomasa, cuyo funcionamiento se espera dinamice el mercado potencial.

En lo que respecta a la biomasa térmica, el objetivo de incremento hasta 2010 asciende a 1.383 ktep. Para ello, se cuenta con mejorar la logística de suministro de los residuos y con una nueva línea de apoyo a la inversión a fondo perdido, entre otras actuaciones.

Biogás

En el área de biogás, aunque los objetivos fijados en su día por el Plan de Fomento fueron modestos, durante los últimos años su crecimiento ha sido muy superior al inicialmente previsto. De acuerdo con la evolución registrada, el Plan de Energías Renovables 2005-2010 establece el objetivo de incrementar la potencia instalada durante ese periodo en 94 MW, con una producción de electricidad asociada a ese incremento que asciende en 2010 a 592 GWh. Esto se traduce, en términos de energía primaria, en 188 ktep adicionales.

La buena evolución del área de biocarburantes desde comienzos de la actual década, la favorable reforma producida en la fiscalidad, la existencia de un sector industrial en plena expansión y la aprobación de la Directiva 2003/30/CE -ya transpuesta a la legislación nacional-, que recoge el objetivo de cubrir en 2010 el 5,75% de la cuota de mercado de combustibles para el transporte con biocarburantes y otros combustibles renovables, han requerido la definición de unos nuevos objetivos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, asumiendo los recogidos en la mencionada directiva. El objetivo energético para el área en el horizonte 2010 es alcanzar los 2,2 millones de tep.

Otros temas considerados

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 dispone de una Oficina del Plan, constituida por el IDAE, que asume las funciones de seguimiento y evaluación de progresos del mismo. Asimismo, el Plan ha llevado a cabo una evaluación detallada de la inversión que se prevé acometer a lo largo del periodo, del carácter de esa inversión y de los apoyos públicos necesarios para alcanzar los objetivos.

Por último, el importante crecimiento de las energías renovables previsto en el nuevo Plan representa un reto y una oportunidad para la innovación tecnológica en España, esperándose que la industria preste la debida atención a las líneas de innovación tecnológica que se presentan.

3

La mitigación del poder de mercado

3 La mitigación del poder de mercado

El diagnóstico en el apartado 2.1.1, acerca del precio de la energía en el sistema eléctrico español, ha puesto de manifiesto un hecho sobradamente conocido en términos generales: para que un mercado funcione correctamente en competencia es preciso que el poder de mercado de los agentes no sobrepase ciertos límites tolerables. Y el nivel de poder de mercado está estrechamente relacionado con el nivel de concentración. Esta relación es particularmente crítica en los mercados eléctricos, por sus características especiales de producto no almacenable, escasa respuesta en el corto plazo de la demanda al precio -al menos de momento- y limitada contestabilidad, ya que los mercados relevantes están delimitados por la configuración de las redes de transporte y los tiempos necesarios para la entrada de nuevos agentes son muy largos[138]. Lo anterior fija necesariamente la atención sobre la adecuación -en términos de concentración- de la estructura empresarial del sector.

Una consideración adicional, también de carácter general, es que los mercados eléctricos -a diferencia de los de otros bienes, que son almacenables, sustituibles o cuya producción no requiere de instalaciones tan caras y con tiempos de construcción tan largos- no funcionan bien si los márgenes entre la oferta y la demanda se estrechan demasiado. En esta situación todos los agentes prácticamente, casi con independencia de su tamaño, tienen un apreciable poder de mercado. El precio de la energía se vuelve muy vulnerable a manipulaciones menores y difíciles de identificar de los agentes y puede dispararse con facilidad[139]. Una de las principales recomendaciones de este Libro Blanco es que deben ponerse los medios necesarios para mantener bajo toda circunstancia un saludable margen entre la capacidad disponible de producción y la demanda total, de forma que se eviten estas situaciones de estrés para el sistema eléctrico, que además obviamente coinciden con problemas de falta de calidad en el suministro. En este apartado se supondrá que este problema ha sido resuelto. En el apartado 2.1.2 y en el capítulo 4 se examina cómo se está abordando este asunto actualmente en el mercado español y qué soluciones se recomiendan para reformar el marco regulador actual de la fiabilidad del suministro.

---

[138] Son innumerables los trabajos que pueden encontrarse en la literatura que describen por qué, con relación a otros mercados, en mercados eléctricos el control del poder de mercado requiere de especial atención. Ver por ejemplo "*Market Dominance and Market Power in Electric Power Markets. A Competition Policy Perspective*", Einar Hope, junio de 2005, Estocolmo (disponible en http://www.kkv.se/bestall/pdf/forsk_rap_2005-3.pdf)

[139] El documento de la Comisión Europea "Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas", Diario Oficial n° C 031 de 05/02/2004 p. 0005-0018, aunque se dirige a un mercado genérico, que por tanto no presenta las especificidades del caso eléctrico, se pronuncia claramente en este sentido. Este informe resalta uno de los factores que puede incidir en la probabilidad de que se den efectos anticompetitivos, cuando indica que 'la probabilidad de que los competidores aumenten el suministro si suben los precios es escasa. Cuando las condiciones del mercado son tales que es improbable que los competidores de las partes de la concentración aumenten sustancialmente su suministro en caso de subida de los precios, las partes pueden tener un incentivo para reducir la producción por debajo de los niveles anteriores a la fusión, haciendo subir así los precios en el mercado'.

3. La mitigación del poder de mercado

La Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico (LSE), comienza su Exposición de Motivos afirmando que 'El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía.' Y más adelante sostiene que 'El sector eléctrico tiene unas características de complejidad técnica que hacen necesario garantizar que su funcionamiento en un marco liberalizado se produzca sin abusos de posiciones de dominio y con respeto estricto a las prácticas propias de la libre competencia.' Por consiguiente, este Libro Blanco, respetando que la actividad de generación y el mercado mayorista se organicen bajo los principios de libre competencia y de libre iniciativa empresarial, y para conseguir unas mínimas garantías de competencia en el sistema eléctrico español con su actual estructura empresarial, recomendará que -cuando sea necesario- se apliquen determinadas limitaciones al pleno ejercicio de la libertad empresarial, acogiéndose a lo establecido en el artículo 53 de la Constitución Española, para así poder dar un más pleno cumplimiento al mandato de la LSE de crear un mercado eléctrico que funcione bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Ahora bien, como se verá más adelante, se trata de conseguir el objetivo de una estructura adecuada para la competencia en el mercado español con la necesaria mesura como para no causar desequilibrios financieros en las empresas afectadas, utilizando para ello instrumentos que solamente restrinjan ciertas libertades de determinados agentes para impedir el abuso de poder de mercado, pero dejando que el mercado en su totalidad pueda funcionar.

Como ya se comentó en el apartado 2.1.1 de diagnóstico, los actuales niveles elevados de concentración en el mercado español exigen una evaluación cuidadosa y además, como muestran los análisis cuantitativos que más adelante se presentan y la propia experiencia de funcionamiento del mercado también lo sugiere, requieren la aplicación de medidas concretas de mitigación del poder de mercado para garantizar que el precio de la energía se obtiene en condiciones de competencia. Será necesario, pues, aplicar una estrategia de actuación en dos etapas. La primera consiste en evaluar qué nivel de concentración es admisible en el mercado mayorista español y fijar los umbrales que no pueden superarse. La segunda consiste en la aplicación de las medidas de mitigación del poder de mercado que sean precisas para conseguir que no se sobrepasen estos límites.

Este capítulo únicamente estudia la concentración en el mercado diario y recomienda las correspondientes acciones de reforma para el mismo. No obstante, de ninguna forma deben ignorarse las actuaciones específicas que sean necesarias en otros mercados, como el mercado a plazo o los mercados de corto plazo donde se asignan los servicios complementarios o los desvíos. En el capítulo 7, apartado 7.1.2, se examinan diversas actuaciones posibles para impedir comportamientos en el mercado a plazo que puedan distorsionar el valor de la tarifa integral. Y en el apartado 7.1.3 se estudian los diversos mercados de reservas y se recomiendan las reformas que impidan que determinadas acciones de los agentes dominantes en estos mercados puedan convertirse en importantes barreras de entrada para nuevos agentes o en penalizaciones injustificadas para otros agentes.

3.1 Criterios de examen de poder de mercado

A continuación se introducen en este punto los conceptos básicos que configuran el marco teórico de análisis desde el punto de vista de la regulación del problema de poder de mercado. Este problema es uno de los campos que, desde todas las disciplinas, más atención ha convocado por parte de los estudiosos de los mercados en general --y de los mercados mayoristas de electricidad en particular-. El problema es -además de controvertido en esencia- significativamente complejo, lo que implica que el volumen del estado del arte sea muy amplio, pudiéndose encontrar en la literatura muchos trabajos de interés.

La discusión que sigue trata de reflejar a grandes rasgos los fundamentos mínimos necesarios para poner en contexto las discusiones y recomendaciones que luego se plantean.

Concepto

Son muchas las definiciones que en la literatura económica se pueden encontrar de "poder de mercado". De entre ellas se pueden destacar las dos siguientes: capacidad de un agente del mercado, como consecuencia de su control de recursos esenciales o suficientes, de fijar los precios en su beneficio por encima o reducir su producción por debajo de lo que resultaría de un mercado competitivo; capacidad de un agente de influir en el precio del mercado variando la cantidad que desea comprar o vender.

En su documento "Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas", la Comisión Europea define "poder de mercado incrementado" como la capacidad de una o varias empresas para, en función de sus intereses, aumentar los precios, reducir la producción, la gama o la calidad de los bienes y servicios, disminuir la innovación o influir por otros medios en los parámetros de la competencia.

Si bien "poder de mercado" es el término teórico básico para referirse al concepto que acaba de definirse, la normativa, en especial la normativa europea opta por aludir al término "posición dominante". El concepto está definido por el Tribunal de Justicia europeo, en particular en el asunto *United Brands* (27/76, de 14 de febrero de 1978): posición dominante es la posición de fortaleza económica de una empresa, que le permite evitar que en el mercado en cuestión se mantenga una competencia real por conferirle el poder de conducirse en buena medida con independencia de sus competidores, clientes y, en último extremo, de los consumidores[140].

El Reglamento 4064/89[141] define "posición dominante" como 'una situación de poder económico en que se encuentran una o varias empresas y que les permite impedir que haya

[140] "Fichas técnicas de la Dirección General de Estudios del Parlamento Europeo", Dirección General de Estudios, octubre de 2001.

[141] "Reglamento (CEE) n° 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas".

una competencia efectiva en el mercado de que se trate, confiriéndoles la posibilidad de comportarse con un grado apreciable de independencia frente a sus competidores, sus clientes y. finalmente, los consumidores'.

Aquí se adoptará la definición de poder de mercado que se presentó en el apartado 2.1.1, esto es, "la capacidad de modificar en beneficio propio el precio del mercado, respecto al nivel que tendría en competencia". Y se insiste en distinguir entre la existencia de poder de mercado y el que haya tenido lugar un abuso de este poder de mercado por parte de algún agente.

Normas comunes sobre competencia en la Unión Europea

El Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea, en su Título VI aborda las normas comunes sobre competencia, estructurando el sistema de defensa de la competencia alrededor de sus artículos 81 y 82. En el primero de ellos se plantean las normas que pretenden evitar que a través de acuerdos entre empresas se pueda impedir, restringir o falsear la competencia. Este artículo se traduce en la normativa que desarrolla el "Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas"[142], centrada explícitamente en el análisis del impacto que sobre la competencia puedan tener operaciones de concentración -se trata por tanto de un enfoque que podríamos definir *ex ante*-.

Por contra, el artículo 82 establece unos criterios para el control *ex post*, reglas de prohibición de conductas anticompetitivas, sin poner trabas a la posición dominante en cuanto tal, sino solamente el abuso de esta posición en un mercado determinado cuando este abuso pueda afectar al comercio entre Estados miembros. Se trata por tanto de dos medidas complementarias, una que procura prevenir potenciales deterioros de la calidad de la competencia y otra que pretende controlar, detectar y sancionar los abusos.

El Tratado CE en este artículo 82 no reprime la posición dominante en cuanto tal, sino solamente el abuso de esta posición en un mercado determinado cuando este abuso pueda afectar al comercio entre Estados miembros. Según el Tratado, la posición dominante se observa en el conjunto del mercado comunitario o al menos en una parte sustancial del mismo. Las dimensiones del mercado que pueden tomarse en consideración en un caso determinado tendrán en cuenta las características del producto y de los productos de sustitución y también la percepción por los consumidores.

El caso español

El control de concentraciones ha ido incrementando su papel en el ordenamiento jurídico español como un instrumento preventivo ante cambios estructurales en el mercado, complementando por lo tanto la lucha contra las prácticas restrictivas de la competencia. De acuerdo a Ley 16/1989 de 17 de julio de Defensa de la Competencia (LDC), se establece

[142] "Reglamento (CE) No 139/2004 del Consejo de 20 de enero de 2004 sobre el control de las concentraciones entre empresas", ("Reglamento comunitario de concentraciones"), Diario Oficial de la Unión Europea.

un régimen de control de todo proyecto u operación de concentración de empresas que, por su importancia y efectos, pudiera alterar la estructura del mercado nacional en forma contraria al interés público. El reciente "Libro Blanco para la Reforma del Sistema Español de Defensa de la Competencia", de enero de 2005, ha propuesto algunos cambios para eliminar algunas de las debilidades del modelo español manteniendo la esencia del actual sistema de control[143].

Los rasgos principales del control de concentraciones que establece la LDC y que desarrolla el Real Decreto 1080/1992 de 11 de septiembre, son los siguientes: a) su ámbito está limitado a las operaciones que permitan adquirir o incrementar una determinada cuota de mercado o volumen de ventas, por encima de un umbral prefijado; b) se establece un procedimiento de notificación de la operación; c) la aplicación corresponde a dos órganos administrativos que actúan secuencialmente[144]: el Tribunal de Defensa de Competencia (TDC) y el Servicio de Defensa de la Competencia (SDC), reservando determinadas funciones y decisiones finales al Ministro de Economía y Hacienda y al Gobierno.

El modelo español de defensa de la competencia se caracteriza por un sistema de aplicación horizontal, esto es, se aplica por igual a todos los sectores económicos. Sin embargo, junto a las instituciones de defensa de la competencia existen determinados reguladores sectoriales -como es el caso de la Comisión Nacional de Energía (CNE)-. En el ámbito de defensa de la competencia el regulador sectorial debe poner en conocimiento de las autoridades de competencia posibles prácticas restrictivas de la competencia y apoyar a los órganos de defensa de la competencia en sus investigaciones, así como realizar los informes que se le soliciten al respecto. El citado Libro Blanco para la Reforma del Sistema Español de Defensa de la Competencia defiende reforzar la coordinación entre los órganos de defensa de la competencia y los reguladores sectoriales. También propone eliminar las incertidumbres existentes respecto al ámbito de competencias de cada uno, con el fin de garantizar la seguridad jurídica de los agentes económicos y de las propias instituciones.

En relación al control de concentraciones, es preciso disponer de criterios cuantitativos para determinar qué operaciones son potencialmente relevantes desde la perspectiva de la

---

[143] El modelo comunitario de defensa de la competencia parte de los actuales artículos 81 y 82 del Tratado Constitutivo de las Comunidades Europeas, que tratan sobre los acuerdos entre empresas y el abuso de una posición dominante, respectivamente. En 1990 se incorporó a través del Reglamento comunitario -Reglamento (CE) 4064/89, de 21 de diciembre, posteriormente modificado por el Reglamento (CE) 1310/97 de 30 de junio- el control de concentraciones, que hasta el momento había tenido que realizarse sobre la base del artículo 82 del Tratado. Más recientemente ha tenido lugar una importante reforma del modelo comunitario de defensa de la competencia. El Reglamento 139/2004 de enero de 2004 ha introducido cambios en el control de concentraciones. Y en mayo de 2004 entró en vigor el Reglamento 1/2003 de diciembre de 2002, junto con un conjunto de normas de desarrollo, sobre conductas restrictivas de la competencia.

[144] El citado "Libro Blanco para la Reforma del Sistema Español de Defensa de la Competencia" propone la creación de una única autoridad independiente de competencia -la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia-, que realice las actuales funciones del Servicio y el Tribunal de Defensa de la Competencia.

competencia y, por tanto, pueden o deben estar sujetas a control. Típicamente estos criterios se basan en dos tipos de indicadores: a) absolutos, como el volumen de ventas de las partes en la concentración; b) relativos, como las cuotas de mercado de las partes citadas[145]. En el análisis detallado de un caso concreto de concentraciones es preciso realizar un "test sustantivo", esto es, el criterio con arreglo al cual una autoridad puede decidir autorizar o prohibir una concentración. De acuerdo al "Libro Blanco para la Reforma del Sistema Español de Defensa de la Competencia", no existe un consenso sobre el test más adecuado en cada caso, pudiéndose distinguir al menos dos tipos de test: el de dominio -que trata de determinar si una concentración crea o refuerza la posición dominante de algún agente- y el que busca evaluar si la concentración reduce sustancialmente el nivel existente de competencia, que es el adoptado en la normativa española[146]. En el ámbito del mercado eléctrico, ya se ha indicado anteriormente cuál es la recomendación de este Libro Blanco respecto al indicador más efectivo para cuantificar el poder de mercado.

En cuanto a los posibles remedios para solventar los problemas de competencia derivados de la concentración, la normativa española prevé dos mecanismos. Por un lado, la terminación convencional en la primera fase del proceso, mediante la presentación de compromisos por las empresas. O bien, al final de la segunda fase, la imposición de condiciones, estructurales o de comportamiento, por el Consejo de Ministros.

Evaluación de la posición dominante en mercados eléctricos

Si ya de por sí, cuando se plantea de forma genérica para todo tipo de mercados, es imposible dar con una norma general que permita determinar en qué condiciones un agente puede gozar de una posición de poder de mercado, el análisis del problema cuando se trata de mercados eléctricos se agudiza enormemente. Como se apuntaba en la introducción de este capítulo, las numerosas peculiaridades del activo subyacente -no almacenable en la mayoría de los casos-, la inelasticidad de la demanda, y la baja elasticidad de la generación -de capacidad de producción no sólo limitada sino además expuesta a elevados riesgos operacionales que conllevan periodos de escasez-, los elevados costes de las inversiones -muy intensivas en capital- y la red de transporte, hacen del análisis de los mercados eléctricos una tarea especialmente compleja.

La literatura especializada sobre medidas de concentración en mercados en competencia es muy abundante, y también lo es la dedicada específicamente a los mercados eléctricos[147].

---

[145] Una revisión de los umbrales utilizados en distintos países puede encontrarse en el citado "Libro Blanco para la Reforma del Sistema Español de Defensa de la Competencia". La normativa española utiliza dos umbrales: a) la adquisición o incremento de una cuota en el mercado nacional o en un mercado geográfico definido dentro del mismo de al menos el 25%; b) un volumen de ventas conjunto de al menos 240 millones de euros, siempre que al menos dos de las partes facturen en España 60 millones de euros.

[146] Véanse los artículos 15 bis.1 y 16 de la LDC.

[147] Puede encontrarse una revisión actualizada en "*A review of the monitoring of market power*", D. Newbery, R. Green, K. Neuhoff, P. Twomey, informe preparado para la *European Transmission System Operators*, ETSO, noviembre de 2004, ver www.etso-net.org. También en "*Lessons from*

Así, se ha propuesto frecuentemente aplicar indicadores de concentración muy simples que proporcionan aproximaciones válidas en mercados de otra naturaleza y se ha podido constatar que los mercados eléctricos, con sus características tan específicas, se resisten a tales simplificaciones. Las cuotas de mercado y ciertos índices del grado de concentración del mercado, que más adelante se describen, ofrecen una idea muy simplificada de la estructura del mercado y del peso relativo y relevancia a efectos de posición competitiva de los agentes con respecto a sus competidores.

La Dirección General de Estudios del Parlamento Europeo enuncia[148] que 'la existencia de una posición dominante se determina con ayuda de indicadores de los que el principal es estar en posesión de una gran cuota de mercado. Entran en consideración también la debilidad económica de los competidores, la ausencia de competencia latente o el dominio del acceso a recursos y tecnología'.

Tal y como describe la *Office of Fair Trading*,[149], 'la cuota de un agente es un factor importante para evaluar si el agente tiene poder de mercado, pero no lo determina por sí misma'. El caso de los mercados eléctricos -especialmente en aquellos caracterizados por múltiples y variadas tecnologías de generación-, dadas sus innumerables peculiaridades, es probablemente el ejemplo paradigmático de esto último.

Así, por ejemplo, un índice como el HHI[150] que únicamente es función de la cuota de producción de cada uno de los agentes es, sin duda, un primer indicador de cierta utilidad, pero es incapaz de recoger cuánta de esta producción corresponde a centrales que producen primordialmente en horas de base -como la hidráulica fluyente o la nuclear- que nunca fijan el precio, o en horas de llano o de valle -donde la competencia es mayor-, y en definitiva, no informa sobre el potencial real de los agentes para modificar los precios, lo

---

International Experience with Electricity Market Monitoring", F. Wolak, *Center for the Study of Energy Markets*, CSEM WP 134, University of Berkely, junio de 2004. Otra excelente referencia reciente es "*Market dominance and market power in electric power markets: A competition policy perspective*", Einar Hope, Norwegian School of Economics, 2005.

[148] "Fichas técnicas de la Dirección General de Estudios del Parlamento Europeo", Dirección General de Estudios, octubre de 2001, disponible en http://www.europarl.eu.int/factsheets/3_3_2_es.htm.

[149] "*Assessment of market power, Draft competition law guideline for consultation*", Abril 2004*, Office of Fair Trading*, disponible en http://www.oft.gov.uk.

[150] El índice de Herfindahl-Hirschman -*Herfindahl-Hirschman Index*, HHI- se calcula como la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de los agentes que lo conforman: $HHI = s_1^2 + s_2^2 + ... + s_n^2$, donde s_i es el valor de la cuota de mercado de la empresa i expresado en tanto por ciento. Por ejemplo, en un hipotético mercado constituido por diez empresas del mismo tamaño, el índice HHI sería igual a $10 \cdot 10^2 = 1000$. Dado que este índice se calcula a partir de las cuotas de mercado de las empresas, se hace necesario plantear la forma correcta de expresar y calcular esta cuota, lo que en el caso de los mercados eléctricos no es ni mucho menos obvio.

que depende críticamente de su capacidad de gestión de los recursos hidráulicos o del margen existente de cobertura de la demanda en el sistema[151].

Alternativamente, se ha propuesto asimismo recurrir al índice del generador "pivotal" -*Pivotal Supplier Index*-, consistente en evaluar el número de horas durante un periodo de tiempo determinado -e. g. un año- en las cuales la producción de un agente generador es imprescindible para satisfacer la demanda. De nuevo, este índice no es capaz de capturar suficientemente las recién descritas peculiaridades de los mercados eléctricos y carece por sí mismo de valor representativo[152].

Otro indicador al que frecuentemente se recurre es el número de horas que cada agente ha sido -o se prevé que será marginal-, esto es, cuántas veces una de sus plantas de generación ha marcado el precio para todo el mercado en la hora correspondiente. De nuevo, este indicador no informa sobre cuánta es la generación inframarginal[153] de la que dispone cada agente y que puede beneficiarse de una hipotética subida del precio de oferta del generador marginal, ni tampoco del margen de subida de la oferta por parte del generador marginal antes de ser sustituido por un competidor, entre otros factores relevantes. Un agente puede perfectamente manipular los precios al alza en una hora determinada sin tener ningún grupo al margen durante este tiempo. Le basta con tener una capacidad suficiente de generación inframarginal, de la que retira una parte para aumentar el precio de mercado que ingresa la producción restante. Este indicador tampoco detectaría el que un agente eleve artificialmente el precio de oferta de un grupo propio, que debería determinar el precio marginal del sistema, para que lo marque otro más caro perteneciente a otra empresa, de modo que se beneficie el resto de su cartera inframarginal.

---

[151] Sorprendentemente, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) de los EE. UU. ha adoptado las *Merger Guidelines* del Departamento de Justicia, que establecen tres rangos en el grado de concentración del mercado en función del cálculo del índice HHI, aunque solamente como un método de filtro para la clasificación de los casos, en algunos de los cuales se hace posteriormente uso de herramientas más sofisticadas. La Comisión europea en su documento de directrices antes aludido también considera que 'puede proporcionar información útil sobre la situación de la competencia', si bien deja la puerta abierta a casos en los que puede no ser suficientemente significativo.

[152] Estos y otros índices -entre ellos el uso de un modelo de costes de producción para comparar los precios resultantes con los niveles definidos por los costes marginales de generación- son utilizados por el *Department of Market Analysis* del *California ISO* en sus análisis del funcionamiento del mercado, ver por ejemplo "*2004 Annual report on market issues and performance*", disponible en www.caiso.com.

[153] Por "generación -capacidad- inframarginal" se entiende toda la producción de un agente que en una hora determinada resulta casada en el mercado sin estar al margen -por tanto sin determinar directamente el precio- y que resulta remunerada al precio marginal del sistema. Así por ejemplo, la producción nuclear o la eólica que acude al mercado constituyen capacidad inframarginal, dado que son tecnologías destinadas por naturaleza a ser "precio aceptantes", pero se benefician de todo incremento que se produzca en el precio marginal resultante de la casación del mercado.

Como más adelante se expone -y en más detalle en el anejo de este capítulo-, el camino que este Libro Blanco considera imprescindible de cara a su aplicación para realizar análisis de competencia en mercados eléctricos es el uso de modelos oligopolistas, esto es, modelos de cálculo lo suficientemente sofisticados como para permitir una representación razonablemente detallada del mercado eléctrico y del comportamiento estratégico de los agentes[154]. Estos modelos permiten comparar los precios de mercado que tendrían lugar si los agentes tratasen de maximizar su beneficio con los que ocurrirían si ofertasen bajo supuestas condiciones de perfecta competencia. Se obtiene así un indicador del nivel de poder de mercado que toma la forma de otro de los índices reconocidos en la literatura económica -el índice de Lerner-, aunque aquí se calcularía sin las simplificaciones que son habituales en los textos teóricos[155].

3.2 Límites de concentración efectiva

3.2.1 Antecedentes y experiencias

En su artículo 23.8, la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad establece que 'Los Estados miembros crearán los mecanismos oportunos y eficaces de regulación, control y transparencia, para evitar los abusos de posición dominante, especialmente en detrimento de los consumidores, así como toda práctica abusiva. Estos mecanismos tendrán en cuenta las disposiciones del Tratado y, en particular, su artículo 82'.

Las normativas comunitarias de defensa de la competencia -y, como más adelante se describe, la española, inspirada en aquéllas- se centran en prohibir las conductas que son capaces de falsear la competencia y en controlar las concentraciones económicas que, por su importancia y efectos, pudieran alterar la estructura del mercado en contra del interés público. Pero no proporcionan directrices o instrumentos para corregir estructuras existentes de mercado que no sean adecuadas para funcionar en régimen de competencia. Se supone implícitamente que al eliminar los impedimentos para acceder a la red y elegir suministrador se ha de conseguir un mercado competitivo, y que las leyes generales de

---

[154] Los cantidad de trabajos que se pueden encontrar en la literatura sobre la aplicación de este tipo de modelos al sector eléctrico es ingente. En "*Market Dominance and Market Power in Electric Power Markets - A Competition Policy Perspective*", Einar Hope, junio de 2005, Estocolmo (disponible en http://www.kkv.se/bestall/pdf/forsk_rap_2005-3.pdf), se puede encontrar una buena revisión de este enfoque.

[155] Este tipo de modelos, como es el caso del utilizado y descrito en el análisis que se presenta en el anejo de este capítulo, permiten representar con un gran nivel de detalle el mercado y el comportamiento de los agentes, lo que les convierte en herramientas de gran valor para el estudio del futuro potencial poder de mercado unilateral de los agentes del sistema. Sin embargo, conviene resaltar que a pesar de ello, estas herramientas no pueden evitar algunas simplificaciones que en todo caso minimizan ese potencial. Así, la herramienta que se utiliza en el anejo no contempla la posibilidad de gestionar el producible hidráulico entre periodos, no refleja todos los potenciales modos de gestión de los grupos de bombeo o considera a la producción proveniente del régimen especial tomando sus valores medios.

defensa de la competencia y sus correspondientes instituciones deberían ser suficientes para encargarse de limitar el potencial ejercicio de poder de mercado. Queda por tanto a la regulación específica de los sectores económicos concretos el establecer en cada caso normas e instrumentos jurídicos *ad hoc* en la legislación correspondiente, para hacer frente a estas situaciones. Sin embargo, ni la Directiva Eléctrica de la Unión Europea ni la LSE ofrecen guía concreta alguna respecto a cómo establecer límites o condiciones asociados a la concentración horizontal en el mercado de electricidad. A lo anterior se añade la resistencia -con diversas vías razonables de justificación, entre ellas la de los agravios comparativos, el conservar o adquirir un tamaño adecuado para el entorno europeo y el mantener fuertes empresas locales con un cierto compromiso inversor- de muchos gobiernos europeos a fragmentar sus poderosas compañías eléctricas incumbentes, con una estrategia explícita enfocada a fomentar "campeones nacionales" y dificultando hacerlas susceptibles de adquisición por inversores extranjeros. Todo ello está en la raíz de los niveles elevados de concentración horizontal en tantos mercados eléctricos europeos.

Por el contrario, en los EE. UU., la Comisión Federal Reguladora de la Energía -*Federal Energy Regulatory Commission, FERC*-, tiene la obligación estatutaria bajo la Ley Eléctrica Federal -*Federal Power Act*- de 1935 de garantizar que las comisiones reguladoras de los estados mantienen que los precios sean 'justos y razonables' en los procesos de liberalización[156]. Si una compañía eléctrica quisiera vender su energía a precios de mercado, esto sólo podría permitirse si 'el vendedor -y cada una de sus empresas afiliadas- no tiene, o ha mitigado adecuadamente, su poder de mercado en generación y en transporte y no puede erigir otras barreras de entrada'. Incluso así, el derecho a vender a precios de mercado le puede ser negado y ser obligado a vender a precios regulados si hubiese 'algún cambio de situación que supusiese un desvío respecto a las condiciones supuestas por la comisión para aprobar la venta a precios de mercado'. Por consiguiente, la liberalización del mercado mayorista explícitamente requiere que las compañías eléctricas incumbentes reduzcan, en su caso, su poder de mercado. Por lo general esto se ha realizado en múltiples ocasiones a través de negociaciones y en general ha supuesto la separación de las actividades de generación y transporte y la venta de suficiente capacidad de generación como para reducir el poder de mercado de la empresa incumbente a un nivel razonable. Cuando se preveía que el precio de mercado no permitiría retribuir suficientemente los activos de producción existentes, las empresas solamente aceptaban las reformas liberalizadoras si se les permitía recuperar los correspondientes costes de transición a la competencia -*stranded costs*[157]-. Al tiempo, se establecía como condición necesaria para el reconocimiento de costes de transición a la competencia el que la estructura del mercado resultante presentara ciertas garantías de total ausencia de poder de mercado. Esto en la

[156] Para esta comparación de jurisdicciones véase "*Mitigating market power in electricity networks*", D. Newbery, Department of Applied Economics, University of Cambridge, 2002. Disponible en http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/index.html.

[157] Ver por ejemplo "*The changing structure of the electric power industry 2000: An update*", October 2000, Energy Information Administration, US Department of Energy, DOE/EIA-0562(00).

mayoría de los casos condujo a que los agentes tuvieran que emprender procesos de desinversión para reducir sus cuotas de mercado.

Los gobiernos de los distintos países han optado por diversos enfoques para tratar con los problemas de poder de mercado en los procesos de liberalización y reestructuración de sus sectores eléctricos. Así, por ejemplo, Australia y Argentina desagregaron sus empresas públicas de producción en muchas pequeñas empresas que fueron privatizadas. Por el contrario en Chile y en el Reino Unido las nuevas empresas privatizadas tenían elevados porcentajes de la generación total del país. Un aspecto interesante en relación con el control del poder de mercado es que en el Reino Unido las empresas privatizadas de generación comenzaron de partida con unos altos niveles de contratación obligada -*National Power* con el 87% y *PowerGen* con el 88% en el momento inicial, y 72% y 70% respectivamente, cuando vencieron los contratos a un año- También en Nueva Gales del Sur y Victoria -Australia- se exigió a los generadores vender contratos a precios regulados a las empresas suministradoras para cubrir su demanda cautiva. En el Reino Unido la comisión reguladora OFFER argumentó durante 1993 y principio de 1994 que *National Power* y *PowerGen* abusaban de su poder de mercado y amenazó con denunciarles ante la *Monopolies and Mergers Commission*. El asunto se resolvió con un acuerdo voluntario en febrero de 1994, según el cual se establecieron límites al precio medio del mercado -*price caps,* en tiempo y en cantidad- durante los dos años siguientes, así como la venta a productores independientes de 4 y 2 GW de centrales de carbón o de fuel-oil por *National Power* y *PowerGen*, respectivamente. Más adelante, la comisión reguladora OFGEM -ahora de electricidad y del gas- intentó en el año 2000 introducir una *Market Abuse License Condition*, pero dos de los generadores recurrieron con éxito esta medida, que tuvo que ser abandonada[158]. Instrumentos o acuerdos voluntarios semejantes se han alcanzado en otros países, como por ejemplo en Italia, donde ENEL que inicialmente contaba con más del 80% de la generación ha sido forzada a desprenderse de activos de generación hasta alcanzar una cuota máxima del 50% en un plazo prefijado de tiempo, y recientemente se están considerando medidas adicionales a la anterior.

En España el Real Decreto-Ley, de 23 de junio de 2000, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, estableció que las empresas productoras cuya potencia eléctrica instalada en régimen ordinario en todo el territorio peninsular, a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley, excediera del cuarenta por ciento del total, no podrían incrementar la potencia instalada durante un plazo de cinco años. Si la participación en dicha potencia instalada era inferior al cuarenta por ciento pero superior al veinte por ciento, el plazo sería de tres años. Ambos plazos se computaron desde la entrada en vigor del Real Decreto-Ley, aunque no volvieron a renovarse y por tanto la norma ya ha dejado hace tiempo de estar vigente.

En otros casos las empresas incumbentes han encontrado atractivo vender voluntariamente parte de su generación a precios interesantes. Ya son innumerables los casos de venta y

[158] "*Introduction of a "Market Abuse" Condition in the Licenses of Certain Generators*", OFGEM, 2000, disponible en http://www.ofgem.gov.uk/ofgem/whats-new/archive.jsp.

adquisición de activos de generación eléctrica en un estado miembro de la Unión Europea por empresas incumbentes en otros estados miembros. Finalmente, la normativa europea de control de concentraciones ha impuesto condiciones a determinadas operaciones de adquisición o fusión, que han consistido en reducir el nivel de concentración en los correspondientes mercados nacionales. Éste es por ejemplo el caso de la toma de control -34,5%- de la empresa alemana *Energie Baden-Würtemberg AG* (EnBW) por parte de EDF en 2001. La Comisión Europea consideró que el control sobre EnBW reforzaría la posición de dominio de EDF en el mercado, eliminándose al tiempo un potencial competidor debido a su situación geográfica, próxima a la frontera francesa[159]. Además, la operación fortalecería la posición de EDF en Suiza, donde EnBW controlaba conjuntamente WATT, con intereses en la red de transporte suiza. La Comisión exigió como condición que EnBW vendiera sus participaciones en WATT y que EDF vendiera 6000 MW por un periodo prorrogable de cinco años, según el procedimiento de ventas virtuales -*energy release programs*- que se describe más adelante.

3.2.2 La regla de mitigación de poder de mercado

'*When structure is not conducive to competition, the regulator & pool operator will find themselves unsuccessfully chasing after conduct. The solution is not a better rule, but a change in structure*'[160]. Esta acertada frase refleja perfectamente el enfoque de fondo que este Libro Blanco propugna. Un principio básico de regulación económica es que no es posible remediar el poder de mercado modificando "inteligentemente" las reglas de funcionamiento del mercado correspondiente. Indefectiblemente el remedio pasa por aplicar medidas que modifiquen la estructura empresarial del sector o bien intervenciones regulatorias directas que interfieran más o menos gravemente en el funcionamiento del mercado, como por ejemplo aplicar un tope superior o*"price cap"* al precio del mercado o al de algún agente.

La adopción de un indicador adecuado

En el apartado 3.1 ya se han discutido las principales herramientas que se suelen considerar para evaluar los niveles de concentración en un mercado. La obvia conclusión a la que se llega es que el método más adecuado para cuantificar el nivel de poder de mercado en un sistema concreto es realizar una simulación del funcionamiento del mercado, tratando de reproducir de manera tan fidedigna como sea razonablemente posible el potencial comportamiento estratégico de los distintos agentes, de manera que se puedan comparar para un intervalo de tiempo especificado -típicamente un año- los precios horarios que resultarían si los agentes tratasen de maximizar su beneficio -ejerciendo al máximo el poder

---

[159] "Síntesis de criterios de examen de poder de mercado", Dirección de Regulación y Competencia, Comisión Nacional de Energía, 18 de abril de 2005.

[160] 'Cuando la estructura no es adecuada para la competencia, el regulador y el operador del mercado se encontrarán persiguiendo conductas inapropiadas infructuosamente. La solución no es mejorar las reglas del mercado, sino cambiar la estructura', texto tomado de "*Governance & regulation of power pools & system operators*", J. Barker, B. Tenenbaum and F. Woolf, World Bank, 1997.

de mercado del que dispongan- con los precios que resultarían si ofertasen de forma perfectamente competitiva, i. e. revelando sus costes variables de operación. El nivel de concentración en el mercado será admisible si la diferencia entre las dos trayectorias de precios es, a los ojos del regulador, suficientemente pequeña.

En el caso español el mercado que se debe tener en cuenta, en términos geográficos, es el MIBEL, por ser el verdadero "mercado relevante" para la generación española, donde deben incluirse las interconexiones con Francia y Marruecos, aunque su peso en la evaluación final es escaso. Solamente debiera reconsiderarse esta definición del mercado relevante si la capacidad de interconexión del MIBEL con el exterior creciese de tal forma que pudiera considerarse que el mercado relevante tiene un ámbito geográfico superior a la península ibérica, lo cual -desafortunadamente- no parece probable en el medio plazo.

En la simulación se ha de partir de la hipótesis de que el mecanismo de recuperación de los CTC, cualquiera que sea la decisión que se adopte al respecto, no interfiere con el funcionamiento del mercado. El tratamiento a futuro de los CTC se examina en detalle en el capítulo 6 pero, en todo caso y como ya se adelantó en el capítulo anterior, una clara recomendación de este Libro Blanco[161] es terminar inmediatamente con el procedimiento vigente de recuperación "por diferencias", que da lugar a una clara interferencia en el funcionamiento del mercado, como es reconocido unánimemente por todos los agentes e instituciones consultados[162].

La simulación debe contemplar la estructura previsible de las empresas de producción en un horizonte de medio plazo, de acuerdo a los programas de inversión de los agentes, tal y como han sido recogidos en los documentos más recientes de la Comisión Nacional de Energía y del Operador del Sistema[163]. La simulación del mercado -tal cual sería su comportamiento, una vez eliminado el procedimiento de recuperación de CTC por diferencias- permite determinar si los niveles actuales y previstos de concentración son admisibles o no, y también, realizando simulaciones bajo condiciones ficticias -e. g. diferentes condiciones de hidraulicidad o precios de la tonelada de CO2-, cuáles son los umbrales de concentración que no deben superarse para que el regulador pueda confiar en que los agentes no pueden beneficiarse significativamente de manipulaciones del precio de mercado de la energía con facilidad, facilitando así las labores de supervisión de las autoridades de competencia encargadas del seguimiento del mercado eléctrico.

---

[161] Esta recomendación, al tiempo, se apoya a su vez en la hipótesis de que se hayan tomado las medidas necesarias para reducir las posiciones de dominio que puedan detectarse en el mercado español.

[162] Otro asunto es que, como se verá más adelante, existan instrumentos de mitigación del poder de mercado que tengan la posibilidad de incorporar algunos elementos de utilidad en el tratamiento a futuro de los CTC.

[163] La descripción del modelo de cálculo utilizado, así como los detalles sobre los resultados obtenidos, se pueden encontrar en el anejo de este capítulo.

El límite de concentración efectiva

La principal conclusión del análisis es que puede afirmarse que cuando ninguno de los agentes productores dispone libremente en el mercado español actual o en el previsible en el medio plazo -hasta cinco años, por ejemplo- de una capacidad efectiva superior a un porcentaje de la potencia estimada de punta del sistema completo, entonces el potencial ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes no les permitiría incrementar el precio medio anual del mercado más allá de lo que el regulador pueda considerar como tolerable.

La capacidad efectiva de producción de cada planta se determinará por la CNE a partir de valores estándares para plantas nuevas y de valores históricos correspondientes a cada periodo temporal especificado para plantas de más de cinco años de antigüedad. Se deberán reflejar los diferentes modos de operación propios de las instalaciones, con el fin de evaluar adecuadamente la potencial capacidad marginal e inframarginal de cada agente en cada uno de los bloques temporales especificados.

"Disponer libremente en el mercado" significa que se trata de una capacidad efectiva de producción que no ha sido previamente comprometida por ningún instrumento regulatorio como los que más adelante se describen en este capítulo -e. g. ventas de activos, ventas virtuales de energía o contratos virtuales-, de forma que puede ser contratada a plazo o negociada en el mercado diario sin restricciones. Debe quedar claro que el resto de la potencia del agente productor no desaparece del mercado. En efecto, si se trata de potencia sujeta a una venta virtual de energía -bien sea a través de una subasta virtual o a través de un contrato virtual-, es otro agente el que la lleva al mercado -ya sea de corto o medio plazo- sin restricción alguna. Y si estuviese sujeta a un contrato virtual, dado que se trata de un contrato de carácter puramente financiero que sólo afecta al proceso final de liquidación de la energía, el propietario de la central puede negociar de nuevo esa potencia en los mercados de corto y largo plazo y puede gestionar con total libertad su operación física, su mantenimiento y la gestión de los embalses o de los contratos de combustible según sea el caso, como con cualquier otra central. Lo mismo sería en buena parte aplicable a contratos voluntarios de largo plazo, dependiendo de sus características.

La limitación propuesta no es estrictamente de "concentración", sino de "concentración efectiva", ya que lo que se está limitando es la capacidad de generación de la que se puede disponer libremente en el mercado, no la capacidad total de generación de la que es propietario un agente. Los porcentajes que finalmente se adopten deben ser revisados periódicamente, o cuando existan cambios sustanciales en las condiciones de partida empleadas en su determinación, como por ejemplo el margen de potencia firme instalada sobre la demanda prevista de punta del sistema.

El poder de mercado de un agente en unas condiciones de mercado determinadas depende críticamente del margen de potencia de generación disponible sobre la demanda del sistema. Las recomendaciones que aquí se proponen y los valores numéricos sugeridos en el anejo de este capítulo parten del supuesto que se han aceptado las recomendaciones que este Libro Blanco realiza respecto a la reforma del procedimiento de garantía de potencia. En particular, esta reforma garantiza un margen suficiente de potencia firme sobre la

demanda de punta y, además, mediante el mecanismo de opciones de fiabilidad, limita eficazmente el incentivo a ejercer poder de mercado precisamente en las situaciones en que el precio del mercado es, o sería, muy elevado. Si no se adoptasen las recomendaciones de este Libro Blanco respecto a la reforma del procedimiento de garantía de potencia la regla de limitación de la concentración efectiva habría de ser más estricta.

Es importante señalar que una medida de este tipo ni pretende ni puede conseguir eliminar por completo la posibilidad de manipular los precios. De hecho, dependiendo de la medida de mitigación que se utilice, la capacidad para modificar el precio del mercado puede incluso seguir siendo la misma, lo que ocurre es que se ha reducido el incentivo económico para realizar tal modificación y también por tanto el poder de mercado, según la definición aquí adoptada. Además, para poder obtener algún beneficio de su posición dominante, las empresas deben realizar acciones más ostensibles, lo que facilita la tarea de las entidades supervisoras del mercado.

Criterio para aplicar en caso de adquisiciones y fusiones

Volviendo ahora al límite del nivel de concentración efectiva que este Libro Blanco recomienda establecer, es importante aclarar que no se limita necesariamente la cuota de mercado de un agente, sino su capacidad de manipular el precio del mercado en su beneficio. Por consiguiente, en un nuevo caso de una concentración empresarial a ser examinada, el ámbito de aplicación de la normativa propuesta en este Libro Blanco es el de la imposición de condiciones pero no el de aprobación o denegación de una solicitud de concentración.

Por consiguiente, la regla que establece limitaciones al nivel de concentración empresarial efectiva en el sector eléctrico, y que acaba de proponerse en este Libro Blanco, debe ser también incorporada -tanto por parte de la Administración como de las empresas-, como un elemento más del conjunto de condiciones que puedan fijarse en posibles procesos de fusiones o adquisiciones de empresas que modifiquen los porcentajes de participación en el mercado de las empresas dominantes.

3.3 Instrumentos para la mitigación del poder de mercado

Las experiencias que hasta la fecha han tenido lugar en distintos países permiten clasificar los instrumentos regulatorios que han sido utilizados para mitigar el poder de mercado de acuerdo a un reducido número de categorías[164]. Estas podrían ser: a) medidas estructurales, como las ventas de activos; b) medidas regulatorias, como las ventas virtuales de energía, en cualquiera de sus formas: subastas o contratos virtuales, o incluso alguna otra forma específica de contratación voluntaria de largo plazo; c) reglas *ad hoc* para restringir el funcionamiento del mercado, como los *price caps* globales o individuales.

[164] Ver, por ejemplo, el documento "*Mitigating market power in electricity networks*", D. Newbery, Department of Applied Economics, University of Cambridge, 2002, disponible en http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/index.html.

Por su particular interés para el sistema español, en este capítulo se discuten cuatro tipos de instrumentos. En primer lugar, las medidas de control *ex post*, personalizadas en las labores de supervisión del regulador. En segundo lugar, las medidas *ex ante*: las ventas de activos, las ventas virtuales de energía -*virtual power releases*-, los contratos virtuales y los contratos voluntarios de largo plazo. Finalmente, otros instrumentos genéricos, así como algunas medidas *ad hoc* para el sistema español que se considera pueden ser de utilidad, aunque su alcance sea limitado.

Supervisión del regulador

Una medida imprescindible en todo mercado -y en particular en uno con la complejidad y el potencial de ejercicio de poder de mercado como es el eléctrico- es mantener activados en todo momento, y reforzar en lo que sea preciso, los mecanismos de vigilancia y sanción de comportamientos anticompetitivos en el mercado[165].

En lo que respecta al caso español, la LSE atribuye a la CNE la función de velar para que los sujetos que actúan en los mercados energéticos lleven a cabo su actividad respetando los principios de libre competencia. A estos efectos, cuando la CNE detecte la existencia de indicios de prácticas restrictivas de la competencia prohibidas por la Ley de Defensa de la Competencia, lo pondrá en conocimiento del Servicio de Defensa de la Competencia, aportando todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, un dictamen no vinculante de la calificación que le merecen dichos hechos. Es por otra parte conocido que la CNE cuenta con los medios técnicos, con personal capacitado y con toda la información necesaria para realizar un completo seguimiento de todos los mercados organizados de corto plazo: diario, intradiarios, de restricciones de red, de desvíos y de asignación de las reservas de operación secundaria y terciaria.

La CNE comenzó publicando -aunque con mucho retraso- un primer informe de seguimiento del mercado dedicado al primer año de funcionamiento -1998-, pero lamentablemente dejó de realizar esta tarea informativa y de supervisión[166]. La CNE ha intervenido en contadas ocasiones denunciando hechos supuestamente anticompetitivos al Servicio de Defensa de la Competencia[167]. Esporádicamente la CNE ha publicado informes

---

[165] Véase, por ejemplo, "*Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring*", Frank Wolak, *Center for the Study of Energy Markets*, CSEM WP 134, University of Berkely, June 2004.

[166] Asimismo, se realizaban reuniones mensuales de seguimiento de la operación del mercado y del sistema, en las cuales los distintos operadores informaban acerca de las últimas incidencias detectadas, lo que permitía a la CNE llevar un seguimiento muy estrecho de la operativa del mercado mayorista. Estas entrevistas se dejaron de hacer un tiempo después del cambio de CNSE por la CNE.

[167] El Director de este Libro Blanco tuvo la ocasión de seguir en detalle el expediente referente a la ocurrencia de precios elevados durante los días 19, 20 y 21 de noviembre de 2001, aunque únicamente desde el punto de vista de una de las empresas afectadas, que requirió su actuación como experto externo, a cargo de un equipo de profesionales también externos. Con todo el respeto debido a las diversas instituciones involucradas -CNE, Servicio de Defensa de la Competencia y Tribunal de Defensa de la Competencia- el Director de este Libro Blanco opina que la CNE debió

acerca de las conductas potencialmente anticompetitivas de los agentes del mercado. El más reciente es el que se revisa y comenta en el apartado 2.1.1 del capítulo de diagnóstico, de noviembre de 2004, titulado "Informe sobre la formación de precios en el mercado de producción de energía eléctrica en el periodo enero-septiembre 2004". Ante las acusaciones cruzadas por parte de algunos agentes del mercado de manipulación de los precios, la CNE, como señala en su informe, 'comenzó a finales del mes de junio a realizar un análisis detallado del comportamiento del mercado, y en definitiva, de la adecuación de los precios a los costes marginales de producción'. Sin embargo ninguna actuación de denuncia se ha derivado de este informe, aunque en las conclusiones del mismo se afirma explícitamente que 'se han alterado las condiciones de funcionamiento previstas del Mercado de Producción de Energía Eléctrica'. Asimismo se denuncia que algunas empresas 'han tenido un comportamiento en cuanto a su oferta de generación que estaría en el límite de lo competitivo' o 'han mantenido un comportamiento en sus unidades de generación que, de hecho, ha presionado al alza los precios'[168].

De lo anterior se deben extraer algunas consecuencias. El papel supervisor y sancionador de la CNE y de las instituciones de defensa de la competencia es crucial para el correcto funcionamiento del mercado, incluso aunque la estructura empresarial y la normativa sean adecuadas. Es imposible -así que no debe intentarse- cubrir con normas y restricciones a la concentración todas las posibles situaciones en las que los agentes pueden abusar de alguna forma de su posición de dominio. Además estas normas y restricciones deben tratar de reducir a una magnitud tolerable las consecuencias que acciones moderadas -y por tanto difícilmente detectables- de ejercicio de poder de mercado puedan tener sobre el mercado. De las acciones evidentes y manifiestas, en caso de ocurrir, así como de las no previstas en la normativa -siempre en necesidad de adaptación y ajuste- deben encargarse las instituciones reguladoras y de defensa de la competencia. Por tanto este Libro Blanco recomienda que:

- Se reanuden, y que esto sea un mandato explícito de la normativa reformada, las reuniones mensuales de supervisión del funcionamiento del mercado y de la operación del sistema en la sede de la CNE y con asistencia de los representantes de ambos

---

haber analizado más el caso antes de remitirlo al SDC y que las complejidades técnicas del mismo fueron excesivas para quien tuvo que instruirlo -SDC- y juzgarlo -TDC-. En definitiva, cerca de dos años para emitir un veredicto que, de nuevo desde el punto de vista del citado equipo profesional externo, muestra que no se acertó a comprender lo que tuvo lugar en el mercado español en los días 19, 20, 21 de noviembre de 2001. Por supuesto que la anterior afirmación no implica, en modo alguno, que el Director de este Libro Blanco considere que no hayan existido actuaciones anticompetitivas durante los años de funcionamiento del mercado. Lo que se trata de poner de manifiesto es que el procedimiento vigente es inadecuado.

[168] Se plantea en el escrito que 'se deberá informar al Servicio de Defensa de la Competencia en los comportamientos de abuso de posición de dominio detectados en el proceso de restricciones técnicas. El planteamiento de esta Dirección, ante la falta de diligencia por parte del Servicio de Defensa de la Competencia en el tratamiento de los casos, es realizar un informe con carácter anual reflejando el comportamiento de las empresas generadoras durante 2004'.

operadores. Se recomienda también que a la reunión de supervisión de la operación del sistema asistan representantes del operador del sistema gasista.

- La CNE haga público cada año, no más de tres meses después de finalizar el año, un informe de supervisión del funcionamiento del mercado eléctrico, que abarque todos los mercados organizados -a plazo, diario, intradiarios, de reservas, de restricciones y desvíos- así como las transacciones bilaterales, con la información disponible sobre éstas. El informe también ha de cubrir el mercado minorista, del que se tratará en el capítulo 8.

- La instrucción del expediente recaiga sobre el órgano especializado, que es la CNE, cuando se trate de prácticas restrictivas de la competencia o de abuso de posición dominante en el mercado eléctrico[169].

Ventas de activos

Se trata del procedimiento clásico y más drástico para resolver problemas de excesiva concentración horizontal de las empresas de producción en el mercado mayorista -*divestiture* es el correspondiente término en inglés-. Ha sido utilizado en muchas ocasiones, y muy particularmente en los EE. UU. como consecuencia de su particular enfoque de defensa de la competencia en el sector eléctrico, ya comentado anteriormente. Uno de los primeros ejemplos fue el del Reino Unido, donde la generación no nuclear de la empresa estatal original fue dividida en dos empresas de generación -Nacional Power y PowerGen-, a las que posteriormente se instó a que vendieran parte de sus activos. El caso más reciente de ENEL en Italia ha sido también característico. Se ha utilizado también como condición impuesta por el regulador eléctrico o autoridad de la competencia para autorizar determinadas operaciones de fusión o adquisición de empresas.

Obviamente, se trata del procedimiento más traumático para las empresas, a no ser que la venta se realice de forma voluntaria. Cuando las empresas son de propiedad privada no hay -en principio- medios legales para imponer estas actuaciones, a no ser como condiciones impuestas por el regulador o las instituciones de defensa de la competencia para la realización de procesos voluntarios de fusiones o adquisiciones de empresas. Aunque este procedimiento tiene la ventaja de poder introducir nuevos agentes en el mercado, por otro lado también reduce drásticamente la presencia de las empresas de referencia, que tradicionalmente han estado más comprometidas con el sistema y que en principio dan una garantía de continuidad e inversión en el mismo[170].

---

[169] Podría incluso atribuirse a la CNE la potestad de juzgar determinados casos, para dar mayor agilidad al proceso y quedando siempre sujeto a la supervisión del organismo central de defensa de la competencia. En efecto, la CNE, por su conocimiento especializado de un sector tan complejo como el eléctrico, y por la dotación suficiente de recursos humanos dedicados exclusivamente a la tarea de supervisión del mercado eléctrico, puede ofrecer con rapidez una respuesta que interprete adecuadamente el comportamiento de los agentes en el complejo marco regulatorio de estos mercados.

[170] No puede negarse una cierta contradicción entre tratar de mantener la permanencia e interés inversor de las empresas dominantes y buscar medidas para reducir su presencia en el mercado.

Los márgenes de tiempo para realizar las ventas han de ser suficientemente flexibles, de forma que no se fuerce a realizar la desinversión en condiciones económicas desfavorables. Un factor clave para atraer a los compradores es contar con un marco regulatorio estable y con un mercado con una cierta garantía de funcionar correctamente. Por las razones expuestas, este Libro Blanco no recomienda hacer uso de este procedimiento de forma impositiva, aunque las empresas pueden voluntariamente adoptarlo a la vista de la regla de limitación de participación en el mercado que aquí se ha propuesto.

Ventas virtuales de energía

Cuando se ha encontrado que la venta de activos era política o institucionalmente difícil de poner en práctica, a veces se ha optado por subastar el derecho a utilizar las centrales de generación, en vez de la propiedad de las instalaciones. Este instrumento regulatorio, conocido como ventas virtuales de energía -*energy release auctions* o *virtual power plant auctions* es el término correspondiente en inglés-, ha sido utilizado en un número reducido de países para limitar el poder de mercado de las empresas de producción dominantes -Alberta en Canadá, o los Países Bajos- o como condición para autorizar un proceso de fusión de tal suerte que los niveles competitivos del mercado no se vieran significativamente erosionados -el caso de Francia-. Este instrumento puede ser aplicado de modos distintos. La idea fundamental es que una empresa productora dominante es obligada a vender en una subasta pública y por un periodo limitado de tiempo -y suficientemente largo, como luego se discute, e. g. tres o cinco años- la gestión comercial de una parte de su producción. Lo anterior puede instrumentarse como una opción de compra de unos bloques determinados de producción de energía de la empresa vendedora a unos precios prefijados por un número de años limitado -este es el caso de los 6000 MW de potencia que, en subastas sucesivas ha puesto en venta EDF-, o bien la venta puede estar asociada a la producción de energía de instalaciones concretas, como en el caso del estado de Alberta en Canadá[171]. En ningún caso la empresa vendedora cede la propiedad de las instalaciones de producción, sino solamente la comercialización de la energía que producen, ya sea individualmente o como una cartera.

[171] En este sistema, como se ha mencionado previamente, El Gobierno de Alberta creó en 1999 la empresa "*Balancing Pool*" (www.balancingpool.ca), a la que se transfirió una parte de las instalaciones previamente reguladas. Entre sus funciones estaban la gestión de los activos -la generación hidráulica entre ellos- mientras que las condiciones del mercado no permitieran su venta en condiciones competitivas que garantizaran un precio justo -la generación hidráulica se mantuvo en manos de *Balancing Pool*, que la gestiona '*on behalf of consumers*'-. En agosto de 2000, a través del mecanismo de subasta -y con el formato de contratación conocido como *Power Purchase Agreements*- se vendieron derechos de producción de parte de las instalaciones reguladas en el marco anterior -más de 4000 MW-, mediante contratos que se extendían hasta veinte años -las rentas de estos contratos se destinaban a reducir la tarifa de los consumidores-. Posteriormente, a través del primer "*Market Achievement Plan*" -MAP-, entre los años 2001 y 2003 se vendieron 2800 MW más. En 2002, el MAP II puso a disposición contratos de tres años en bandas de base de 80 y 100 MW. Se vendieron 2000 MW a once diferentes compradores.

Este procedimiento es evidentemente menos drástico que el anterior, dado que las instalaciones físicas no cambian de propietario y porque es temporal y por tanto reversible, de forma que al término del horizonte del contrato de venta, si la situación de concentración es más favorable, la gestión de la energía contratada puede revertir a su propietario original. Bajo el punto de vista de la introducción de competencia tiene la ventaja de atraer a nuevos agentes al mercado, lo que puede ayudar también a desarrollar el mercado minorista, al menos lo suficiente para permitirle fortalecerse por un tiempo. También revela el precio de mercado de los activos de generación, lo que puede ser de utilidad en determinadas circunstancias.

Como con el procedimiento de desinversión, las subastas de ventas virtuales de energía deben espaciarse suficientemente en el tiempo y limitar el volumen de energía que se pone cada vez a la venta para no hundir los precios. Es también conveniente contar con un marco regulatorio estable y con un mercado que funcione correctamente. Las subastas virtuales de energía también pueden ser utilizadas voluntariamente por las empresas, con el objetivo de facilitarles el cumplimiento de la regla de limitación de la concentración que se ha propuesto en el apartado anterior. En menor grado que la desinversión, pero también tienen el efecto disuasorio sobre las empresas dominantes con respecto a emprender nuevas inversiones en el mercado local.

Las ventas virtuales de energía son un instrumento ya existente en la regulación del mercado eléctrico español, aunque todavía no ha sido utilizado[172]. Este Libro Blanco recomienda el uso de las ventas virtuales de energía como un mecanismo de carácter complementario a otros, tanto para ser usado por el regulador como por las empresas. No parece oportuno hacer frente al importante nivel de concentración en el mercado español y de forma obligatoria con este único instrumento, ya que las desventajas que acaban de indicarse -posible hundimiento de precios por dificultad de encontrar inversores para cantidades importantes de energía en un mercado que hasta ahora no ha suscitado una fuerte confianza exterior- lo desaconsejan. La misma regulación española actual limita al 20% de la producción de cada empresa la energía que puede ser subastada[173], lo que, de acuerdo a los resultados numéricos expuestos en el anejo de este capítulo, puede no ser suficiente para

[172] Véase la disposición adicional decimosexta de la LSE, que fue añadida por el párrafo nueve del artículo 20 de la Ley 36/2003 de medidas de reforma económica, de 11 de noviembre de 2003, y el apartado 6 del artículo vigésimo primero del reciente Real Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo. Cada emisión primaria de energía sería realizada por los productores de electricidad que tengan la condición de operadores dominantes -cuota de mercado superior al 10%-, el plazo de tiempo de la emisión no podrá ser superior a un año natural, y la potencia afectada en cada emisión no podrá ser superior, para cada operador dominante, al 20% de la potencia eléctrica instalada de la que sea directa o indirectamente titular. Debe indicarse que el plazo de duración máxima de un año es claramente insuficiente para el objetivo pretendido de mitigar el poder de mercado de los agentes, por los mismos motivos que se explican en el apartado siguiente sobre contratos virtuales: si el agente tiene poder de mercado, entonces puede subir el precio en el mercado de corto plazo, que es la referencia para establecer el precio de venta de la venta virtual de energía la próxima vez.

[173] Podría proponerse una modificación al alza de este porcentaje, pero no parece prudente hacerlo, por las razones indicadas.

mitigar el poder de mercado en el sistema español. La todavía escasa experiencia internacional con las ventas virtuales muestra que siempre que se han utilizado ha sido para poner en venta fracciones reducidas de la producción total de un sistema.

Contratos virtuales

Los contratos virtuales

Es bien conocido -desde las publicaciones pioneras del profesor David Newbery del Departamento de Economía Aplicada de la Universidad de Cambridge[174] sobre el mercado eléctrico en Inglaterra y Gales- el efecto mitigador del poder de mercado que tienen los contratos a plazo. Supóngase que una empresa E, con una cuota elevada q en la producción de electricidad en un mercado, contrata por un tiempo T una parte q_1 de su cuota de mercado. Esto tiene el efecto inmediato de reducir su incentivo a subir el precio del mercado. En efecto, si la empresa E trata de manipular el mercado retirando -u ofertando muy alto- una parte q_2 de su energía para que el precio suba, la energía q_1 no se verá afectada por la subida de precio, sino únicamente $q - q_1 - q_2$ -hubiese sido $q - q_2$ si q_1 no se hubiese contratado-. La empresa E tiene ahora que evaluar si el incremento de ingresos de la energía $q - q_1 - q_2$ compensa la pérdida de ingresos por retirar q_2. La contratación de q_1 hace menos probable que a la empresa E le compense manipular el mercado o, en todo caso, hace que a la empresa E solamente le compense retirar una cantidad q_2 menor y por tanto que el precio de mercado de la energía aumente en menor cuantía.

Sin embargo el argumento anterior tiene un punto débil, y es que se ha supuesto que el precio del contrato de venta de la cantidad q_1 no depende del precio de mercado de la energía. Cuando el contrato de q_1 termine, si la empresa E quiere contratar q_1 de nuevo, el precio de referencia del contrato será presumiblemente el precio esperado de la energía en el mercado durante el nuevo periodo, cuyo estimador más fiable será posiblemente el precio de la energía durante el anterior periodo T. Por tanto, la empresa E tiene un incentivo adicional para manipular al alza el precio del mercado, y es el poder contratar q_1 más tarde a un precio superior. Este nuevo argumento debe hacernos ver que los contratos voluntarios que la empresa E negocia libremente con otros agentes del mercado -al menos los contratos por un plazo T que no sea suficientemente largo- realmente no reducen su incentivo a ejercer su poder de dominio en el mercado.

Solamente hay una forma segura de mitigar con contratos el poder de mercado de la empresa E y ésta es *fijando externamente el precio del contrato de la cantidad* q_1, para que la empresa E no tenga incentivo alguno a manipular el precio del mercado para aumentar el precio del contrato[175]. Esta "fijación externa del precio" puede simplemente consistir en

[174] Pueden encontrarse en http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/index.html.

[175] Trabajos recientes han indicado también la posibilidad de que, en ciertos mercados con un nivel de concentración excesivo para un funcionamiento en competencia, las entidades consumidoras

una decisión directa del regulador o en establecer un procedimiento cuyo resultado no sea gestionable por los agentes del sistema, como por ejemplo hacerlo igual al promedio de los precios de un conjunto de mercados organizados internacionales.

Lo anterior es correcto. Si el regulador obligase a la empresa E a contratar una parte q_1 de su producción a un precio P prefijado por el regulador cuyo valor no dependiese directamente del precio real del mercado, la empresa E pierde buena parte de su incentivo a elevar el precio del mercado. Además, es importante indicar que, una vez firmado el contrato, es como cualquier otro contrato financiero entre agentes, por tanto *sin efecto distorsionador alguno del funcionamiento del mercado* -excepto, por supuesto, la reducción del incentivo a manipular el precio del mercado[176]-. Pero ahora la pregunta es ¿en la vida real, cómo puede el regulador fijar equitativamente el precio del contrato virtual? La respuesta es que, en condiciones normales, la fijación del precio y cantidad de un contrato por el regulador tiene obvias dificultades prácticas[177], que por el contrario desaparecen en circunstancias especiales.

Estas circunstancias especiales se han dado frecuentemente en la práctica regulatoria internacional en los periodos iniciales de puesta en funcionamiento de los mercados. Existe incluso un nombre especial para estos contratos: los *vesting contracts*, que fueron utilizados por vez primera en el Reino Unido en 1990 para que las centrales de carbón adquiriesen el combustible en las minas inglesas en vez de en el mercado internacional y, a su vez, para que las empresas distribuidoras comprasen la electricidad a estos generadores a un precio superior al del mercado. También en el Reino Unido se utilizaron los *vesting contracts* para proteger durante un tiempo a los grandes consumidores industriales y facilitarles un paso gradual a condiciones de competencia. Experiencias similares han tenido lugar por ejemplo en Nueva Gales del Sur y Victoria, en Australia[178]. La Comisión Reguladora de la Energía

---

puedan estar interesadas en contratar a plazo -aún a costa de pagar algo más que el precio esperado del mercado competitivo para así reducir el poder de mercado de los agentes productores. Ver F. Wolak, "*An empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behavior in a competitive electricity market*", *International economic Journal* 14(2), pp 1-40, 2000, también disponible en www.stanford.edu/~wolak.

[176] Se está suponiendo además, como es lo razonable, que el volumen de energía contratada en el contrato virtual es inferior al volumen de producción habitual de la empresa.

[177] Que el regulador fije el precio del contrato elimina la incertidumbre previa inherente a todo procedimiento de libre contratación. Si el precio del contrato fuese favorable para la empresa vendedora las demás empresas -dominantes o no- también querrían ser contratadas por el regulador. Y si el precio del contrato fuese desfavorable, la empresa vendedora a la que se le quiere adjudicar el contrato se resistiría a aceptarlo.

[178] F. Wolak, "*Market design and price behavior in restructured electricity markets: An international comparison*", *Competition policy in the Asia Pacific Region, EASE Volume 8, Takatoshi Ito and Anne Krueger ed. University of Chicago Press*, 1999. También disponible en www.stanford.edu/~wolak.

italiana ha propuesto recientemente un mecanismo de este tipo -junto a otros- para mitigar el notable poder de mercado de ENEL en el mercado eléctrico de Italia[179].

Pero los contratos virtuales también han sido propuestos exclusivamente por su valor intrínseco como instrumentos para mitigar el poder de mercado. Frank Wolak, profesor de la Universidad de Stanford y presidente del Comité Supervisor del Operador del Sistema en California propuso este esquema para el mercado de California[180]. El mismo esquema ha sido propuesto para el sistema chileno con la misma finalidad en una tesis doctoral realizada en el MIT bajo la supervisión de Paul Joskow[181]. Se citan finalmente aquí textualmente las afirmaciones de David Newbery acerca de la aplicación de esta forma de contratación a plazo como instrumento para mitigar el poder de mercado[182]: 'En general, el fomento de la contratación a plazo constituye una vía relevante para reducir el poder de mercado'. 'Esta solución tiene un obvio atractivo para los economistas. Respeta los incentivos de precio allí donde es importante, en el margen, mientras que los consumidores capturan las rentas de escasez, tal y como requiere la sostenibilidad política'. 'Esta solución resultaría atractiva como una vía para limitar el poder de mercado en el medio plazo al tiempo que proporciona incentivos adicionales a los operadores dominantes para desinvertir para de esta manera escapar del límite de precio cuanto antes'. 'Los generadores con un poder de mercado significativo (...) deberían ser requeridos a ofrecer contratos de la suficiente variedad y flexibilidad a precios vinculados con el coste marginal de largo plazo, hasta que los márgenes de reserva mejoren, o los generadores desinviertan hasta el punto que no gocen de un poder de mercado significativo. Esta condición provee incentivos para hacer el mercado más competitivo y por tanto trata uno de los potenciales problemas subyacentes'.

Definamos pues un contrato virtual como un contrato financiero por diferencias entre un agente generador -que supondremos con una cartera de plantas de generación y poder de mercado- y un agente comprador, que de momento no se especifica y podría ser cualquiera. El contrato se establece por un perfil de energía $E(t)$ y un periodo de tiempo T especificados, así como por un precio P en €/MWh. El regulador fija el valor de estas tres magnitudes, ya sea directamente o bien el procedimiento para su determinación. Como el contrato es financiero, la energía involucrada en el contrato no está asociada a ninguna

---

[179] Ver "*Mandatory electricity contracts as competitive device*", A. Creti, F. Manca, *Conference on the Economics of Electricity Markets*, Toulouse, 2-3 junio de 2005.

[180] *Proposed market monitoring and mitigation plan for the California electricity market,* F. Wolak, California ISO Market Surveillance Committee, February 2001, disponible en http://www.stanford.edu/~wolak/.

[181] "*A Comparative Analysis of Market Power Mitigation Measures. The Case of Chile´s Electricity Industry*", S. Arellano, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, documento de trabajo, 2003.

[182] "*Mitigating market power in electricity networks*", D. Newbery, *Department of Applied Economics*, University of Cambridge, 2002. Disponible en http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/index.html.

planta de generación en particular, ni restringe en modo alguno lo que el agente generador pueda realizar físicamente con sus plantas, ni ha de modificar su estrategia de oferta en los mercados de corto plazo -excepto que ahora carecería de poder de mercado y sus ofertas de energía al operador del mercado serían más competitivas-. Con respecto a los mercados de medio y largo plazo -recuérdese que, típicamente, en mercados a plazo que funcionan correctamente, el volumen de las transacciones financieras es varias veces mayor que el volumen total de la energía física suministrada-, la única diferencia que supone para un generador el estar sujeto inicialmente a un contrato virtual es que comienza su participación con una posición parcial ya tomada por una parte de su energía -el volumen de energía precontratada por el regulador-, la cual podría luego vender o comprar repetidas veces, con efectos exclusivamente financieros, pero no físicos. Cuando al generador se le liquiden sus ingresos y gastos por las operaciones de compra y venta en los mercados de corto plazo y en el mercado a plazo, se liquidará el contrato virtual como uno más.

En el mercado español la vía de los contratos virtuales abre una posibilidad distinta en relación con el tratamiento futuro de los CTC, como se comentará en el capítulo 6. Si el futuro del tratamiento de la generación incluida en el Real Decreto 1538/1987 se enfocase de esta forma, habría una importante fracción de las carteras de generación de las empresas dominantes -y de otras también- que podría estar sujeta a contratos virtuales y que por lo tanto no ejercería función de potencia inframarginal que incentivase el ejercicio de poder de mercado -haría el papel de q_1 en el ejemplo de la empresa E que se acaba de explicar-. Esto facilitaría a las empresas dominantes el cumplir con la regla que limita el nivel de concentración y les evitaría tener que recurrir a las medidas de venta de activos o de ventas virtuales de energía, cuyos inconvenientes para las empresas ya se han indicado.

Se desconoce la existencia de experiencias similares en la aplicación de contratos regulados para el propósito específico de tratar con activos de generación sujetos a recuperación de costes de transición a la competencia[183]. También es cierto que en ningún otro país se ha

---

[183] El fondo de estabilización de la tarifa -*Electricity Tariff Equalisation Fund*- de Nueva Gales del Sur, es quizá una buena aproximación. Consistía en un mecanismo equivalente a un contrato por diferencias entre los generadores públicos y los proveedores de la tarifa por defecto. Los distribuidores aportaban dinero al fondo de compensación si el precio de la tarifa era superior al precio del mercado. El fondo de compensación cubría las pérdidas de los distribuidores si el precio de mercado era superior al regulado y, si el volumen del fondo resultaba insuficiente, los generadores propiedad del estado debían aportar el dinero faltante.

El mecanismo aprobado en el caso portugués, hasta donde se puede deducir del Decreto-Lei nº 12/2005 de 7 de enero de 2005, plantea el cálculo del montante bruto para cada instalación como la diferencia entre el valor del CAE -*Contrato de aquisição de energia*- y las rentas esperadas en régimen de mercado, deducidos los costes variables de explotación. En los primeros diez años de vigencia del mecanismo -periodo I-, se realizarán ajustes anuales de los CMEC, tomando como base la producción resultante del modelo Valorágua -el mismo modelo de explotación del parque generador a partir del cual Rede Eléctrica Nacional y EDP han gestionado y siguen gestionando el parque mientras no puedan implantar el mecanismo, i. e. mientras no tengan un precio del mercado ibérico- y unos precios de referencia definidos para cinco bloques de cada mes -sesenta precios que resultan en un valor medio anual de 36 €/MWh, caprichos del destino-. En este periodo, se realizará

encontrado un proceso de transición a la competencia que en principio pudiera desembocar en una situación tan asimétrica, por lo favorable a las empresas y desfavorable para los intereses de los consumidores o en donde los aspectos de cierre de los valores residuales de instalaciones de tanto peso en la producción total del país, de tanta duración previsible, con tanto margen económico y en su totalidad de propiedad privada, hayan recibido un tratamiento tan somero.

¿Qué formato podría tener un contrato virtual? Dado que su objetivo principal es mitigar el poder de mercado de los agentes dominantes, en principio debiera tratarse de un contrato financiero, con un perfil temporal prefijado de energía contratada que no estuviese asociado a la producción de instalaciones concretas de la empresa productora sino a su cartera

---

una simulación *ex ante* de la explotación anual esperada de las instalaciones con el modelo Valorágua que servirá de apoyo para el diseño de las tarifas. Una vez vencido el ejercicio, se recalcularán las cantidades que a la vista de los precios realmente resultantes del mercado y en función de los costes variables heredados de los antiguos CAE debería haber producido cada instalación. De esta manera se calculan los desvíos tanto en los ingresos reales de cada instalación como los resultantes en la tarifa, que siguiendo con la buena línea portuguesa seguirá siendo aditiva y suficiente.

Durante este primer periodo, en principio, el mecanismo puede actuar como una especie de contrato por diferencias, con la peculiaridad de que la cantidad vinculada al mismo se calcula a partir de un modelo. No es el objeto de este Libro Blanco discutir el mecanismo portugués, si bien en principio, parece poderse colegir de la información a la que el equipo encargado del mismo ha podido tener acceso, que puede constituirse en un mecanismo útil para mitigar el potencial poder de mercado de EDP en Portugal si la interconexión de la red de transporte entre ambos países se congestionase y que por tanto no debería apenas interferir en la formación del precio conjunto del futuro mercado ibérico. Sí parece cuestionable que los ajustes anuales que se realizan *ex post* dependan de los cálculos de un modelo que está en poder no sólo de REN sino también de EDP y que no tenemos noticia que cualquier agente ajeno distinto de los actuales propietarios puede replicar. Sería conveniente estudiar si esta circunstancia no otorga a esta última la posibilidad de gestionar sus instalaciones arbitrando entre los resultados del modelo, que conoce *ex ante,* y los precios del mercado, y en esa línea, no sería mala idea que fuese la *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos* -ERSE- la que se encargara de realizar las simulaciones y cálculos.

Pasados los diez años -periodo II- los CMEC pendientes serán objeto de un ajuste final sin efectos retroactivos, definiéndose un pago fijo con cargo a tarifa independiente del precio del mercado, y quedando por tanto completamente libres todas las instalaciones. Para entonces es de esperar que las congestiones de red se hayan minimizado suficientemente, por lo que será necesario tomar en consideración el impacto que sobre la posición competitiva de EDP-HC tendrá el fin de este periodo I, al igual que se plantea en este Libro Blanco para el caso español, en el que un potencial fin o redefinición del mecanismo de CTC podría hacer aflorar una situación de poder de mercado latente pero mitigada de una u otra -imperfecta- manera hasta la fecha.

El caso de Alberta, Canadá, sin tener estrictamente el formato de un contrato, es en menor medida equiparable. Los activos que no fueron objeto de venta en los *Power Purchase Agreements* ni en ninguno de los dos *Market Achievement Plans*, por no tener garantizada la obtención de un precio justo, no percibían directamente el precio del mercado. Se ofertaban en el mercado al coste marginal y se transfería la renta a los consumidores.

completa de generación, con un precio de esta energía también prefijado por el regulador y cuyo beneficio o pérdida -para la parte compradora contratante- recaiga sobre la totalidad del colectivo de los consumidores.

- Es por tanto necesario prefijar el perfil temporal de la energía contratada -como en un contrato financiero por diferencias-, pues si solamente se estableciese la energía anual total contratada, la empresa productora -sobre todo si tuviese una elevada proporción de energía hidroeléctrica modulable- podría gestionar su producción de forma que recuperase la mayor parte de su poder de mercado inicial en las horas de demandas elevadas y precios más altos, donde le es más ventajoso hacerlo.

- El valor del precio prefijado del contrato depende de la finalidad que se atribuya al mismo. Si en el caso español estos contratos pueden tener la finalidad, además de mitigar el poder de mercado, de permitir un tratamiento a futuro equilibrado de la generación que ha recibido CTC, entonces será el análisis del tratamiento de los CTC -ver para ello el capítulo 6- el que permitiría establecer el precio más adecuado.

- Debe también especificarse la contraparte del contrato. Tanto en el caso de que los contratos virtuales tengan el fin exclusivo de mitigar el poder de mercado -lo que beneficia al conjunto de los consumidores-, como si además tratan de capturar el beneficio de una contratación de energía a precio inferior al del mercado, como se acaba de indicar en el punto anterior, el beneficio debe repercutir en la totalidad de los consumidores. Una forma eficaz de conseguirlo es repercutir la diferencia entre el precio estimado del mercado y el precio del contrato, por toda la energía contratada, como una reducción en las tarifas de acceso que todos los consumidores tienen ineludiblemente que pagar. Así se garantiza que el ahorro o el extracoste que el contrato suponga repercutirá sobre todos los consumidores.

Debe hacerse notar que una ventaja importante de los contratos virtuales es su reversibilidad sin limitaciones de volumen o de tiempo. En efecto, si las condiciones de concentración en el mercado cambiasen significativamente -por ejemplo a causa de una venta de activos o por el mero incremento de la demanda- podría ajustarse fácilmente el volumen de energía sujeta a contratos virtuales para una o más empresas de generación, sin más que modificar cuando corresponda la correspondiente afectación sobre la tarifa de acceso de todos los consumidores. Lo mismo sería aplicable cuando se revise el porcentaje asociado al índice de concentración permisible.

Los contratos voluntarios de largo plazo

Se ha comentado anteriormente que el efecto mitigador del poder de mercado de los contratos a plazo disminuye hasta perder su eficacia cuando los contratos son de corta duración, como por ejemplo un año. Por el contrario, el efecto mitigador aumenta con la duración del contrato. Así, por ejemplo, si una empresa de producción contrata por diez años con un consumidor un perfil determinado de energía a un precio fijo que no dependa del precio de la energía en el mercado, es razonable suponer que cualquier posible manipulación del precio del mercado que la empresa productora pueda realizar en el momento presente, no tendrá influencia alguna en el precio de renovación del contrato dentro de diez años.

Por tanto, bajo estrictas condiciones de cautela y transparencia por determinar[184], si una empresa productora dominante decide poner a la venta contratos firmes de suministro de energía de una duración suficiente, estos pueden cualificar de igual forma que las ventas virtuales o los contratos virtuales con respecto a cumplir con el porcentaje máximo de potencia del que la empresa puede disponer libremente en el mercado.

Otras medidas

Hay otras medidas que pueden adoptarse, adicionalmente, para mitigar el poder de mercado. Algunas de ellas simplemente hacen uso de los mecanismos naturales del mercado -como promover la respuesta de la demanda o aumentar la capacidad comercial de las interconexiones-; otras medidas consisten en eliminar barreras de entrada para potenciales inversores o agentes externos; otras, finalmente intervienen de algún modo en el funcionamiento del mercado para poder conseguir su objetivo. Aunque cada una de estas medidas no tenga la capacidad de resolver el problema de la existencia de poder de mercado completamente por sí misma, sí pueden contribuir a reducir la intensidad en la aplicación de otros instrumentos regulatorios más potentes, como los que se acaban de describir en las secciones anteriores. Eventualmente algunas de estas medidas, como la respuesta de la demanda o la capacidad de la interconexión con Francia, podrían tener una influencia significativa en la mitigación del poder de mercado en el futuro.

A continuación se relacionan brevemente algunas medidas recomendables para facilitar un mejor funcionamiento del mercado español. Algunas de ellas están han sido ya adoptadas -o están en vías de hacerlo- mientras se está escribiendo este Libro Blanco. La mayor parte de ellas son citadas con mayor amplitud en otros capítulos de este Libro.

El aumento de la capacidad de respuesta de la demanda

Es obvio que si la demanda se reduce cuando el precio sube, el poder de mercado se reduce. Hay diversos métodos para conseguir que la demanda pueda responder al precio del mercado, pero en todo caso se necesita que el consumidor reciba información actualizada sobre el precio y que exista un incentivo económico para que el consumidor reduzca el consumo de electricidad cuando el precio del mercado es elevado.

No debe menospreciarse la capacidad de respuesta de la demanda si se le da la opción. El apartado 8.3 trata este tema en detalle.

El aumento de la capacidad comercial disponible de las interconexiones

El procedimiento de gestión de la interconexión con Francia se trata en los apartados 2.1.7 y 9.5. Aquí solamente se quiere hacer notar que si la capacidad comercial de esta interconexión fuese apreciablemente mayor, se dispondría del equivalente a un nuevo agente competitivo en el mercado español, aumentando por tanto el tamaño del mercado

[184] Se haría necesario recibir las suficientes garantías de que el contrato no va acompañado de compromisos paralelos que pudieran buscar ocultar condiciones no competitivas. Parece muy difícil establecer condiciones de transparencia que satisfagan al regulador si se trata de contratos privados bilaterales.

relevante y reduciendo la necesidad de aplicar medidas de mitigación de poder de mercado.

Debe hacerse notar que la justificación del aumento de la capacidad de las interconexiones debiera ser, en primer lugar, de carácter técnico -aumento de la seguridad en el sistema ibérico- y económico -aumento del volumen de transacciones económicas a través de la frontera franco-española-. Si la justificación principal para incrementar la capacidad de la interconexión fuese la reducción del poder de mercado, sería una forma muy costosa de conseguirlo (construir nuevas líneas -con muchas dificultades de orden medioambiental y político- en vez de resolver el problema de mitigación del poder de mercado en el mercado español con instrumentos meramente regulatorios). Los estudios de justificación de la interconexión deben por tanto apoyarse fundamentalmente en los dos primeros aspectos.

La eliminación de barreras de entrada

Se trata de evitar que determinados aspectos de la normativa española puedan alejar a potenciales inversores -e. g. la inestabilidad regulatoria o el nivel de concentración- o hacer difícil que agentes externos participen en el mercado eléctrico español -e. g. el retraso en cerrar las liquidaciones, las condiciones complejas de las ofertas al mercado diario, o las complejidades y el precio del mercado de reservas-.

Mantener un margen suficiente de cobertura de la demanda

Cuando el margen entre la capacidad disponible de generación y la demanda es muy estrecho, hasta los agentes generadores de pequeño tamaño tienen poder de mercado. Por tanto, cuanto mayor sea el margen mínimo de cobertura que se puede garantizar permanentemente, más puede relajarse el límite a la concentración efectiva en el mercado.

Facilitar un nivel adecuado de información

Proporcionar a los agentes del mercado la información que necesitan para desarrollar su función con normalidad -y muy en particular a los pequeños participantes, a los que es más difícil acceder a un porcentaje significativo de la información relevante- es otra forma de reducir las barreras de entrada al mercado mayorista.

La asignación de la capacidad de importación en la interconexión con Francia a los agentes no dominantes

Esta regla de prioridad, que ya ha sido adoptada en la normativa española, busca facilitar energía a un precio competitivo a los agentes medianos y pequeños, para que puedan competir con las grandes empresas en el suministro a los consumidores finales.

Revisar las condiciones de competencia real de los mercados de más corto plazo que el mercado diario

Se trata de revisar la normativa y el funcionamiento real de los mercados de restricciones, reservas y desvíos, con el objetivo de reformar aquellos aspectos que dificulten la participación de los agentes externos o que faciliten el ejercicio de poder de mercado.

Otros instrumentos regulatorios

Existen también otros instrumentos regulatorios para mitigar el poder de mercado de corte claramente más intervencionista -como los topes a las ofertas de generación -*price caps*- o la gestión centralizada de los recursos hidráulicos- que este Libro Blanco no recomienda utilizar en el mercado eléctrico español actual. La primera opción de este Libro Blanco es tratar de que las empresas de producción gestionen sus recursos con completa libertad, sujetas a los incentivos de las señales económicas de mercado. Pero es prioritario asegurarse de que las empresas no puedan distorsionar significativamente los precios, abusando de su posición de dominio en el mercado.

Los *price caps* a las ofertas de generación de plantas específicas -o de todas ellas- es una medida muy intervencionista, que puede crear distorsiones en el funcionamiento del mercado. Además, requiere disponer de información confidencial que solamente puede ser estimada.

Otro asunto son los *price caps* instrumentales, que existen en prácticamente todos los mercados eléctricos, que limitan el valor que puede alcanzar el precio en casos de escasez de oferta y de falta de respuesta de corto plazo por parte de la demanda. Un valor típico es del orden de 1500 €/MWh. Algo así debiera utilizarse en el mercado español -una vez adoptadas las medidas que se recomiendan en este capítulo para mitigar el poder de mercado-, en vez del actual valor de 180 €/MWh que es claramente inadecuado. A este respecto es importante tener en cuenta el efecto limitador de precios elevados del mercado que incluye la reforma del mecanismo de garantía de potencia que se recomienda más adelante, en el apartado 4.3.

Otra medida regulatoria intervencionista, probablemente muy efectiva pero que impediría que una parte importante de la generación pudiera realmente participar en el mercado, sería dejar al Operador del Sistema que despachase centralizadamente toda la generación hidráulica regulable. Esta generación sería ofertada por el Operador del Sistema al precio de sustitución del agua, que este operador tendría que estimar, sin modificar por otro lado el mecanismo de formación de precios en el mercado diario ni el formato de remuneración de la energía en el mercado, incluyendo la hidráulica[185].

3.4 A modo de resumen

Este capítulo es absolutamente central en este Libro Blanco. Si no se consigue -ya sea por medio de cambios estructurales o de instrumentos regulatorios apropiados- que el mercado eléctrico funcione con unas condiciones suficientes de competencia, casi todas las demás recomendaciones que aquí se proponen estarán de más. Para empezar, el eliminar el actual sistema de recuperación de los CTC por diferencias supondría prescindir del único

[185] Esta medida tendría muchos aspectos de detalle por determinar. Por ejemplo las empresas propietarias de las centrales hidráulicas podrían proporcionar el valor de sustitución del agua a medio o largo plazo que ellas mismas estimarían, dejando al operador del sistema solamente la gestión de corto o medio plazo de esta generación.

mecanismo efectivo de mitigación del poder de mercado de las empresas incumbentes del que actualmente se dispone, así que habría que continuar conviviendo con este mecanismo y con su efecto de distorsión del mercado. La tarifa ya no podría ser aditiva, pues no habría la suficiente confianza en el precio del mercado como para trasladarlo sin más a la tarifa integral. Por consiguiente esta tarifa, al estar desacoplada del precio del mercado, seguiría compitiendo con éste, como ocurre actualmente, de forma que sólo aquellos grupos de consumidores que se ven perjudicados en la tarifa tendrían interés en pasarse al mercado y elegir suministrador. Finalmente, las mejoras y adiciones a la normativa del MIBEL serían puramente de índole cosmética, pues no habría detrás un verdadero mercado.

El elemento central de la propuesta es la regla que limita el nivel de concentración. Las empresas dominantes disponen de procedimientos alternativos para cumplir con ella: desinversiones, ventas virtuales de energía y contratos virtuales y de largo plazo. Por tratarse de una medida más respetuosa con la propiedad de los activos de las empresas, se recomienda al regulador hacer uso preferentemente de los contratos virtuales, y hacer uso en todo caso de las ventas virtuales de energía, pero solamente de forma limitada, y en la medida que los otros mecanismos no hayan sido suficientes. Los contratos virtuales pueden ser un instrumento adecuado para dar la solución de base al problema de la mitigación del poder de mercado y, además, como se explicará en el próximo capítulo, partiendo de la actual situación en el sistema español de la generación que ha tenido derecho a percibir los CTC, pueden utilizarse como un elemento de equilibrio entre las empresas y los consumidores en la definición del tratamiento a utilizar con los CTC.

Anejo Cap. 3 Simulación cuantitativa del funcionamiento del MIBEL

A.3.1 Introducción

En el cuerpo de este capítulo se enunciaba la metodología por la que este Libro Blanco considera que se debe optar para cuantificar el nivel de poder de mercado en mercados eléctricos: simular, haciendo uso de un modelo oligopolista, el funcionamiento del mercado, tratando de reproducir de manera tan fidedigna como sea razonablemente posible el potencial comportamiento estratégico de los distintos agentes, de manera que se puedan comparar para un intervalo de tiempo especificado -típicamente un año- los precios horarios que resultarían si los agentes tratasen de maximizar su beneficio -ejerciendo al máximo el poder de mercado del que dispongan- con los precios que resultarían si ofertasen de forma perfectamente competitiva, i. e. revelando sus costes variables de operación[186].

El objetivo final del estudio consiste en estimar cómo se comportaría el sistema si no existiera ningún tipo de mecanismo que limitase el ejercicio del poder de mercado, con el fin de evaluar si existe una posición dominante relativamente modesta -que el regulador decida controlar simplemente mediante supervisión-, o si existe una posición de dominio más grave que requiere algún tipo de medida estructural que la reduzca antes de que el regulador considere que le basta con medidas de supervisión. En este contexto, se ha optado por utilizar un modelo para representar el futuro mercado en lugar de realizar contrastes o análisis a partir de los datos históricos. Esto se debe a que se está intentando simular un mercado diferente del actual mercado español, esto es, cómo se comportaría el sistema español si se eliminasen los incentivos implícitos sobre los precios que existen actualmente como parte del mecanismo de recuperación de CTC por diferencias y como parte de la asignación del déficit tarifario. Es posible que en el pasado el poder de mercado solamente se haya ejercido de forma modesta, o que los incentivos económicos implícitos en el mecanismo de recuperación de los CTC hayan mitigado realmente el poder de mercado dando como resultado unos precios moderados en general. Pero eso no implica necesariamente que el sistema estructuralmente sea competitivo. Si se quiere eliminar la interferencia del mecanismo de recuperación de los CTC y trasladar el precio de la energía a la tarifa integral por defecto, es necesario analizar hasta qué punto el poder de mercado es un problema o no.

La simulación del mercado -tal como sería su comportamiento previsible, una vez eliminado el procedimiento de recuperación de CTC por diferencias- permite determinar si los niveles existentes -o previstos para un futuro inmediato- de concentración empresarial en

[186] Este tipo de modelos, como el utilizado y descrito en este anejo, permiten representar con un gran nivel de detalle el mercado y el comportamiento de los agentes, lo que les convierte en herramientas de gran valor para el estudio del futuro potencial poder de mercado de los agentes del sistema. Sin embargo, conviene resaltar que a pesar de ello, estas herramientas no pueden evitar algunas simplificaciones que en todo caso tienden a subestimar ese potencial. Así, la herramienta que se utiliza en este anejo no contempla la posibilidad de gestionar el producible hidráulico entre periodos, no refleja todos los potenciales modos de gestión de los grupos de bombeo o considera a la producción proveniente del régimen especial tomando sus valores medios.

el mercado son admisibles o no, y también, realizando simulaciones bajo condiciones ficticias -e. g. diferentes condiciones de hidraulicidad o precios de la tonelada de CO2-, cuáles son los umbrales de concentración que no deben superarse para que el regulador pueda confiar en que los agentes no podrán beneficiarse significativamente de manipulaciones del precio de mercado de la energía con facilidad.

En cualquier caso, no se pretende en las simulaciones encontrar casos en los que el poder de mercado se elimine por completo, lo que en términos estrictos es imposible de conseguir, sino dar con un nivel de concentración tal que los agentes tengan que apartarse muy significativamente de su comportamiento competitivo para obtener beneficio de alterar el precio del mercado, facilitando así las labores de supervisión de las autoridades de competencia encargadas del seguimiento del mercado eléctrico.

Por tanto, los análisis realizados a lo largo de los ocho meses que han transcurrido desde el comienzo de este trabajo han cubierto las siguientes etapas:

- En primer lugar, a partir de los datos proporcionados por Red Eléctrica de España (REE), se han configurado los diferentes escenarios futuros del parque de generación, lo que ha permitido simular la evolución futura del mercado bajo diferentes condiciones de las variables "fundamentales" que afectan al proceso de formación de precios en el mercado de generación.

- El siguiente objetivo ha sido analizar si bajo estas diferentes condiciones futuras del mercado, tanto para el corto plazo -el próximo año 2006- como para el medio plazo -2008 ó 2010- se dan las condiciones que permitan garantizar que la capacidad que los agentes tendrán de modificar en beneficio propio el precio del mercado, respecto al nivel que tendrían en competencia, es lo suficientemente pequeña como para no plantearse la necesidad de que el regulador intervenga exigiendo que se aplique alguna de las medidas regulatorias descritas previamente en este capítulo.

- Una vez que se ha comprobado que éste no es el caso, y que la estructura del mercado tanto a corto como a medio plazo está aún lejos de garantizar que no haya un riesgo plausible de que un agente pueda abusar de su posición de dominio, se ha procedido a evaluar cuáles deberían ser las cantidades en las que se debería limitar lo que se ha definido como "concentración efectiva". Esto último permitirá enunciar una regla de mitigación del poder de mercado.

Finalmente procede recalcar dos aspectos relevantes: este anejo pretende ilustrar cuál es la metodología que este Libro Blanco propone tomar en consideración para el diseño de la mencionada regla de mitigación del poder de mercado, pero como ha quedado explícitamente expuesto previamente, debería ser la CNE la que abordara en profundidad este análisis, revisando desde su propio prisma los escenarios previstos, y haciendo uso del modelo que considerase más adecuado, si fuera el caso. La metodología empleada aquí es simplemente un ejemplo del tipo de análisis que puede adoptarse para esta tarea.

En la misma línea, cabe recordar que los porcentajes que finalmente se adopten deben ser revisados periódicamente, y siempre que existan cambios sustanciales en las condiciones de partida empleadas en su determinación, como por ejemplo el aumento de la capacidad de

interconexión con Francia o potenciales operaciones de fusión entre empresas que pudieran plantearse.

A.3.2 Modelado del sistema eléctrico ibérico

La herramienta se apoya en una detallada representación tanto de la demanda como del parque de generación. Todos los escenarios que se han estudiado se han configurado a partir de los datos proporcionados en su mayoría por Red Eléctrica de España, con el apoyo adicional de la CNE.

El horizonte temporal -un año en cada uno de los análisis realizados en este estudio- se dividen en periodos -meses en este caso-, distinguiendo en cada uno de ellos bloques temporales -horas-.

Para cada uno de estos periodos, la demanda se considera como un bien homogéneo, caracterizado por una curva monótona de carga horaria, obtenida a partir de la demanda cronológica estimada por REE para cada uno de los periodos futuros estudiados, tal y como ilustra la figura.

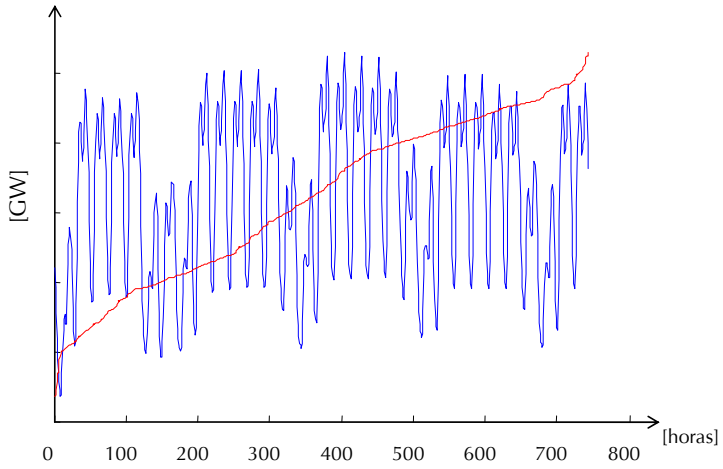

Figura 3. Monótona de demanda horaria para un mes.

Por el lado de la generación, las instalaciones del sistema están caracterizadas por los siguientes parámetros:

- Generadores térmicos:
  - Potencia máxima [MW].
  - Tasa de disponibilidad media [p.u.].
  - Coste variable de operación [€/MWh].
  - Tasa de emisión de dióxido de carbono [t/MWh].
- Generación hidráulica: Caracterizada a partir de las actuales unidades de generación hidráulica del sistema español (UGH) -el sistema hidráulico portugués se ha modelado como una única UGH-. A partir de las producciones horarias históricas de las UGH en los últimos años, se han construido tres escenarios hidráulicos -seco, medio y húmedo-.

Para cada uno de ellos, se han calculado para cada periodo y UGH los siguiente parámetros con los que se ha alimentado el modelo:

- Potencia máxima [MW].
- Potencia mínima -potencia fluyente- [MW].
- Energía disponible [MWh].

En primer lugar, la energía disponible para cada UGH en cada periodo -mes- se corresponde con la que efectivamente produjo cada UGH en el escenario histórico utilizado. El modelo simula la gestión de la producción hidráulica intraperiodo, pero no se plantea gestión del producible interperiodo. Así, a partir de valores históricos, se determina la producción de cada UGH en cada periodo y tan sólo se contempla la posibilidad de gestionar su producción dentro de ese periodo[187].

Otro aspecto que corresponde precisar es la forma en que se determina cuáles son los valores de estas capacidades máximas y mínimas. De nuevo, se partió de las producciones horarias de cada escenario y para cada semana de los tres años seleccionados se tomaron los valores de potencia máxima y mínima registrados, tal y como se ilustra en la figura en el caso de una semana particular para una de las UGH y del sistema en su conjunto.

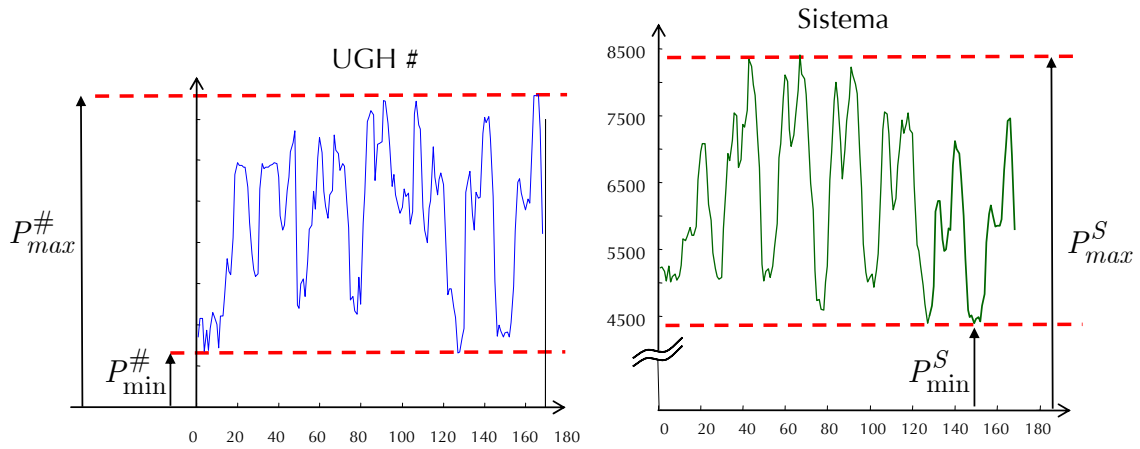

Figura 4. Cálculo de los valores de las capacidades máxima y mínima de una UGH.

Adicionalmente, dado que la capacidad de modulación de las instalaciones hidráulicas es una variable relevante a la hora de ponderar el potencial poder de mercado de los agentes, es interesante incorporar criterios de simultaneidad a este análisis: si bien los valores calculados responden a la máxima y mínima capacidad a la que cada UGH demostró en el pasado haber podido producir en una hora en cada semana, se puede

[187] Esta hipótesis implícitamente minusvalora la potencial capacidad que un agente pudiera tener de desplazar su producción de unos meses a otros con el fin de incrementar los precios en un periodo. Así, el modelo no refleja esta potencial práctica de poder de mercado. Asimismo, el modelo tampoco contempla potenciales estrategias ineficientes desde el punto de vista económico que pudieran consistir en desplazar producción hidráulica de la punta al valle.

comprobar que, en la realidad, no se dan casos en los que en un mismo bloque temporal -una hora- todas las UGH estuvieran produciendo a su máxima potencia. Basta comprobar los valores de las producciones horarias agregadas para el conjunto del sistema hidráulico español para constatar este hecho. En la siguiente figura se comparan, para cada una de las semanas de uno de los años tomados como referencia del estudio, los valores resultantes de la suma de las capacidades máximas de todas las UGH y la correspondiente al conjunto del sistema. Se puede observar que hay una relación muy estable entre uno y otro valor. Esto lleva a minorar los valores que se asignan a cada UGH en el modelo en esta proporción, definida como "factor de simultaneidad".

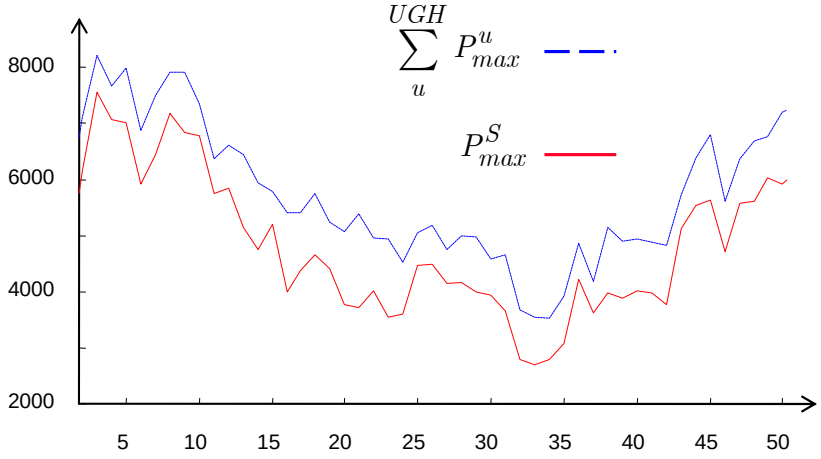

Figura 5. Diferencia entre la suma de las capacidades máximas de las UGH y la del sistema.

Análogamente, se ha aplicado un ajuste análogo para la determinación de las capacidades mínimas con las que se alimenta el modelo, resultando en valores mayores de los resultantes del cálculo de los valores históricos. Estos dos ajustes de las capacidades que se adoptan para modelar las UGH, en ambos casos tienden a minusvalorar la potencial capacidad de los agentes para ejercer su poder de mercado: para la misma energía disponible la producción fluyente es mayor y la capacidad de producir en punta menor, lo que disminuye la potencia inframarginal en estos últimos bloques, los más sensibles desde el punto de vista del análisis de posición dominante.

- Generación en régimen especial. Tal y como se apunta en la discusión previa a este anejo, la producción derivada del régimen especial que cada agente gestione y oferte en el mercado también constituye capacidad inframarginal.

  Se han tomado los valores de producción de régimen especial medios estimados para los años futuros en estudio, definiendo para la proporción que acude al mercado perfiles de producción medios en base, que el modelo despacha bajo el supuesto de que se ofertan a precio cero[188].

[188] De nuevo, el tomar valores medios de la producción del régimen especial que acude a mercado minusvalora la capacidad de valoración del potencial efectivo de abuso de poder de mercado. En el caso particular de la producción eólica, los agentes, mediante técnicas de predicción pueden estimar -con mayor o menor fidelidad- su producción para el día siguiente, lo que permite a los agentes en el

- EDP: Como consecuencia de la existencia de los CMEC, el generador portugués EDP está en buena medida condicionado en su comportamiento en el mercado. En esta simulación se supondrá que la empresa oferta siempre de forma totalmente competitiva. Es posible que en la práctica los CMEC dejen alguna oportunidad de conseguir un beneficio adicional apartándose de esta estrategia competitiva, pero aquí se ha optado por realizar un análisis conservador e ignorar esta posibilidad de manipulación de los precios.

- Se considera a efectos de modelado que el precio máximo de la energía horaria es 120 €/MWh. Esto se justifica dentro de las medidas propuestas en el contexto del mecanismo de garantía de potencia -ver capítulo 4-, que de alguna forma establecen un tope de precios para la energía producida con la potencia firme de los grupos que cobra dicha garantía de potencia. No obstante, la medida no implica que absolutamente todos los grupos del mercado estén sometidos a este precio máximo, por lo que el hecho de suponer en este modelo que el precio de la energía está limitado a 120 €/MWh es, de nuevo, una hipótesis conservadora que tiende a subestimar el poder de mercado real que existe en el mercado.

A.3.3 El modelo

A continuación se presentan brevemente los fundamentos teóricos del modelo de cálculo del equilibrio que se ha empleado para simular el mercado.

El modelado de la competencia oligopolista es un área que ha recibido una considerable atención desde hace años. En general, no se puede decir que los modelos actuales sean capaces de predecir de forma concreta el precio del mercado. Sin embargo, sí es posible desarrollar modelos que aporten información de tipo relativo -es decir, que puedan comparar dos escenarios y determinar, por ejemplo, cuál de ellos es más propicio para que aparezcan precios elevados- y utilizarlos para que ilustren sobre el grado de poder de mercado potencial del que disfrutan los diferentes actores. El modelo desarrollado aspira a realizar esta tarea de estimación del poder de mercado, no a realizar predicciones. En este sentido, se ha pretendido realizar un modelo "conservador", que no explote de forma completa todas las posibilidades que se ofrecen a los agentes sino que subestime su capacidad de influir en el mercado, y que por ello mismo es adecuado desde el punto de vista de la justificación e implantación de medidas regulatorias.

A grandes rasgos, se puede describir el modelo empleado[189] como una combinación de técnicas propias de la microeconomía -teoría de juegos, equilibrios de mercado- con técnicas propias del modelado de los sistemas eléctricos -modelos de costes de producción-, de modo que permita representar con suficiente detalle las peculiaridades de los sistemas

---

corto plazo conocer con antelación al momento de construir sus ofertas la capacidad inframarginal vinculada a esta tecnología.

[189] Se trata de una evolución del modelo MARAPE -Modelo de Análisis de Riesgos Asociados a la Producción Eléctrica-, desarrollado en el seno del Instituto de Investigación Tecnológica.

eléctricos para que las simplificaciones que siempre es preciso realizar al modelar la realidad no sean tan drásticas como para que impidan obtener resultados sensatos sobre el comportamiento del mercado.

Algoritmo básico: equilibrio de Cournot

Como punto de partida del razonamiento, es útil considerar un caso muy sencillo en el que únicamente existe una hora en todo el horizonte de optimización y para la que se plantea un equilibrio de Nash-Cournot[190]. Los modelos de equilibrio de Cournot están generalmente aceptados como un buen instrumento para simular el mercado[191].

En ese caso, la estrategia de cada agente f consiste en maximizar sus beneficios R_f, expresados como $R_f = I_f - C_f$, i. e. la diferencia entre sus ingresos I_f y sus costes variables de operación C_f. Teniendo en cuenta que los ingresos del agente provienen de la venta de su energía en el mercado, éstos se pueden expresar como el producto de su producción p_f por el precio del mercado s, $I_f = s \cdot p_f$. Así,

$$R_f = s \cdot p_f - C_f \qquad \text{(Ec. 1)}$$

Y el valor de s que hace máximo el beneficio R_f se obtiene como

$$\frac{\partial R_f}{\partial p_f} = 0 \Rightarrow \frac{\partial C_f}{\partial p_f} = \frac{\partial}{\partial p_f}(s \cdot p_f) = s + \frac{\partial s}{\partial p_f} \cdot p_f \qquad \text{(Ec. 2)}$$

en donde $\left|\partial s / \partial p_f\right|$ es la pendiente de la demanda residual del agente, i. e. la variación del precio marginal del sistema frente a cambios en la cantidad producida por el propio agente. Este valor representa la capacidad de un agente de modificar el precio, y es uno de los elementos críticos a la hora de ejercer su posible posición de dominio. En adelante, será denominado como "parámetro estratégico", y denotado como $a_f(p_f)$.

Despejando, se obtiene que:

---

[190] Es decir, se considera que el comportamiento más probable de los agentes en el mercado es que cada uno de ellos de forma individual intente maximizar sus beneficios, de forma que el resultado esperado del mercado debe cumplir con la condición de que ninguno de los agentes sea capaz de mejorar su beneficio mediante acciones individuales, suponiendo que el resto de los agentes mantienen sus decisiones constantes -equilibrio de Nash-.

Además, se considera que la única decisión que pueden tomar los agentes a la hora de determinar su estrategia consiste en determinar qué cantidad quieren vender en el mercado -equilibrio de Cournot-, de modo que si el total de la cantidad ofertada disminuye, el precio deberá subir para forzar a la demanda a racionarse y mantener el equilibrio entre oferta y demanda y, análogamente, el precio del mercado será bajo si el total de la cantidad ofertada es alto.

[191] X. Vives, "*Oligopoly Pricing*", *The MIT Press*, 1999.

$$s = \frac{\partial C_f}{\partial p_f} + a_f(p_f) \cdot p_f \qquad \text{(Ec. 3)}$$

Modelo estratégico de costes de producción

Un modo de cumplir simultáneamente esta condición de primer orden para todos y cada uno de los agentes, a la vez que se cumple con la condición de equilibrio entre generación y demanda, consiste en simular la casación de un hipotético mercado[192] en el que cada uno de los agentes oferta de acuerdo con una función de oferta $B_f(p_f)$ obtenida según la expresión:

$$B_f(p_f) = \frac{\partial C_f}{\partial p_f} + a_f(p_f) \cdot p_f \qquad \text{(Ec. 4)}$$

La casación de estas curvas de oferta da lugar a un resultado en el que se satisfacen todas las condiciones que caracterizan al equilibrio de Cournot, y supone un mecanismo computacionalmente muy eficiente para resolver este equilibrio.

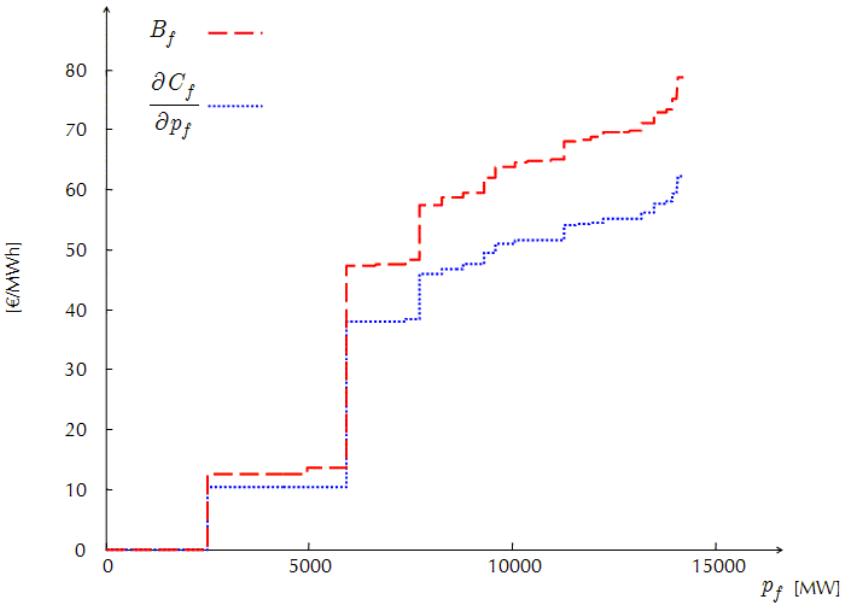

Figura 6 Curva de costes marginales y curva de oferta.

Por otra parte, los modelos de costes de producción de electricidad se han venido utilizando con frecuencia en el sector desde hace más de medio siglo. Estos modelos parten de las características de las unidades generadoras del sistema -potencias máximas, costes variables, etc.- y representan explícitamente el despacho del sistema. Los costes futuros de

[192] Ver C. Batlle, J. Barquín, "*A strategic production cost model for electricity market risk analysis*", *IEEE Transactions on Power Systems*, mayo 2004.

la energía eléctrica se calculan a partir del modelado de la demanda esperada simulando la operación de la generación.

Los resultados de este tipo de modelos son la curva de *duración-precio* del sistema así como los ingresos y los costes esperados de las plantas. Estos modelos presentan un equilibrio idóneo entre calidad de la representación real del sistema eléctrico y flexibilidad y velocidad de cálculo, lo que los convierte en un enfoque de mucho interés para afrontar el análisis del mercado.

Aunque los modelos de costes de producción tradicionales consideran que las decisiones de operación del sistema se toman de forma unificada con el único objetivo de satisfacer la demanda al mínimo coste, es posible utilizar los desarrollos presentados unos párrafos más atrás para incorporar en un modelo de este tipo unas curvas de oferta que permitan reproducir los resultados de un equilibrio de mercado y, por tanto, representar el efecto de la interacción estratégica de los agentes y el poder de mercado. Es decir, es posible reemplazar los costes de producción de las centrales que se empleaban tradicionalmente por unas ofertas calculadas según la ecuación (Ec. 4) que permiten reproducir las condiciones del equilibrio de Cournot.

Un modelo adecuado para el nuevo entorno de mercado no puede estar basado exclusivamente en costes. El modelo estratégico de costes de producción -*strategic production costing model*- es una evolución de la metodología tradicional de modelos de costes de producción, que permite afrontar la situación en la que cada agente toma sus propias decisiones tratando de maximizar sus beneficios sin perder ninguna de las ventajas que caracterizan este enfoque de costes de producción. El modelo replantea el orden de mérito aplicado en los modelos tradicionales -utilizando las ecuaciones obtenidas anteriormente- para resolver el despacho de los grupos, mediante la internalización de la tendencia de los agentes dominantes a retener parte de su generación para influir sobre el precio.

Queda por tanto por determinar cómo calcular correctamente el valor del parámetro estratégico que corresponde considerar para cada agente en cada circunstancia: escenario de mercado, bloque horario, etc.

Cálculo del parámetro estratégico

En el modelo tradicional de Cournot, cuando un determinado agente f está decidiendo qué cantidad quiere sacar al mercado, dicho agente considera que las cantidades que venden al mercado el resto de los agentes están prefijadas, de modo que si el agente f decide producir un megavatio adicional, la demanda consume ese megavatio adicional, y al hacerlo se reduce el precio del sistema. De este modo, en el modelo de Cournot el parámetro estratégico es directamente la elasticidad de la demanda.

Esta aparente sencillez del modelo de Cournot es una dificultad en la práctica a la hora de aplicarlo en los sistemas eléctricos. En efecto, en un mercado eléctrico típico la elasticidad de la demanda es muy escasa, y además muy poco conocida. Cuando un agente decide sacar un megavatio más al mercado esto no suele traducirse en un aumento del consumo, sino en que otro de los generadores reduce su producción. En general, incluso aunque la

demanda sea elástica, su respuesta tiene normalmente poco impacto en el comportamiento del mercado en comparación con la influencia de las reacciones de los competidores.

Este tipo de intuiciones han motivado el uso en el ámbito de los mercados eléctricos de modelos de equilibrio en variaciones conjeturales. Se trata de suponer que se conoce una cierta curva de reacción de los competidores -la hipótesis es, entonces, que los agentes presentan ofertas tales que su relación entre la cantidad que sacan al mercado y el precio de la casación es siempre una línea recta de pendiente conocida, y que la decisión estratégica de cada uno de ellos es determinar la ordenada en el origen de esa recta-. A partir de ese conjunto de rectas estimadas para los competidores se forma la curva de demanda residual, y se obtiene el parámetro estratégico de cada agente.

Sin embargo, de nuevo, ésta parece ser una representación excesivamente simplificada de un mercado eléctrico. Las curvas de oferta reales de los agentes no siguen rectas de pendiente conocida. Por ejemplo, en un mercado eléctrico real es normal que el parámetro estratégico resulte ser más alto en punta que en valle, o que pueda ser muy pequeño en una determinada zona de la curva de carga si existe una gran cantidad de grupos similares compitiendo en ese tramo -como puede llegar a ser el caso, por ejemplo, de las centrales de ciclo combinado-.

Una forma de obtener información más realista sobre las curvas de oferta y el parámetro estratégico consiste en sacar datos de la realidad, bien analizando directamente curvas de oferta históricas y midiendo de alguna forma las pendientes de la demanda residual[193], o bien analizando los datos de precios históricos y deduciendo cuáles son los parámetros estratégicos que hacen que el modelo reproduzca de la forma más fidedigna posible los precios pasados.

No obstante, ninguno de estos dos enfoques son adecuados para este trabajo. En efecto, ambas soluciones utilizan información histórica para proporcionar datos al modelo de equilibrio. En este caso se está intentado modelar un cambio notable de las reglas del mercado -fundamentalmente por la eliminación de la interferencia de los CTC con el mercado, y del límite implícito de precios que suponían tanto los CTC como el procedimiento de déficit de tarifa- y no cabe esperar que el comportamiento del precio al aumentar la generación de un cierto agente sea similar después de estas reformas a como era en el pasado. En este caso, parece claro que el pasado no es una buena fuente de información para predecir el futuro.

De modo que parece que para obtener información razonablemente precisa sobre el parámetro estratégico sólo es posible recurrir a los propios datos del modelo. Por ejemplo, construir una curva de costes marginales del sistema ayudaría a detectar en qué zonas de la curva de demanda existe una fuerte competencia porque hay muchos grupos de características similares, de modo que cabe esperar que el incremento del precio al retirar

[193] Puesto que estas curvas tienen forma escalonada, la forma más habitual de abordar su análisis es con algún tipo de manipulación matemática que divida la curva en diversos tramos y permita obtener las pendientes medias en dichos tramos.

un megavatio sea muy pequeño, y en qué zonas de la demanda existe mucho margen entre los costes de la tecnología marginal y el coste de los siguientes grupos de modo que cabe esperar parámetros estratégicos altos. En realidad, las curvas de oferta que se obtienen del modelo estratégico de costes de producción podrían ser una forma más sofisticada de hacer este tipo de análisis, ya que incluyen además de los costes la componente estratégica de los mismos.

De esta forma, al analizar el comportamiento de un determinado agente f sería posible tomar las curvas de oferta del resto de los agentes que se obtienen de aplicar la ecuación (Ec. 4) y construir con ellas la demanda residual de f. A partir de esa curva, es posible estimar razonablemente los valores del parámetro estratégico de f. Puesto que las curvas de la competencia, a su vez, dependen de los parámetros estratégicos del resto de los agentes, sería preciso algún tipo de procedimiento iterativo hasta conseguir que el proceso convergiera a una solución, pero en cualquier caso se obtendría una estimación bastante razonable del parámetro estratégico de cada agente.

Un procedimiento de este estilo permitiría capturar con bastante precisión los efectos de las distintas tecnologías y de las características del mercado a la hora de obtener los parámetros estratégicos. Esto permite refinar de forma notable los modelos de equilibrio de Cournot y de variaciones conjeturales que se suelen emplear en la práctica.

No obstante, desde el punto de vista teórico se podría objetar que las curvas de oferta que construye el modelo estratégico de costes de producción no son propiamente curvas de oferta, sino que son el resultado de unas condiciones de optimalidad, cuyo objetivo es simplemente conseguir que las cantidades que cada agente saca al mercado sean las de equilibrio. Esto implica que los valores de estas curvas alejados del punto de casación no son apenas significativos y pondría en duda la posibilidad de emplearlos para obtener el parámetro estratégico de los competidores.

En cualquier caso, aun siendo esto cierto, sigue siendo cierto que este tipo de curvas reproducen la forma de las curvas de oferta que realizaría un agente racional en el mercado, especialmente cuando existe algún nivel de supervisión que vigile su comportamiento -esto es inmediato para un agente que se comportase de forma completamente competitiva, y es cierto para un agente que oferte de forma estratégica en un entorno alrededor del punto de trabajo- y reproducen la forma de la demanda residual a la que se enfrenta un agente.

Una forma de aprovechar la información obtenida a partir de las curvas de oferta que construye el modelo estratégico de costes de producción, que sigue siendo extremadamente útil, y al mismo tiempo solventar el problema teórico planteado acerca de la naturaleza de estas ofertas consiste en considerar explícitamente la existencia de funciones de oferta en el modelo de equilibrio y desarrollar el análisis desde el punto de vista del equilibrio en funciones de oferta. De esta forma, se llega a una solución prácticamente idéntica, pero empleando una argumentación que puede ser más elegante.

Equilibrio en funciones de oferta simplificado

El enfoque original del equilibrio en funciones de oferta[194] consiste en que establecer que la variable estratégica que el agente debe decidir al realizar la oferta no es simplemente la cantidad que saca al mercado, u otro parámetro análogo, sino la forma completa de su curva de oferta, definida por medio de infinitos grados de libertad. Es decir, el agente puede optimizar la forma completa de su curva de oferta, punto a punto. Para resolver este problema, se supone que el jugador mantiene su oferta constante durante un tiempo relativamente largo, de modo que la curva de oferta debe adaptarse para poder sacar al mercado la cantidad óptima en cualquiera de los posibles escenarios futuros, sobre los que existe incertidumbre. Esta incertidumbre crea, de algún modo, un gran número de condiciones que debe cumplir la oferta, que permiten resolver los infinitos grados de libertad con los que se define la curva.

Este tipo de enfoque es muy elegante, y ha sido aplicado para obtener intuiciones sobre el comportamiento de mercados reales. Sin embargo tiene el grave inconveniente de resultar muy difícil de resolver -y además requiere que exista un alto grado de incertidumbre, cosa que no siempre se cumple en un mercado eléctrico-, por lo que solamente se pueden obtener soluciones realizando simplificaciones realmente "heroicas" en la representación de costes del sistema.

En el análisis de los mercados eléctricos durante los últimos años se está trabajando en alternativas que simplifiquen el planteamiento del equilibrio en funciones de oferta, reduciendo el problema a unos pocos grados de libertad, pero manteniendo algunos de los conceptos teóricos de este análisis[195]. Aquí se presentará un enfoque de este tipo.

Partiendo de las ideas desarrolladas al resolver el modelo de Cournot a través del modelo estratégico de costes de producción, se puede plantear que las decisiones de los agentes consisten en construir curvas de oferta que tienen la forma

$$B_f(p_f) = \frac{\partial C_f}{\partial p_f} + a_f \cdot p_f \qquad \text{(Ec. 5)}$$

y donde la estrategia de cada uno de los ofertantes consiste en estimar la demanda residual, o el parámetro estratégico, a los que se enfrenta. Dicho de otro modo, se trata de un equilibrio donde la variable estratégica es a_f. El coeficiente de proporcionalidad a_f se

---

[194] P. D. Klemperer, M. A. Meyer, "*Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty*", *Econometrica*, vol. 57, no. 6, pp. 1243-1277, November 1989.

[195] Ver, por ejemplo, R. Baldick, R. Grant, E. Kahn, "*Theory and application of linear supply function equilibrium in electricity markets*", Journal of Regulatory Economics, vol. 25, no. 2, March 2004 y A. Rudkevitch, "*On the supply function equilibrium and its application in electricity markets*", *mimeo*, February 2003.

puede calcular mediante el cálculo del equilibrio del juego asociado, tal como se muestra a continuación[196].

Formalmente, se plantea el siguiente juego:

- Cada empresa oferta eligiendo su parámetro a_f, según la fórmula anterior.

- El mercado se casa y se determinan los beneficios de cada empresa, que son función de todos los parámetros $B_1 = B_1(a_1,\ldots,a_F)$, que definen un juego

- El equilibrio de Nash de este juego se calcula mediante un algoritmo iterativo. A continuación, la Figura 7 ilustra un ejemplo de la evolución de este proceso iterativo, donde se muestran las curvas de demanda residual, de costes, de beneficios y de oferta para tres empresas a lo largo de seis momentos diferentes del algoritmo iterativo.

[196] Este tipo de modelos ha sido propuesto por otros autores, aunque típicamente variando los detalles de su implementación práctica. En particular, el modelo MARS empleado en la empresa de transporte danesa ELTRA pertenece a esta categoría.

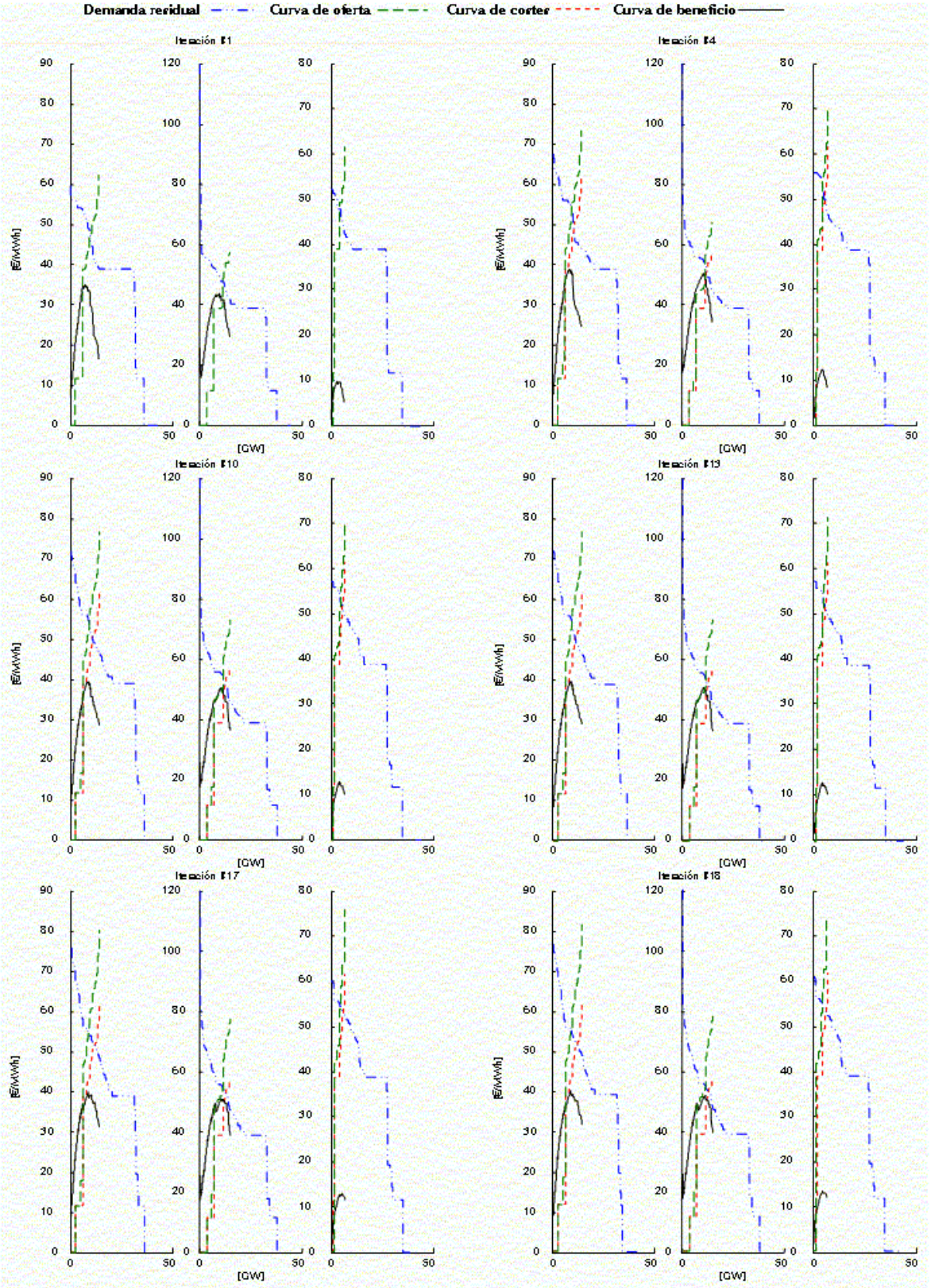

Figura 7. Ilustración del proceso iterativo

A.3.4 Simulaciones y resultados

Escenarios analizados

A partir de los datos y el modelo descritos hasta ahora, el objetivo del estudio consiste en realizar una serie de simulaciones del comportamiento previsible del mercado eléctrico español, que permitan evaluar el impacto del poder de mercado en los resultados del mercado, bajo diferentes hipótesis acerca del tamaño de los agentes.

Para hacerlo, se han construido diferentes escenarios sobre los que simular las condiciones de interacción entre los agentes en el mercado. Una primera variable a contemplar a la hora de definir escenarios es la evolución futura de los costes de combustible, tanto los costes propios del carbón, el gas natural y el fuel, como el precio de las emisiones de CO2. Esta evolución se ha representando tomando tres tipos diferentes de escenarios:

- Escenarios A, en los que los costes de operación de la mayoría de las centrales de carbón se encuentran por debajo de los costes de las centrales de ciclo combinado de gas natural.

- Escenarios B, en los que los costes de operación de las centrales de carbón son similares -ligeramente superiores- a los de las centrales de ciclo combinado.

- Escenarios C, en los que los costes de operación de las centrales de carbón se sitúan claramente por encima de los de las centrales de ciclo combinado, de modo que existe un escalón de precios notable -del orden del 15%- entre el coste del ciclo combinado más caro y el de la central de carbón más barata.

En las figuras que siguen se ilustra para un mismo año y mes en particular, y supuesto un comportamiento competitivo de los agentes, el diferente despacho resultante en dos escenarios, uno correspondiente a la hipótesis A y otro a la hipótesis C. Se puede observar cómo se modifica radicalmente el despacho de los grupos de carbón.

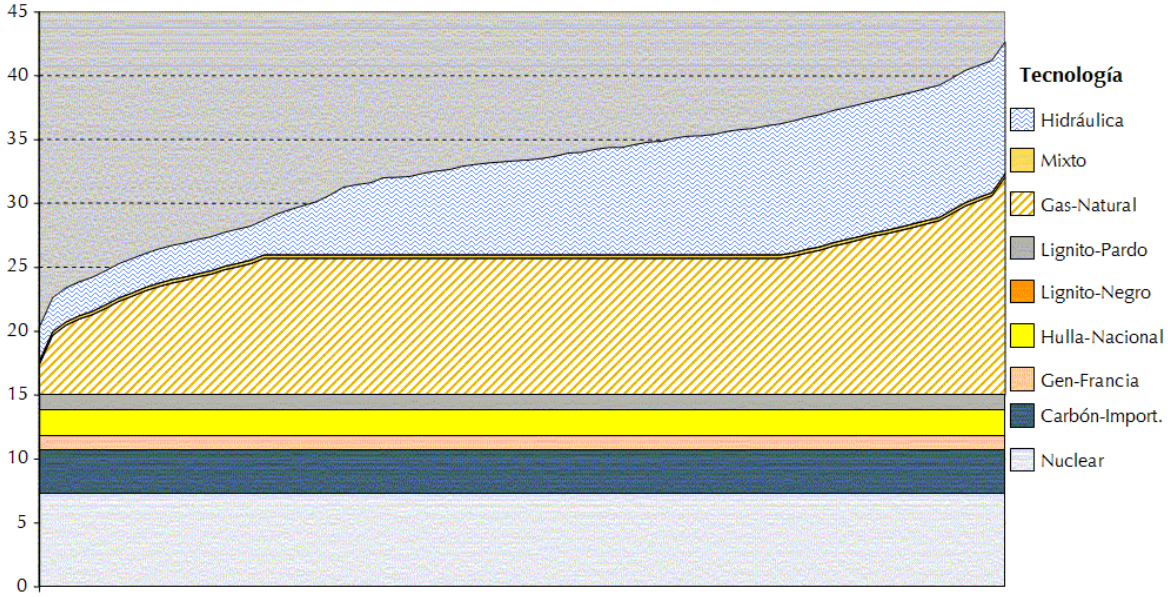

Figura 8. Despacho del parque generador -régimen ordinario- para un periodo bajo la hipótesis A.

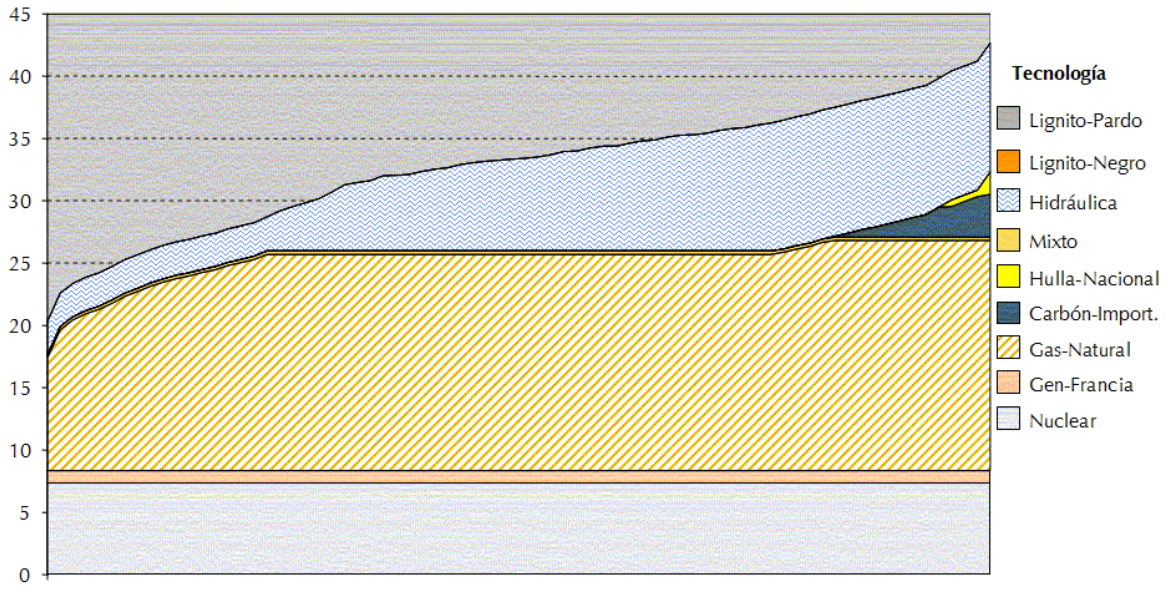

Figura 9. Despacho del parque generador -régimen ordinario- para un periodo bajo la hipótesis C.

Estos escenarios se han implantado dentro de un conjunto amplio de simulaciones realizadas para el horizonte 2005-2008 con diversos tipos de escenarios hidrológicos y de demanda. Además, se han desarrollado simulaciones específicas de algunas situaciones interesantes, o potencialmente conflictivas -por ejemplo, se ha planteado un escenario particular del año 2010 que se ha usado como caso ejemplo de mercado con una alta penetración de ciclos combinados y un margen de reserva ajustado-.

A efectos de presentar los resultados en este anejo, y con la intención de no ser exhaustivos en los detalles de la simulación, se han seleccionado algunos casos que se consideran representativos:

- Se muestran los años 2006 y 2008. En el primero la entrada de ciclos combinados en el sistema todavía es moderada, mientras que en el segundo esta tecnología tiene una participación más destacada.

- En ambos años, se ha utilizado un escenario con demanda e hidraulicidad medias, para evitar que las hipótesis implícitas en la definición de qué es un año seco o una demanda alta -es decir, las probabilidades asociadas a ambos eventos- puedan distorsionar las comparaciones entre escenarios. Para este escenario, se muestran los resultados de enero -como mes de demanda alta y alta hidraulicidad-, abril -demanda baja e hidraulicidad media-, julio -demanda media y baja hidraulicidad- y agosto -demanda baja y baja hidraulicidad-. El resto de los meses es en general comparable a alguno de los anteriores.

Finalmente, para poder presentar los resultados con más claridad, se ha denominado periodo de valle a las 150 horas de demanda más baja de cada mes, que típicamente tienen precios más reducidos, y se ha denominado periodo de punta a las 100 horas de demanda más alta de cada mes, donde típicamente se producen picos de precios. El resto de las horas se consideran horas de llano.

El problema del poder de mercado

Casos básicos

Las figuras que se presentan a continuación muestran los precios que resultan en el sistema cuando se realiza una simulación en la que los agentes se comportan de forma completamente competitiva -es decir, ofertan su coste marginal- y cuando los agentes se comportan de forma estratégica, explotando su capacidad de influir en los precios.

A grandes rasgos, casi todos los escenarios presentan diferencias apreciables de precios entre la situación competitiva de referencia y el escenario esperado. Conviene primero analizar el tramo de las horas centrales del mes -horas de llano-, que suponen una parte muy significativa del total de las horas del año. Un incremento de precios sostenido durante estos periodos implica una distorsión permanente y sistemática de los precios que se están percibiendo en el sistema. Para el caso central, B, en el que las centrales de carbón son ligeramente más caras que las centrales de ciclo combinado, las horas de llano presentan un incremento de precios respecto al caso competitivo entre el 20% y el 30% en todos los escenarios presentados, salvo en el mes de abril, donde el incremento está en torno al 15% en el año 2006 y en torno al 5% en el año 2008. Esto quiere decir que existe un problema serio de poder de mercado en este escenario a lo largo de todo el año, excepto durante los meses de primavera, donde este problema es algo más leve. Para el escenario C en el que el carbón es mucho más caro que los ciclos combinados, los incrementos de precios son también muy apreciables en general y se sitúan alrededor del 15% ó 20% para 2006 y alrededor del 25% ó 35% para 2008. De nuevo, el modelo muestra que existe un potencial muy notable para el ejercicio del poder de mercado. En cambio, en el escenario A, donde las centrales de carbón tienen precios más baratos que las de ciclo combinado, las horas de llano experimentan incrementos de precios mucho menores, con valores nulos en muchos periodos e inferiores al 10% en el caso más desfavorable, que corresponde a los meses de verano del 2006.

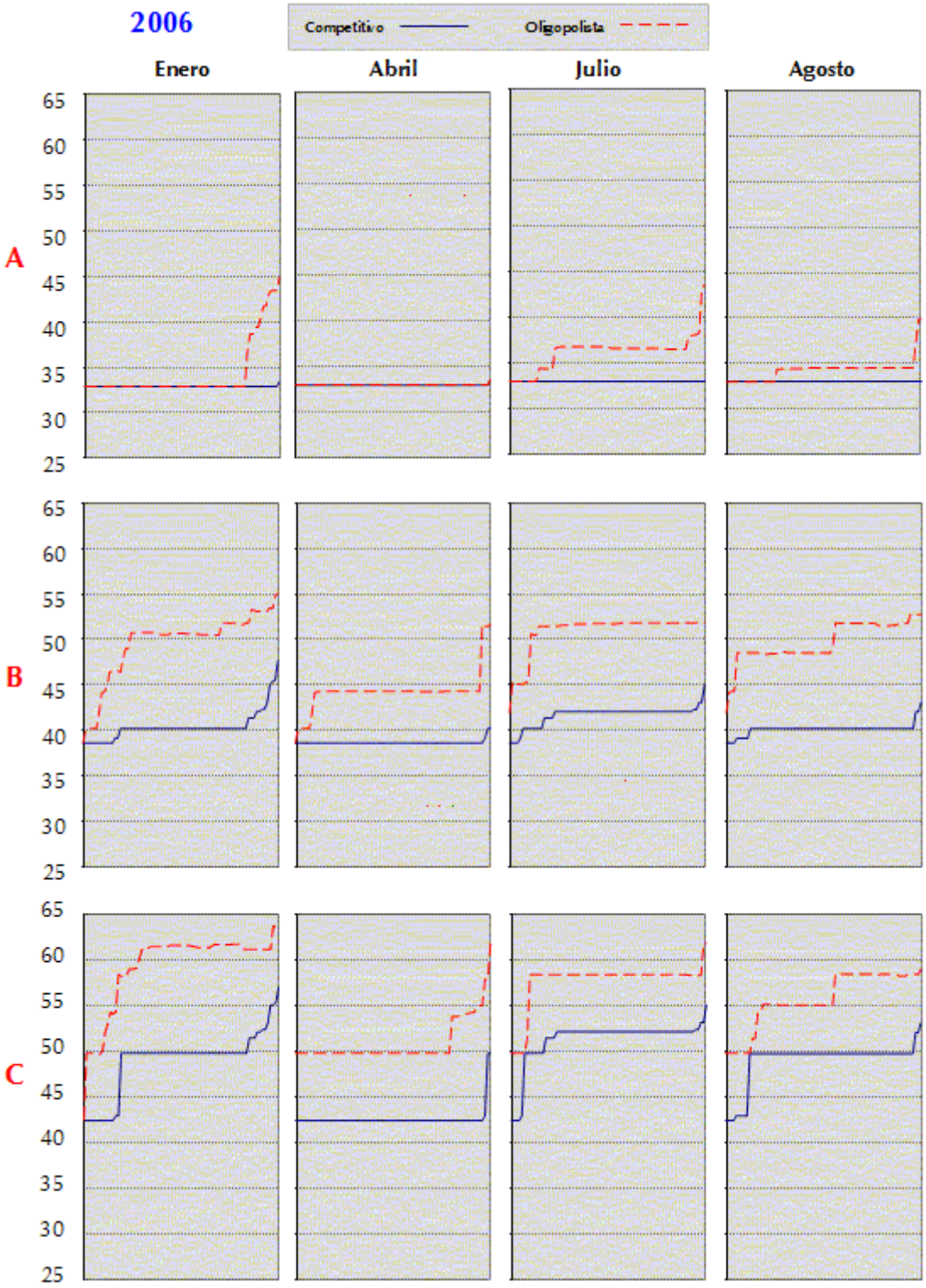

Figura 10. Comparativa de precios del mercado para el año 2006.

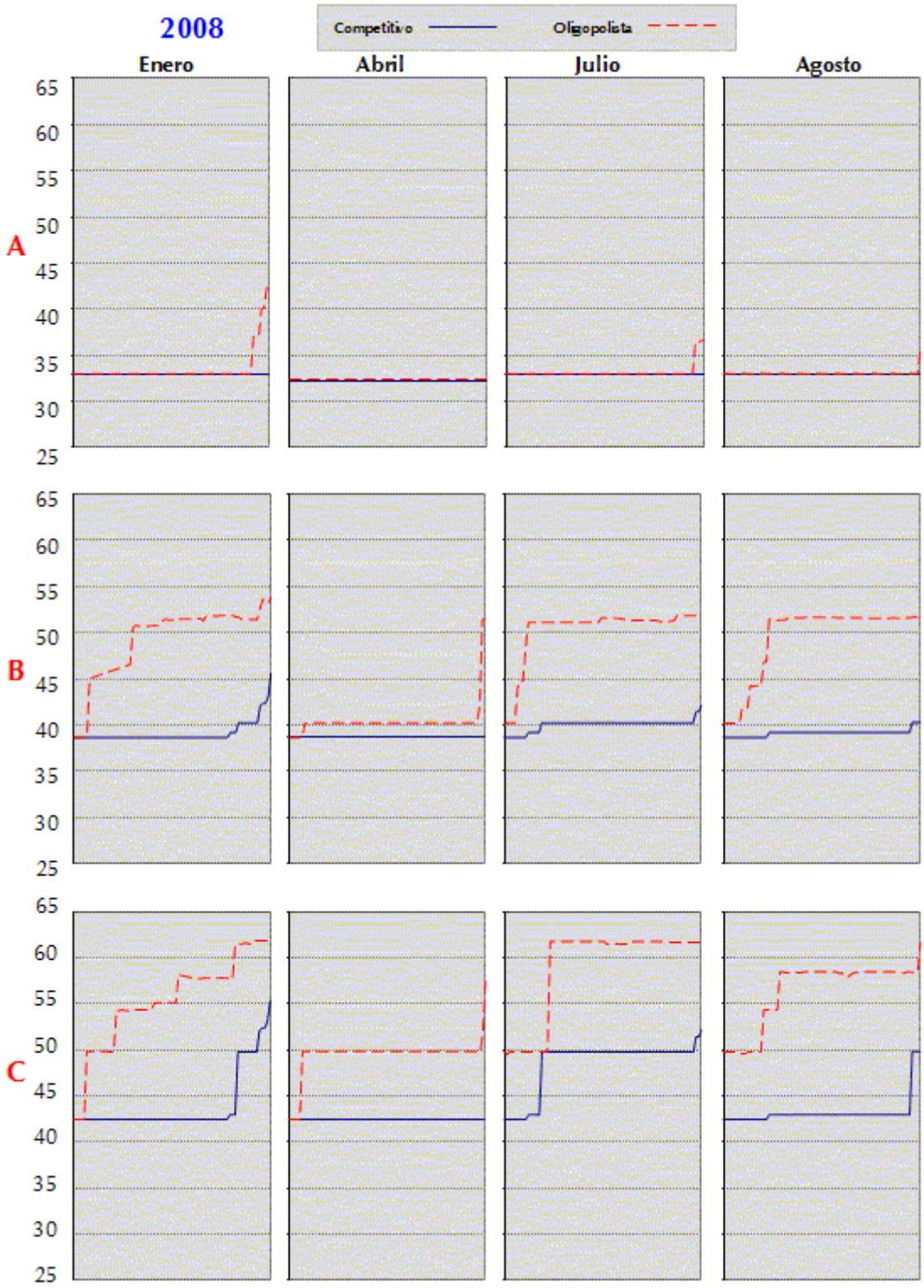

Figura 11. Comparativa de precios del mercado para el año 2008.

En las horas de punta, la posibilidad de elevar el precio se manifiesta de forma todavía más apreciable en todos los escenarios. En casi todos ellos se aprecian subidas del orden de 10 €/MWh entre el precio que resulta del mercado y el precio competitivo. Sólo en el escenario A y para el año 2008 los incrementos de precio en la punta son más moderados;

e incluso en ese caso en el mes de enero se produce una subida de precio de alrededor de 8 €/MWh.

En resumen, la simulación muestra cómo existe un potencial muy notable para incrementar el precio del mercado durante las horas de punta en prácticamente todos los casos, que da lugar a subidas muy significativas. Esto sólo se modera en unos pocos casos muy favorables -los periodos de demanda baja, para el año 2008 en el que el margen de reserva es más alto de lo normal, y únicamente para el escenario en el que el carbón tiene un coste variable inferior al de los ciclos combinados-. Más preocupante aún, también se detecta que existe un potencial muy significativo de manipulación de los precios durante los periodos de valle, que suponen un porcentaje muy elevado del total de las horas del año. Eso resulta en incrementos de los precios entre el 15% y el 35%. Esta tendencia se mantiene en todos los periodos del año, excepto en los meses de primavera, y para todos los escenarios en los que el carbón es más caro que los ciclos combinados -casos B y C-.

Impacto sobre los agentes de las subidas de precios

La dos figuras siguientes -Figura 12 y Figura 13- ilustran cómo las subidas de precios descritas en el apartado anterior no son casos poco probables y difíciles de que se produzcan en la práctica, sino que son casos en los que los agentes tienen márgenes de beneficios importantes que capturar y, por tanto, notables incentivos para llegar a ese equilibrio.

Cada una de las dos figuras muestra, en la parte izquierda, los resultados del mercado para tres de las empresas del mercado cuando ofertan de forma competitiva. Las tres gráficas de la derecha muestran los resultados para esas mismas tres empresas cuando ofertan de forma estratégica. Las curvas de color azul representan la demanda residual del agente, las curvas de color rojo son sus costes -su curva de oferta competitiva-, las curvas de color verde son sus curvas de oferta estratégicas y, finalmente, las curvas negras representan los beneficios. Los beneficios del caso estratégico corresponden al punto en el que la curva de oferta estratégica corta a la demanda residual, que coincide con el máximo de la curva de beneficios. Los beneficios del caso competitivo corresponden al punto en el que la curva de costes corta a la demanda residual, que no es necesariamente un punto de maximización del beneficio. Ambos puntos están marcados con círculos en las gráficas.

Se puede apreciar cómo los beneficios de la primera empresa se incrementan en más de un 40% en el llano y en prácticamente un 100% en la punta. Para la segunda empresa, el incremento es de un 25% en el llano y de un 40% en la punta. La tercera de ellas percibe un aumento de su beneficio de aproximadamente el 90% tanto en llano como en punta. En definitiva, los incrementos de beneficio que se obtienen de subir los precios son muy apreciables, y los agentes tienen todos los incentivos para intentar capturar dichos beneficios y, por tanto, llevar al sistema a los niveles de precios altos descritos en el subapartado anterior -ver Figura 10 y Figura 11-

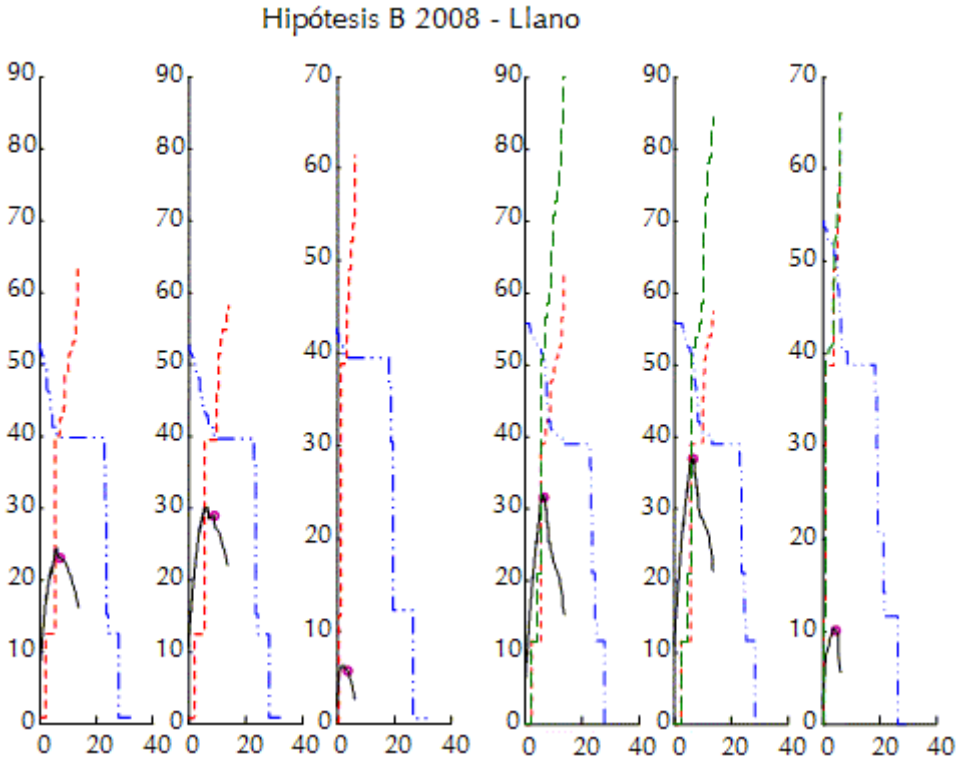

Figura 12. Efectos de la estrategia competitiva sobre los márgenes de los agentes -bloque de llano-

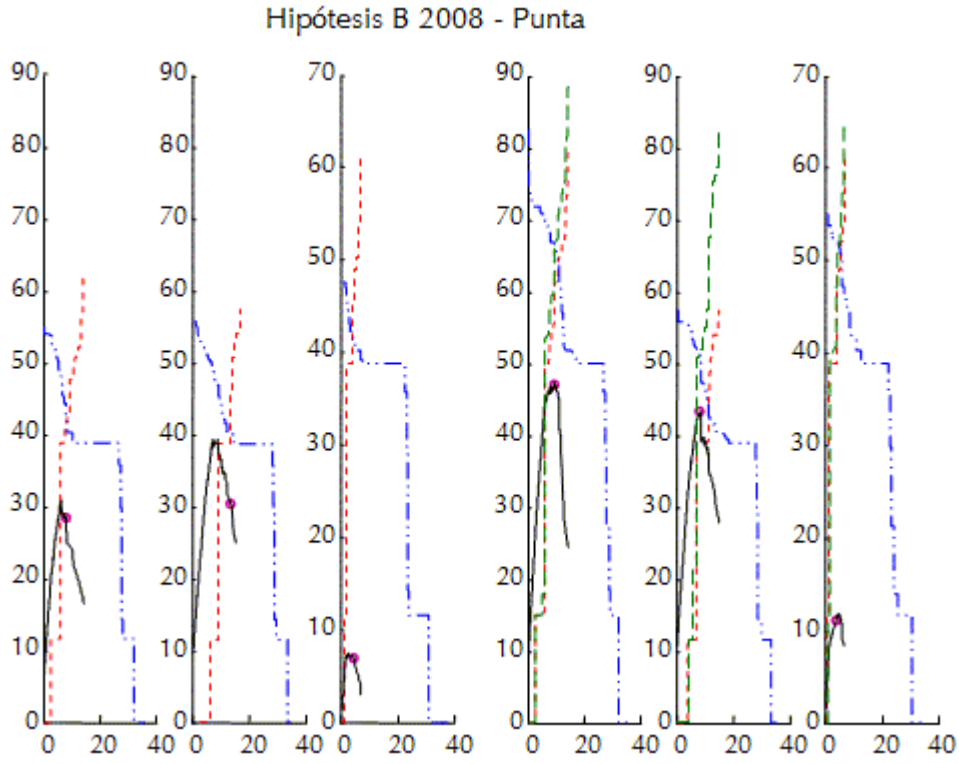

Figura 13. Efectos de la estrategia competitiva sobre los márgenes de los agentes -bloque de punta-

Caso con menor margen de reserva

De la simulación anterior (ver Figura 11) se observa que el caso A para el año 2008 presenta un nivel de poder de mercado bajo. Podría pensarse, por tanto, que un escenario de precios bajos del CO2 tendería a eliminar las posibles posiciones de dominio en el sistema en el medio plazo y que, en esas circunstancias, no sería necesario por parte del regulador tomar ninguna medida adicional por este motivo. No obstante, hay que considerar que el año 2008 simulado es relativamente peculiar. En efecto, se trata de un año con un margen de reserva bastante más alto de lo normal y, de hecho, en todos los meses es posible cubrir la demanda sin necesidad de utilizar grupos de fuel y dejando más de 1000 MW de centrales de ciclo combinado sin que sean utilizadas en todo el año.

De modo que cabe pensar que la explicación para la ausencia de capacidad estratégica para influir en los precios no se debe tanto a los precios del CO2 como a un margen de reserva anormalmente alto, en lo que debe considerarse como una situación transitoria. Esto puede estar causado tanto porque en el año 2008 existe coyunturalmente una cierta acumulación de centrales de ciclo combinado construidas pensando fundamentalmente en los años siguientes, como porque en los datos de la simulación que se está empleando en este estudio la demanda prevista es notablemente inferior a la demanda que se está dando en la práctica. Así, la demanda punta simulada para el año 2008 para el sistema español es de 44215 MW, muy próxima a la demanda máxima real del año 2005.

Para comprobar hasta qué punto los resultados dependen de este margen de reserva, se ha planteado un caso adicional, un hipotético año 2010, en el que se supone que el parque generador se mantiene constante y donde únicamente se modifican los valores de la demanda. El consumo total del sistema se ha aumentado a razón de un 6% anual a partir de los valores del 2008, hasta llegar a una demanda punta de 49680 MW. Para este caso, donde el margen de reserva es mucho más ajustado, se obtienen los precios que muestra la siguiente figura.

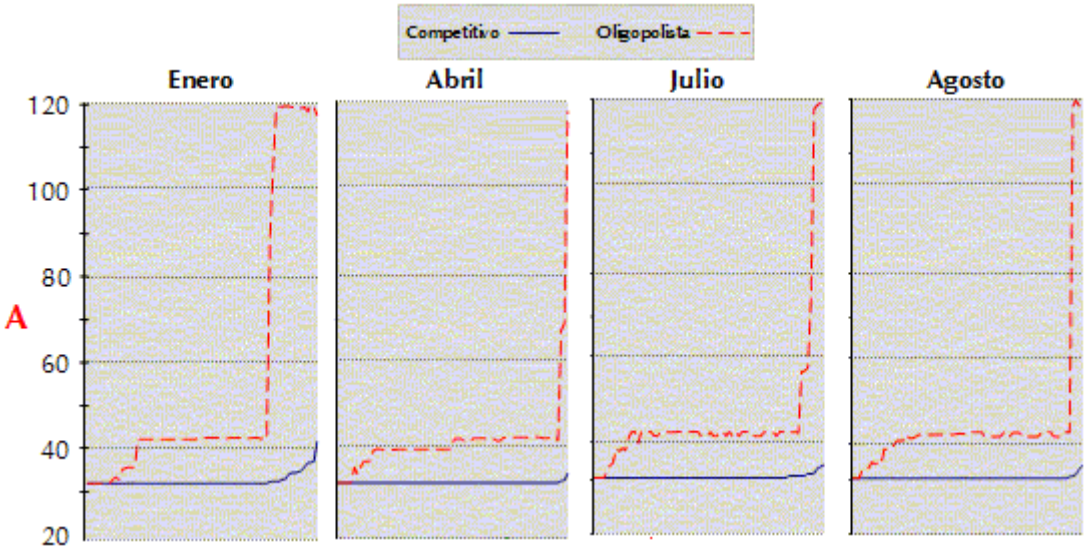

Figura 14. Precios para el escenario A, año 2010.

Comparando con el caso del 2008, se puede apreciar que en este nuevo caso aparecen dos tipos diferentes de subidas de precios. Por una parte, al reducirse el margen de reserva aparecen precios muy altos -el precio máximo permitido al mercado en esta simulación- en las horas de punta en prácticamente todos los casos simulados. Por otra parte, puesto que un porcentaje mayor de grupos de ciclo combinado son necesarios para cubrir la demanda en las horas de llano, los incentivos que tienen las empresas a retirar potencia en estas horas aumentan y comienzan a aparecer incrementos de precios también en las horas de llano. En concreto, se producen incrementos superiores al 25% en la gran mayoría de las horas. Desaparece así la situación ideal del año 2008 en la que ninguna empresa tenía interés en retirar potencia en horas de llano porque el número de ciclos combinados que no eran despachados en esas horas era muy alto y resultaba muy difícil elevar los precios.

En conclusión, parece que el caso A para el año 2008, donde efectivamente apenas existe poder de mercado, es en buena medida una situación coyuntural debida a un exceso de generación, que tiende a desaparecer cuando los márgenes de reserva toman valores razonables, y habría que ser prudentes a la hora de generalizar sus resultados.

Análisis general de los efectos de la contratación

Contratación y poder de mercado

Como se discutía en el apartado A.3.3, el precio de oferta de un generador cualquiera se rige por la ecuación:

$$B_f(p_f) = \frac{\partial C_f}{\partial p_f} + a_f(p_f) \cdot p_f \qquad \text{(Ec. 6)}$$

donde

$B_f(p_f)$, es el precio de oferta que establece la empresa f para el megavatio p_f que saca a la venta;

C_f, es el coste total de producción de la empresa f;

a_f es el parámetro estratégico de la empresa f cuando está produciendo una cantidad p_f.

El término $a_f(p_f) \cdot p_f$ está asociado a la capacidad de modificar los precios del mercado, que se mide a través de a_f, y depende del tamaño de la empresa. Cuando mayor sea la cantidad de energía que un cierto grupo empresarial vende en el mercado, mayor será su incentivo para elevar el precio de éste. De este modo, reducir la cantidad efectiva que un generador puede sacar al mercado se convierte en una forma de limitar su poder de mercado y su interés en incrementar los precios.

Se denominará V_f a la potencia que la empresa f tiene contratada a largo plazo o, de forma más general, a la potencia de la que esta empresa no dispone libremente en el

mercado. Por simplicidad en la exposición, en adelante se supondrá que el mecanismo preferente que se adopta para mitigar el poder de mercado de una cierta empresa es el de la contratación a largo plazo de un cierto volumen de potencia prefijado. No obstante, otro tipo de mecanismos pueden formularse de forma equivalente. En este caso, la ecuación anterior queda como

$$B_f(p_f) = \frac{\partial C_f}{\partial p_f} + a_f(p_f) \cdot (p_f - V_f) \qquad \text{(Ec. 7)}$$

Para llevar esto a la práctica, el primer elemento que debe estudiarse es la eficiencia de dichas contrataciones para reducir el ejercicio del poder de mercado. Dicho de otro modo, es preciso analizar, de nuevo mediante simulaciones realizadas con el modelo, cómo a medida que se va aumentando el volumen de energía que las empresas de mayor tamaño tienen sujeto a contratación de largo plazo se va reduciendo su poder de mercado y, en consecuencia, los precios que resultan de la simulación estratégica se van aproximando a los precios que se obtienen para el caso completamente competitivo.

Análisis de las horas de llano

Estos estudios se han realizado de forma sistemática para el amplio conjunto de escenarios de estudio. A efectos de presentarlos, es interesante ilustrar el proceso mostrando la evolución de los precios de un periodo concreto a medida que se modifica la contratación. La siguiente figura muestra el mes de enero del año 2008 en diferentes niveles de contratación. Para este ejercicio, se han contratado bloques de potencia uniformes -constantes para todas las horas del mes en cuestión- a las dos empresas de mayor tamaño del mercado. La siguiente figura muestra la evolución de los precios para bandas de contratación que van desde no contratar nada hasta contratar 6000 MW, y finalmente el caso competitivo.

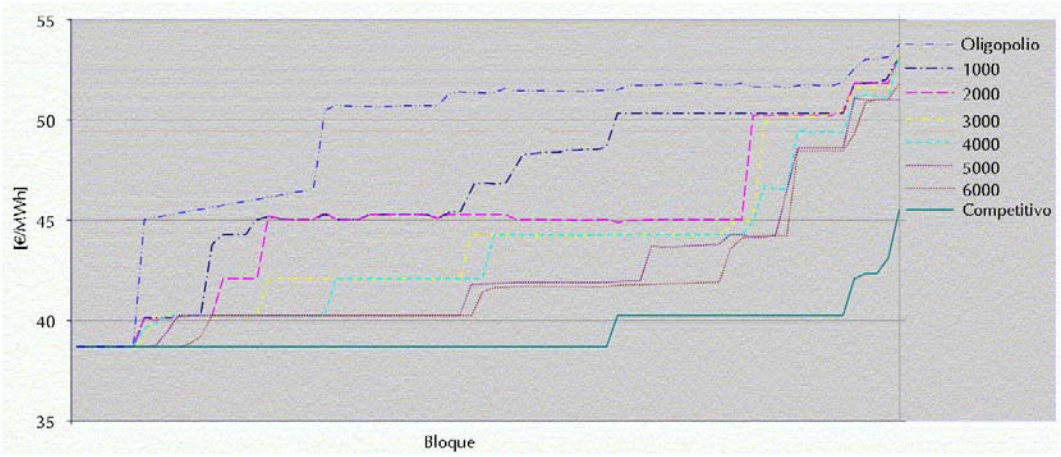

Figura 15. Precios en enero de 2008 (hipótesis *B*) para diferentes niveles de contratación

Se puede observar que los precios se reducen progresivamente a medida que la contratación aumenta. La Figura 16 muestra los precios medios aritméticos de los casos representados en la Figura 15, donde se aprecia más claramente cómo el precio medio va bajando de forma sostenida a medida que aumenta el nivel de contratación. Incluso así, ni siquiera

contratando 6000 MW se consigue reproducir los precios competitivos; llegar a ellos requeriría de volúmenes de contratación demasiado altos, que seguramente no sean razonables.

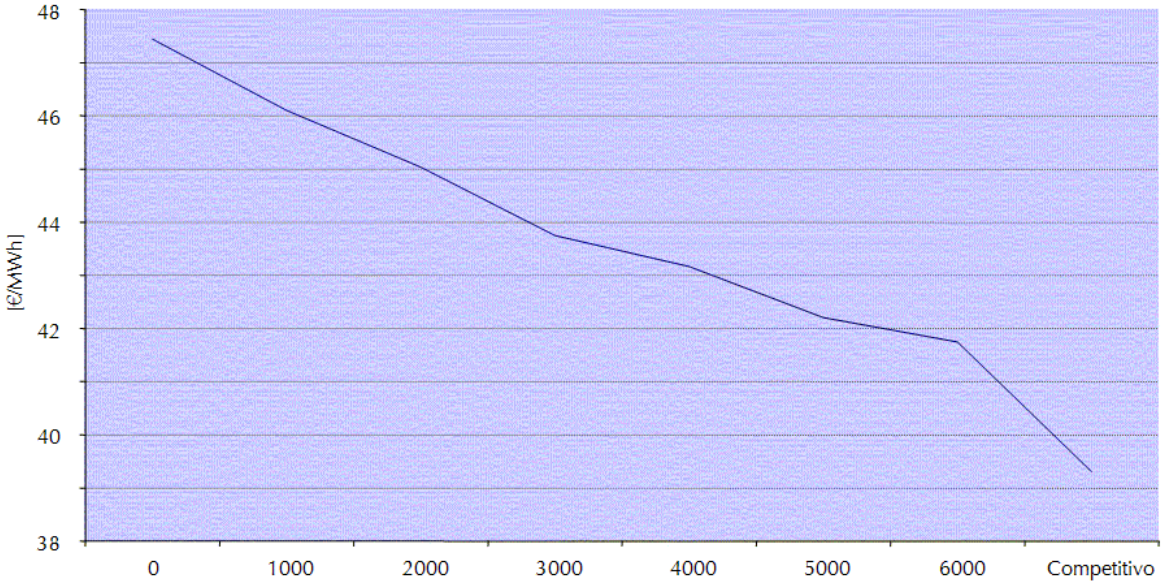

Figura 16. Media aritmética de precios (enero 2008-hipótesis *B*) para varios niveles de contratación

De este modo, el problema se plantea como la necesidad de escoger cuál es el volumen de contratación más adecuado para el mercado, que sea suficientemente alto como para reducir de modo satisfactorio el poder de mercado, pero que sea suficientemente bajo como para no contratar innecesariamente por adelantado la producción de las empresas.

Utilizando los resultados del caso 2008 presentados en la Figura 15, se puede decir que un valor entre 4000 MW y 5000 MW cumpliría con los dos criterios anteriores. En efecto, contrataciones de 1000 MW ó 2000 MW apenas consiguen atajar el abuso de las posiciones de dominio; un contrato de 6000 MW da lugar a efectos muy similares a uno de 5000 MW, de modo que siempre parece preferible el de 5000 MW. No obstante, no hay un criterio claro para tomar una decisión entre los valores que están en la zona intermedia -en el codo de la curva de indiferencia, utilizando terminología de teoría de la decisión-, sino que se trata de elegir entre una gama de soluciones comparables. El contrato de 4000 MW todavía supone una mejora importante en cuanto a la reducción de los precios en comparación con el de 3000 MW, y no es evidente hasta qué punto es preferible contratar un poco más y pasar de 4000 MW a 5000 MW para acotar más el precio de mercado o mantener el volumen del contrato más reducido. De este modo, se podría tomar el valor de 4000 MW como un volumen de contratación razonable para este caso.

Un análisis análogo a éste se ha repetido para el resto de los escenarios considerados. De todos ellos se ha terminado llegando a la conclusión de que el valor de 4000 MW es un compromiso razonablemente bueno entre los dos objetivos buscados de lograr eficiencia en el control del poder de mercado y de minimizar la necesidad de contratación.

Igualmente, se ha repetido el ejercicio ampliando la contratación a las tres mayores empresas del mercado -como se describía más arriba, los resultados presentados hasta ahora se han realizado contratando únicamente a las dos mayores empresas-, y también a las cinco empresas de mayor tamaño. En estos casos se aprecia que los precios que resultan del mercado son muy similares a los que aparecen cuando únicamente se contrata a dos de las empresas; es decir, que el efecto sobre los precios de realizar contratos sobre la tercera, o la cuarta, o la quinta empresa del sistema es relativamente escaso.

Análisis de las horas de punta

En el estudio anterior -Figura 15- se puede apreciar cómo los precios de las horas de punta se reducen más difícilmente que los de las horas de llano a medida que aumenta el volumen contratado. Esto sugiere que los volúmenes de potencia comprometida en las horas de punta deben ser mayores que en las horas de llano, si se quiere obtener un resultado equivalente en cuando a reducción de precios.

Para ilustrar la situación en estas horas se ha tomado el caso hipotético del 2010 que se presentaba anteriormente, y que se caracteriza por tener un margen de reserva bajo, puesto que se trata de un ejemplo claro de una situación en la que existen problemas notables durante los periodos de punta (no obstante, no se trata de un caso aislado; problemas similares aparecen con frecuencia en otros escenarios). Igual que en el caso anterior, se han probado diferentes contratos, de tamaño uniforme durante todo el periodo y únicamente para las dos empresas de mayor tamaño del sistema. La Figura 17 muestra los precios en este año hipotético del 2010 para el escenario A -precio del carbón inferior al precio del ciclo combinado- durante las horas de punta -y una parte de las horas de llano- del mes de enero.

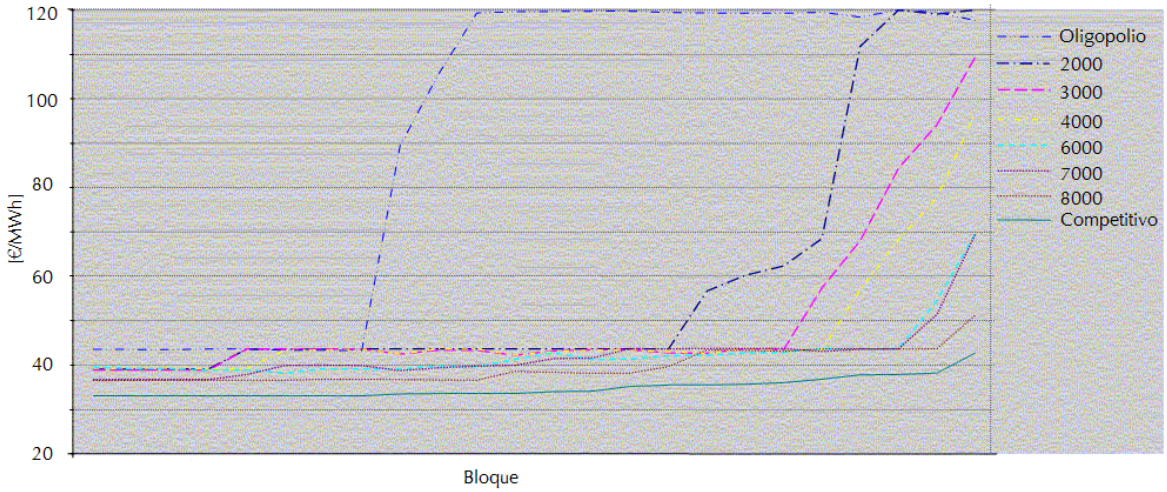

Figura 17. Precios en enero de 2008 (hipótesis A) para diferentes niveles de contratación

Como se describía en el apartado anterior, el caso completamente oligopolista hace que se alcance el precio máximo del sistema en un gran número de horas; en concreto en las últimas 140 horas del mes. Sin embargo, basta con un contrato de 2000 MW para reducir esa cantidad a aproximadamente 40 horas. Los sucesivos contratos de 3000 MW, 4000 MW, etc. van reduciendo los niveles de precios durante la punta hasta que finalmente

con un contrato de 8000 MW se consigue eliminar prácticamente por completo el aumento de los precios asociado a la punta y llegar a precios muy similares a los del caso competitivo.

De la misma forma que al analizar la situación del llano, se trata de encontrar un equilibrio razonable entre moderar el volumen del contrato y reducir los efectos del poder de mercado sobre los precios. En este caso, el contrato de 4000 MW tiene prácticamente el mismo efecto que el de 5000 MW y el de 6000 MW es equivalente al de 7000 MW, de modo que habría que optar entre un contrato de 8000 MW, que ataja eficazmente el poder de mercado, uno de 6000 MW, que tiene propiedades intermedias, o uno de 4000 MW, que puede considerarse que es pequeño y que resulta cómodo para los generadores. Parece que la opción más razonable es el de 6000 MW. Asimismo, los estudios sobre otros casos también aconsejan utilizar un contrato de 6000 MW para las horas de punta.

Efectos de la contratación: resultados para un perfil tipo

Con intención de ilustrar los efectos de este tipo de contratos sobre los escenarios anteriormente analizados, en los que se detectaba que existía un cierto volumen de poder de mercado, las siguientes figuras -Figura 18 y Figura 19- muestran cómo se modifican los precios de dichos escenarios al introducir un contrato tipo de 4000 MW a los dos agentes de mayor tamaño.

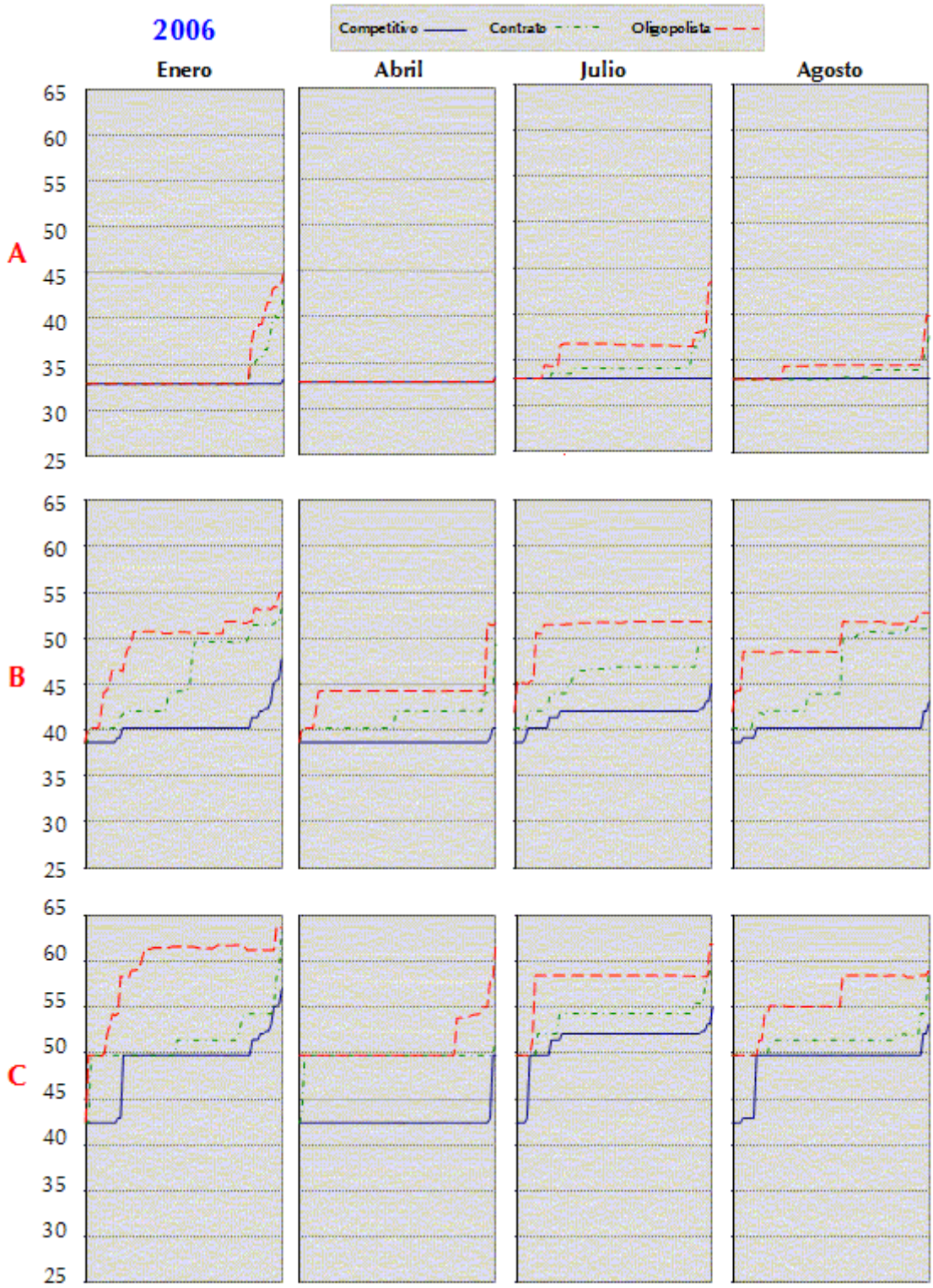

Figura 18. Comparativa de precios para el año 2006 -contemplando contratos-

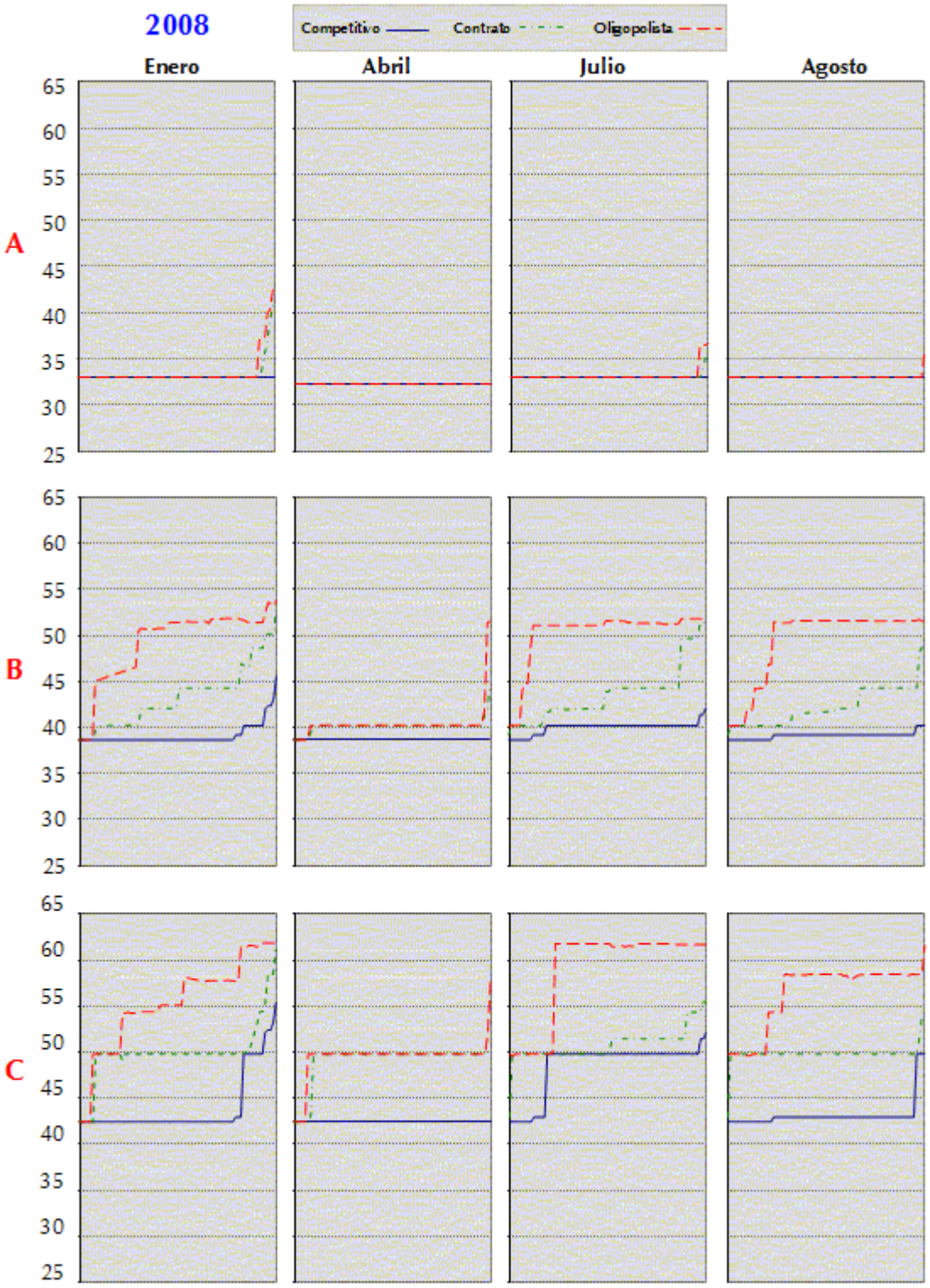

Figura 19. Comparativa de precios para el año 2008 -contemplando contratos-

En general, se aprecia una reducción del poder de mercado en una gran mayoría de los casos analizados. Por citar sólo un ejemplo, los cuatro meses del escenario *B* del año 2006 presentan mejoras muy significativas.

No obstante, quedan algunos pocos escenarios en los que se produce un salto en el precio que el contrato no consigue evitar. En general, se trata de situaciones en las que el precio de la siguiente tecnología es considerablemente más alto que el precio marginal del sistema -esto es típico del escenario *C*-, de modo que los grupos tienden a ofertar el coste de la siguiente tecnología y es prácticamente imposible evitar este efecto por medio de contratos. Enero y abril del 2008, para el escenario *C*, son ejemplos de ello. Sin embargo, lo que sí se consigue por medio de la contratación, incluso en estos casos, es reducir las subidas de precios que pudieran tener lugar por encima de ese primer escalón. En enero del 2008 el caso completamente oligopolista presenta subidas de precios muy notables que quedan reducidas al escalón inicial una vez que se aplica el contrato.

En general, las gráficas ilustran de forma bastante clara cómo en esta simulación los contratos tienen un efecto poderoso en casi todos los escenarios para limitar los incentivos de los agentes a subir los precios.

Adicionalmente, la Figura 20 muestra cómo se modifican los beneficios de una empresa y sus incentivos para ejercer el poder de mercado cuando existe un cierto nivel de contratación. La línea roja en la figura muestra los beneficios de una cierta empresa en la hora 45 del mes de enero de 2008 para el escenario *B* cuando no existe ningún contrato, mientras que la línea azul muestra sus beneficios en ese mismo instante con un contrato de 2000 MW. El eje vertical es el beneficio y el eje horizontal es la potencia que la empresa vende en el mercado. La línea discontinua vertical muestra la cantidad que la empresa vendería en el caso completamente competitivo. El precio del contrato se ha establecido de forma que el beneficio en el punto en el que está produciendo de forma competitiva sea igual para los dos casos. Se puede observar que, a medida que se va retirando potencia a partir del punto competitivo, las curvas presentan un primer máximo relativo (subóptimo) y más adelante un segundo máximo relativo (óptimo absoluto). Es decir, que existe una primera solución en la que se retira una cantidad modesta de potencia -alrededor de 500 MW- que es razonablemente satisfactoria y una segunda solución en la que se retira mucha más potencia -prácticamente 3000 MW- donde se maximizan los beneficios.

Al contratar suceden dos efectos. En primer lugar, la segunda solución se desplaza hacia la derecha; es decir, el óptimo implica ahora retirar 600 MW menos del mercado, de modo que se puede decir que el contrato hace que el generador reduzca sus incentivos para ejercer el poder de mercado, aunque sea de forma modesta. El segundo efecto es que los beneficios que se obtienen en el primer máximo relativo y en el segundo se acercan significativamente. De la misma forma que en el caso sin contratos la diferencia de beneficios entre ambos es apreciable, en el caso con contrato este beneficio adicional es muy pequeño. En otras palabras, para pasar de un ingreso adicional -respecto al competitivo- del 4% a otro del 5,53%, que es un incremento modesto, la empresa debe reducir la cantidad que saca al mercado en más de 2000 MW y exponerse a ser detectado por los servicios de supervisión del regulador. Si la presión de esta supervisión es apreciable, es posible que el generador decida quedarse en el primer óptimo, en un nivel modesto de ejercicio del poder de mercado.

En este sentido es necesario resaltar, por una parte, que el ejemplo ilustra un caso con un contrato reducido, para mostrar que este efecto tiene lugar incluso con poca contratación, pero por otra parte no se pude dejar de notar que existe un cierto nivel de poder de mercado, en este caso representado por el primer máximo relativo, que es difícil de eliminar contratando.

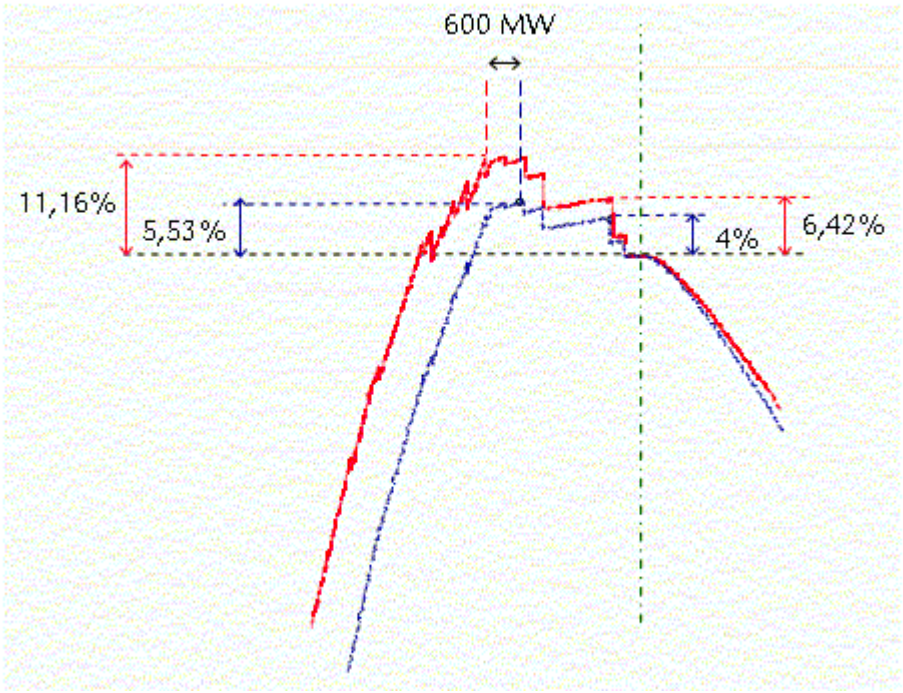

Figura 20. Efecto de la contratación sobre los beneficios de una empresa

Implantación práctica: potencias efectivas y cuotas máximas

En los apartados anteriores se han estimado, como volúmenes razonables de los contratos, unas potencias de 4000 MW para las horas de llano y de 6000 MW para las horas de punta. Pero para poder facilitar la implantación de un mecanismo de este tipo es necesario referir esas cantidades a alguna medida objetiva del sistema, de modo que no haya que repetir el estudio completo cada vez que se quiera determinar si un determinado agente debe ser contratado o no. Independientemente de que sea posible actualizar los datos del estudio siempre que se estime oportuno, es conveniente traducir estos valores en una cierta regla estándar que permita a los agentes conocer cómo les afectan los criterios de concentración, si son grandes o pequeños desde el punto de vista del regulador y, en general, hasta qué punto se van a ver afectados por las decisiones del regulador en materia de poder de mercado.

La expresión más evidente para una regla de este tipo es establecer alguna limitación a la potencia de la que los agentes pueden disponer libremente en el mercado, referida al tamaño del sistema. Aquí se propone que la potencia de la que un cierto agente puede disponer libremente en el mercado -es decir, excluyendo la parte de su generación sujeta a contratos virtuales o a los otros mecanismos regulatorios que se describen en el cuerpo de este capítulo- no debe superar un cierto porcentaje de la demanda máxima del sistema.

Concretar esta regla requiere de algunas precisiones. Por una parte, al hablar de la demanda máxima del sistema, se propone tomar como valor de referencia una previsión hecha por el Operador del Sistema con una cierta antelación -por ejemplo, tres años-, de modo que las posibles situaciones de exceso de tamaño se puedan conocer con suficiente tiempo, proporcionando a los agentes un margen para reaccionar y tomar las medidas que sean necesarias.

Respecto al tamaño de un agente generador, la cuestión es menos obvia de lo que pudiera parecer. A la hora de analizar cuál es el tamaño relevante de una cierta unidad de producción se podría pensar en utilizar simplemente la potencia instalada del equipo, pero parece claro que no es una buena medida -no es equivalente a efectos de poder de mercado contar con una central nuclear de 1000 MW que contar con 1000 MW de grupos de fuel-. Sin embargo, tampoco parece una buena idea considerar simplemente la energía producida por el grupo, ya que no es equivalente una central que produce 3500 GWh repartidos uniformemente entre todas las horas del año que otra que produce la misma energía pero concentrada en 800 horas de punta. Surge así la necesidad de definir una cierta medida *ad hoc*, algo así como la "potencia equivalente a efectos de poder de mercado" de cada planta.

Realmente, lo que se está intentando medir con este valor es en qué medida influye una cierta central en los incentivos de la empresa para subir artificialmente el precio y, de forma intuitiva, se puede considerar que influyen todas las centrales que o bien son inframarginales en ese instante o bien se encuentran cerca del margen. Intentando reproducir esta filosofía, aquí emplearemos una aproximación más o menos sencilla a este problema, definiendo unos ciertos valores de potencia equivalente para cada tecnología y en cada periodo, que se puede resumir en la siguiente tabla:

Tabla iv. Potencia equivalente por tecnología y periodo

Potencia efectiva	**valle**	**llano**	**punta**
Ciclos combinados Carbón Nuclear	·	potencia instalada · coeficiente de disponibilidad	potencia instalada · coeficiente de disponibilidad
Fuel Mixto	0	0	potencia instalada · coeficiente de disponibilidad
Hidráulica	0	producción histórica media en las horas de llano (‡*)	producción histórica media en las horas de punta (‡*)
Régimen especial	0	producción histórica media en las horas de llano (‡*)	producción histórica media en las horas de punta (‡*)

(‡*) En forma de potencia media.

Debe valorarse si merece la pena que para las magnitudes empleadas para los grupos hidráulicos y para el régimen especial se utilice una discriminación mayor -por ejemplo, distinguiendo además entre verano e invierno, o incluso por meses-. Para este estudio preliminar se ha tomado un único valor medio, pero sería muy sencillo extenderlo para añadir más detalle.

Respecto a los grupos hidráulicos, el dividir su energía media en energía de punta y energía de llano es un intento de reflejar una potencia -tamaño -mayor durante las horas de punta, coherentemente con las características de su operación, y de capturar de alguna forma el

hecho de que tanto la potencia como la energía influyen en este problema. Se podría argumentar, por una parte, que la potencia de una hidráulica que está "cerca del margen" y por tanto influye en la formación de los precios es mayor que la energía que finalmente produce esa planta, de modo que este criterio sería de alguna forma favorable para esta tecnología. Por otra parte, también se puede argumentar que el utilizar criterios de energía media es desfavorable para la hidráulica, ya que en los periodos en los que el poder de mercado es mayor es precisamente en los años secos cuando su energía es más reducida. En la medida en que esto es simplemente una aproximación, cabe pensar que ambos efectos se contrarrestan y el resultado es razonablemente equilibrado.

Este último comentario podría aplicarse también, aunque en menor medida, a la energía eólica -las grandes crisis de precios tienden a aparecer en periodos de poco viento-.

Utilizando estos criterios, y con los datos del caso ejemplo proporcionado por REE, resultan unas potencias efectivas por empresas de:

Tabla v. Potencias efectivas por empresas

Llano							
Total	EN	IB	UF	HC	VI	GN	OT
2005	12018	9464	3853	2234	875	1425	2400
2008	13108	12195	5625	2304	1500	3600	5352
Punta							
Total	EN	IB	UF	HC	VI	GN	OT
2005	14181	13477	4856	2329	1573	1425	2520
2008	15271	16208	6628	2399	2198	3600	5472

Llegados a este punto, se ha realizado de nuevo un conjunto de simulaciones por medio del modelo de equilibrio, estableciendo diferentes porcentajes máximos de cuotas libres en el mercado y observando los resultados de precios y comportamiento de los agentes en cada uno de ellos. Los volúmenes contratados en cada una de las simulaciones se han obtenido a partir de los valores de referencia identificados anteriormente para los contratos, de 4000 MW en llano y 6000 MW en punta, de forma que el volumen contratado para las dos empresas de mayor tamaño se encontrase alrededor de estos valores, y ajustando los porcentajes finales -máximo tamaño admisible en relación con la demanda de punta del sistema- hasta conseguir efectos sobre los precios análogos a los de los casos anteriores.

De este modo, en los casos representativos se han obtenido valores de las cuotas máximas de mercado admisibles para un agente individual del mercado, que oscilan entre 18,5% y 21,2% para el caso del llano, y 20,1% y 23,9% para las horas de punta. En conjunto, tomando preferentemente los casos más restrictivos y redondeando los valores, las cifras que aquí se recomiendan es que ningún agente pueda vender libremente en el mercado más potencia efectiva durante las horas de llano que el 19% de la demanda máxima del año, ni más del 22% de la demanda máxima del año durante los periodos de punta.

Tabla vi. Cuotas máximas de mercado admisibles para un agente individual

llano	19%
punta	22%

Para ver el efecto de esta regla en el caso ejemplo considerado, basta con aplicar los anteriores porcentajes a las demandas máximas supuestas para los años 2005 y 2008 para obtener las capacidades efectivas de producción de las que cualquier agente podría disponer libremente en el mercado peninsular español en los periodos de punta y de llano. Expresando estas potencias en términos de porcentajes de las potencias efectivas de cada empresa en la anterior Tabla v, los resultados son los siguientes:

Tabla vi. Potencias efectivas de libre disposición de cada empresa en el mercado (en %)

Llano							
Total	EN	IB	UF	HC	VI	GN	OT
2005	68	86	100	100	100	100	100
2008	68	73	100	100	100	100	100
Punta							
Total	EN	IB	UF	HC	VI	GN	OT
2005	67	70	100	100	100	100	100
2008	68	64	100	100	100	100	100

Lo anterior implica que las potencias efectivas de producción que deberían estar sujetas a alguno de los mecanismos de mitigación descritos en este capítulo 3 serían las siguientes:

Tabla vii. Cantidades afectadas por la regla de mitigación de poder de mercado

Llano							
Total	EN	IB	UF	HC	VI	GN	OT
2005	3848	1294	0	0	0	0	0
2008	4180	3267	0	0	0	0	0
Punta							
Total	EN	IB	UF	HC	VI	GN	OT
2005	4721	4017	0	0	0	0	0
2008	4934	5870	0	0	0	0	0

Implantación práctica: resultados de la simulación

Finalmente, con estos valores de contratos la simulación del mercado da lugar a los precios que se muestran en la Figura 21 y la Figura 22 que se muestran a continuación. Se puede observar cómo la contratación reduce de forma apreciable el poder de mercado, tanto en las situaciones de punta como en las de llano. Por citar algunos ejemplos de cómo se reducen los precios durante los periodos de llano se puede mencionar enero del 2006 en el escenario C, o julio del 2008 en el escenario B. En cualquier caso, el nivel de precios después de la contratación es en general notablemente más bajo que si no hubiera existido ésta.

Un ejemplo llamativo de la acción de los contratos en los periodos de punta son los meses de agosto de los dos años de estudio para el escenario B. En ese caso, el poder de mercado eleva los precios durante más horas que las que meramente corresponden a la punta. Al comenzar el periodo de punta, el volumen de contratación pasa de ser el del llano al de la punta, y los precios bajan por efecto de este contrato adicional. Desde el punto de vista de la simulación, esto ilustra de forma clara cómo actúa el contrato durante la punta y su eficacia en reducir el abuso de las posiciones de dominio. En la práctica, este efecto de salto brusco se puede evitar poniendo perfiles más progresivos entre el llano y la punta.

Por último, existen periodos en los que la contratación no hubiera hecho falta, como en abril de 2006 para el escenario A, y en otros donde se mantiene un cierto escalón de precios, como en abril del 2008 para el escenario C, pero parece que en general los resultados son razonablemente satisfactorios.

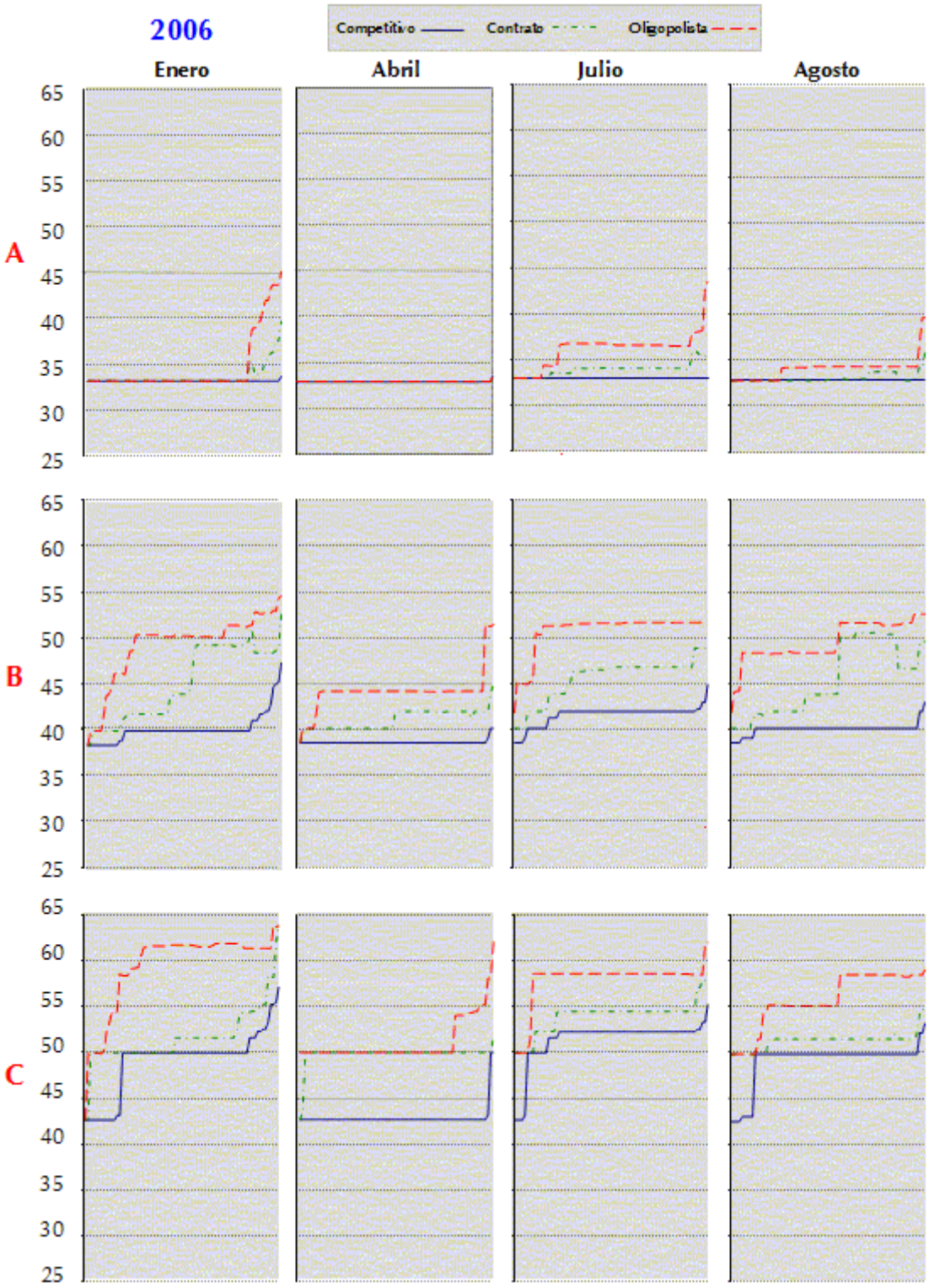

Figura 21. Resultados del caso final de contratación para el año 2006

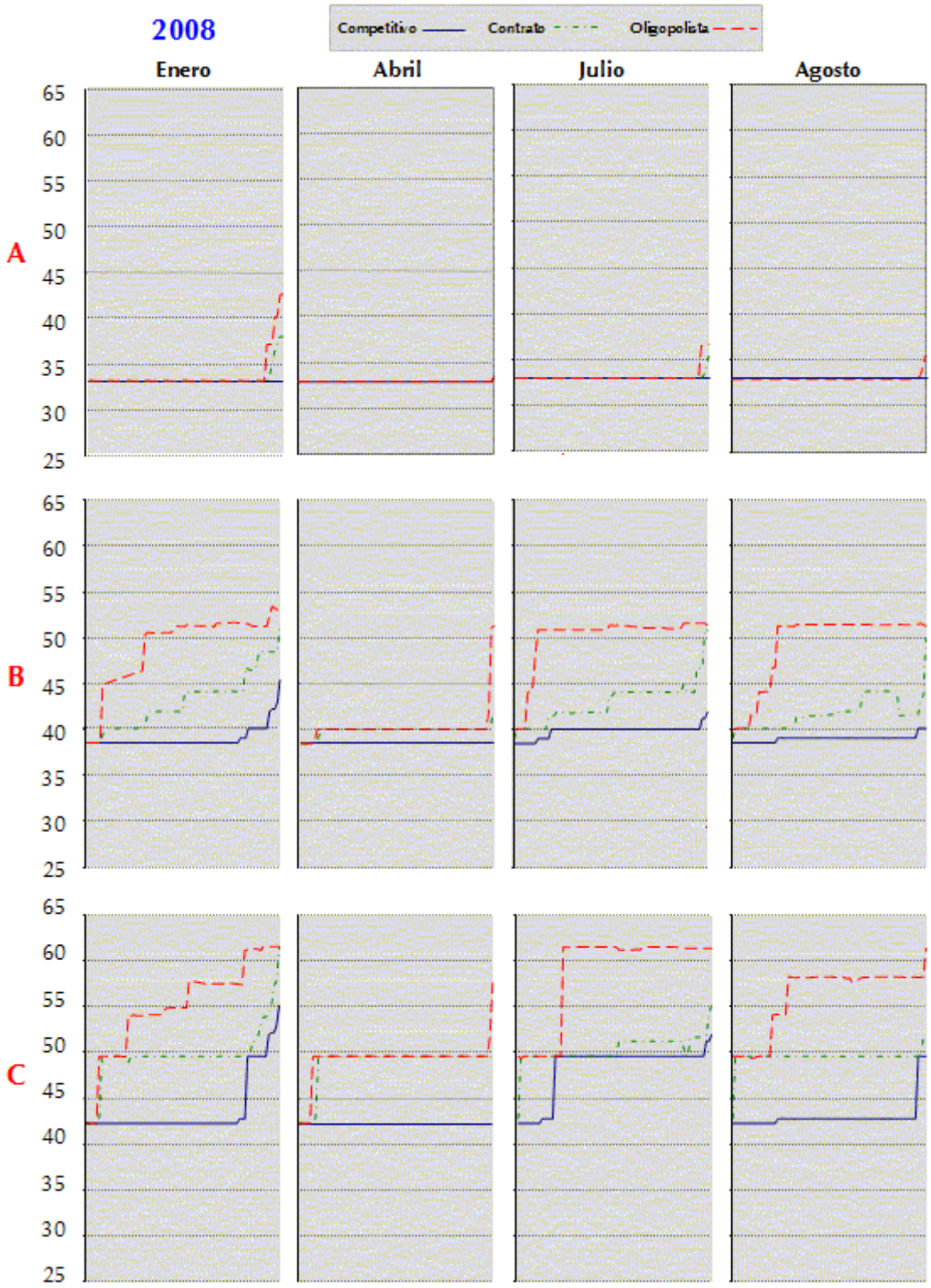

Figura 22. Resultados del caso final de contratación para el año 2008

4

La fiabilidad del suministro

4 La fiabilidad del suministro

Uno de los elementos necesarios de un mercado eléctrico es que proporcione los medios para que el suministro de la energía sea fiable. Esto es en sí mismo un resultado esperable del funcionamiento eficiente del mercado, en la medida en que parece claro que las situaciones en las que la demanda es racionada de forma imprevista en el corto plazo no son en absoluto deseables, ni parecen formar parte de la solución que maximiza el beneficio neto para el conjunto de la sociedad. Por otro lado, reguladores y políticos tratan de evitar por todos los medios que ocurran interrupciones prolongadas o sistemáticas del suministro, pues es algo que la opinión pública no tolera en los países de nuestro entorno económico y social. De hecho, este tipo de episodios suelen desembocar en crisis políticas o incluso del modelo de mercado -por ejemplo, California y Ontario optaron por modificar drásticamente su marco regulatorio después de un episodio de racionamiento prolongado-.

Es necesario analizar en qué medida el diseño regulatorio del mercado español cumple con este objetivo de fiabilidad y al mismo tiempo procurar que los elementos específicos de la normativa asociados a fiabilidad interfieran lo menos posible con el resto del mercado.

Aquí se analizan diferentes aspectos del problema de la fiabilidad. En primer lugar, se abordan los estudios de medida y control de la fiabilidad. Después, se trata el tema de las nuevas inversiones en generación, tanto desde el punto de vista de los trámites requeridos para la autorización de este tipo de inversiones, como desde el punto de vista del mecanismo de garantía de potencia, destinado a facilitar que exista un nivel adecuado de generación instalada en el mercado. Por último, se examinan los aspectos de seguridad en la operación del sistema, aunque buena parte del análisis de la misma se trata en el capítulo 7 -lo relacionado con los mercados de operación- y en el capítulo 9 -lo relacionado con la actividad del Operador del Sistema-.

4.1 El margen de cobertura de la demanda: seguimiento y planificación

La planificación y el seguimiento de las inversiones cumple un papel relevante en la garantía de la fiabilidad del suministro, por una parte como cuantificación que permite identificar lo próximo que se encuentra el sistema a sus objetivos de fiabilidad, y por otra parte como señal para tomar algún tipo de medida en el caso en que se observe que dichos objetivos no se van a cumplir. Teniendo en cuenta los largos plazos de construcción de las centrales térmicas, es relevante mantener monitorizado el grado de cumplimiento de los criterios de fiabilidad y contar con estimaciones de bastante largo plazo sobre la evolución de los márgenes de reserva, de forma que se pueda disponer de tiempo de reaccionar ante los posibles problemas que se detecten y tener la posibilidad de poner en práctica alguna solución.

Estudios de cobertura y planificación

A la vista de los diferentes niveles de monitorización de la cobertura de la demanda que existen actualmente, aquí se propone un posible esquema de organización de los mismos, por medio de tres tipos de estudios, con diferentes horizontes temporales:

- Un estudio de corto y medio plazo, típicamente con horizonte anual o incluso menor, similar a los informes de cobertura que realiza actualmente Red Eléctrica, que sirviera como un análisis de predicción de los potenciales problemas de cobertura de la demanda en el sistema eléctrico.

  La información que resulte de estos informes debe ser útil para que los agentes generadores conozcan cuáles son las situaciones críticas que se prevén en el futuro próximo y planifiquen su operación coherentemente, asegurándose de maximizar su probabilidad de estar disponibles en los instantes críticos. Esto se puede utilizar para modificar la programación de los mantenimientos -entendido tanto desde el punto de vista de asegurarse de que un grupo no esté en mantenimiento durante los momentos críticos como desde el punto de vista de mantener adecuadamente los grupos que no se utilizan con mucha frecuencia para que no tengan dificultades si son llamados a producir durante los instantes de crisis-, para programar la gestión de los combustibles, o la gestión de los embalses, etc. Además, el Operador del Sistema puede emplear esta información para tomar las medidas de emergencia con las que pueda contar -medidas especiales de gestión de la demanda[197], campañas públicas de información para que los consumidores reduzcan su demanda en algunas horas, etc.- y, en definitiva, para prepararse para un posible racionamiento.

  Los informes que realiza actualmente el Operador del Sistema a este respecto son mejorables. Sería necesario, como se comentaba en el apartado 2.1.2, sofisticar los métodos de cálculo que se están empleando y obtener medidas probabilistas más completas del riesgo de fallo en el que se encuentra el sistema. Sin ánimo de profundizar excesivamente aquí en la descripción de estos modelos, parece que un tratamiento probabilista de los fallos de los generadores, del crecimiento de la demanda y de otros factores análogos mejoraría sustancialmente la calidad de los resultados obtenidos.

- Un estudio de cobertura de medio y más largo plazo, típicamente con un horizonte de cuatro o cinco años -o el plazo aproximado que necesite un promotor para construir una central-, similar al informe marco que en estos momentos realiza la CNE.

  Los resultados de este informe servirían para detectar si es o no necesaria más inversión en el sistema, y para poner los medios para promover la entrada de nuevas centrales -la forma de llevar a cabo esto se analiza en detalle más adelante en el apartado 4.3.3-. Igualmente, este estudio debe estar asociado a un seguimiento casi continuo de las inversiones, que permita detectar si se están produciendo retrasos en los planes previstos.

  En líneas generales, el informe marco de la CNE está cumpliendo satisfactoriamente esta misión y se aconseja mantener y consolidar esa línea de trabajo.

---

[197] Un ejemplo de ellas puede ser el tratamiento de determinados consumidores y autoproductores que se está discutiendo en estos momentos, en el que se busca establecer procedimientos económicos que permitan al Operador del Sistema requerirles a que reduzcan su consumo en ciertos instantes y contribuyan así a la fiabilidad del sistema.

- Un estudio de planificación indicativa de largo plazo, típicamente con un horizonte de diez años -y hasta de treinta o cincuenta-, que contribuya a una visión estratégica del sistema eléctrico y éste dentro del energético global.

  En el capítulo 10 y en el apartado 2.1.8 se trata este asunto en profundidad. Aquí se trata de orientar a los agentes y al regulador sobre las decisiones estratégicas y de política energética que habrá que tomar en el futuro. Aspectos como la producción con carbón nacional, el esfuerzo en la promoción de la producción de electricidad con energías renovables o el debate nuclear deberían formar parte del proceso de elaboración de este plan. El Operador del Sistema tendría un cierto papel en la preparación de este informe, junto con varios otros organismos. El informe de largo plazo que actualmente debe realizar el Operador del Sistema sería una de sus aportaciones a este estudio de planificación estratégica. Igualmente, la planificación obligatoria de las infraestructuras de redes de transporte de electricidad y gas debe también ser un elemento contribuyente al citado estudio.

Margen de reserva

Respecto a qué valor de margen de reserva debe utilizarse en la cobertura de la demanda y cómo calcularlo, es necesario reconocer que actualmente no se dispone de una definición clara de este concepto. Se trata de algo que está íntimamente ligado con la idea de la potencia firme de un generador. Por ejemplo, si a estos efectos se representa a cada generador térmico por su potencia máxima, el valor del margen de reserva necesario en el sistema será mucho mayor que si se le representa por su potencia máxima multiplicada por su fiabilidad. Tampoco es lo mismo representar a una central hidráulica por la energía que puede aportar con una probabilidad de ser superada del 95% o del 80%. Por este motivo, no tiene demasiado sentido decir que el margen de reserva debe ser del 10% o del 20%, sin indicar al mismo tiempo a qué valores de potencias firmes se refiere el anterior porcentaje.

No se pretende en este documento realizar un estudio técnico acerca de cómo calcular el margen de reserva. Pero sí se propone obtener, tanto el margen de reserva deseable como las potencias firmes de cada generador, a partir de un estudio probabilista completo del comportamiento de los generadores y del sistema con técnicas apropiadas de fiabilidad. Esto permitiría determinar la función de probabilidad de fallo del sistema bajo diferentes hipótesis de generación instalada en el mercado. Es decir, que el criterio general no debe ser tanto el margen de reserva, que es una medida potencialmente ambigua, sino el valor de la probabilidad de pérdida de carga u otra medida de fiabilidad análoga. Estableciendo un valor mínimo aceptable de la fiabilidad del sistema se puede establecer a partir de un modelo probabilista si un determinado parque generador es suficientemente fiable o no, y esto es en sí mismo una medida de cuánta generación es necesaria en el sistema.

Ahora bien, también es cierto que la idea del margen de reserva ayuda a visualizar en forma sencilla las necesidades de inversión y que puede utilizarse como forma práctica de presentación del estudio de fiabilidad. Pero para hacerlo debe siempre tenerse en cuenta que se trata de una forma de aproximar y presentar los resultados más precisos del modelo probabilista. Por tanto, la potencia firme de un grupo debería básicamente reflejar su probabilidad de estar produciendo mientras el sistema está en racionamiento y lo necesita, y

el margen de reserva debería estar calculado de tal modo que exprese unos resultados equivalentes a los del modelo probabilista.

4.2 Las nuevas inversiones y las autorizaciones administrativas

El retraso en los trámites administrativos para construir y poner en marcha una central es un aspecto sin duda problemático del funcionamiento del mercado español en estos años, según se explicó en el apartado 2.1.2. Estas demoras suponen un riesgo de deterioro de la garantía de suministro, ya que los agentes necesitan mucho más tiempo para ejecutar sus proyectos de construcción de nuevas centrales, y además suponen una traba a la competencia, puesto que estas demoras se acaban convirtiendo en una barrera de entrada que tiende a disuadir a potenciales nuevos entrantes de participar en el mercado español. El coste de cualquiera de estos dos efectos es elevado, y debería ser serio motivo de reflexión acerca de la necesidad de reducir la duración de los trámites administrativos. Sorprende que no se hayan tomado aún algunas medidas -en especial las asociadas a contratación de nuevo personal- relativamente poco costosas en comparación con el impacto sobre el mercado de este tipo de retrasos, aunque es conocido el tiempo de demora necesario para poner en marcha una medida de este tipo a causa, a su vez, de los trámites administrativos necesarios.

A continuación se describen algunas posibles medidas que pueden ayudar a mitigar el problema. Dado que se trata de una dificultad en gran medida común para todas las nuevas inversiones, tanto de generación como de transporte, el tema se vuelve a tratar de nuevo más adelante en el capítulo 9.6.

Una primera medida obvia es la ya comentada de reforzar los recursos humanos y técnicos a cargo de tramitar los expedientes. El coste de esta medida sin duda estará compensado por el ahorro en la mejora de funcionamiento del sistema eléctrico.

Una segunda medida, orientada a reducir el aparente exceso de peticiones de construcción de centrales -o a establecer prioridades entre las mismas-, consiste en solicitar un aval a los promotores de nuevas instalaciones al solicitar la declaración de impacto ambiental, que se les devolvería al completar la construcción de la central. El objetivo es penalizar las solicitudes cuyo fin último no es realizar la inversión en el plazo de tiempo más breve posible. Esto debiera eliminar un cierto número de peticiones y se reduciría la carga de trabajo administrativa. El desarrollo del Real Decreto Ley 5/2005 ya contempla una medida en este sentido.

Una tercera vía de solución pasa por agilizar los trámites administrativos. El cumplimiento estricto de los plazos en los procesos de información pública reduciría la duración real del proceso administrativo. Dada la multiplicidad de administraciones involucradas, debe examinarse la posible implantación de un procedimiento de ventanilla única, estableciendo formalmente los mecanismos de coordinación entre las administraciones afectadas y definiendo el orden y la estructura de los flujos de información entre ellas. Se evitarían así algunas de las posibles duplicidades de tareas entre las administraciones autonómicas y nacionales. Parece asimismo interesante en cualquier caso promover los convenios de

intercambio de información y experiencia entre la administración nacional, autonómica y local, que pudiera ayudar a involucrar a más personal capacitado en el proceso.

Finalmente, en lo referente a las autoridades autonómicas y locales, se debe incidir en el tema que ya se planteaba en el apartado 2.1.2 acerca de la interacción entre los criterios de ordenación del territorio y el mercado eléctrico. El mercado eléctrico se basa en la libre entrada al sistema, que permite que los agentes compitan entre sí. Para ello, es necesario que cualquier agente tenga la posibilidad de instalarse si, por ejemplo, estima que los precios en el sistema van a ser altos y percibe que puede realizar un buen negocio. Si se limita o se ponen cortapisas al número de nuevos agentes que pueden entrar el mercado se están destruyendo las condiciones sobre las que tiene sentido diseñar un mercado competitivo y se estará afectando a la eficiencia de éste. Para que el modelo competitivo funcione es necesario que existan muchos generadores que pueden instalarse en el sistema, aunque finalmente sólo unos pocos lo hagan.

Desde el punto de vista de la ordenación del territorio, conviene distinguir entre dos tipos de señales de localización. Por una parte, las señales de ordenación territorial establecen unas determinadas zonas aptas para usos industriales -o para construir una central de producción de energía eléctrica-. Por otra parte, las señales de localización de la regulación del sistema eléctrico inducen al generador a instalarse en un emplazamiento o en otro. No debe caerse en la tentación de emplear herramientas de política territorial -por ejemplo, condicionando totalmente las autorizaciones de instalación a planes energéticos autonómicos-, para forzar a que sólo se instalen las plantas que se consideran necesarias en los emplazamientos que se consideran óptimos. Sin discutir el derecho de cada Comunidad Autónoma a regular la ordenación de su territorio, debe evitarse llevarlo hasta el punto de limitar por completo la libertad de instalación que establece la LSE, pues se ataca directamente a la contestabilidad, que es esencial para que exista competencia. Se recomienda abordar este difícil problema haciendo uso de la complementariedad de ambas regulaciones -ordenación territorial y eléctrica- mejorando en este último caso las señales económicas de localización para inducir a los agentes a buscar el mejor emplazamiento, como se presenta más adelante en el apartado 9.1.

4.3 La propuesta de reforma del mecanismo de garantía de potencia

4.3.1 Los objetivos a cumplir

Como se discutía en el apartado 2.1.2, contar con un volumen de capacidad de generación instalada que permita cubrir la demanda con holgura es un elemento esencial para el buen funcionamiento de un mercado eléctrico. Esta condición es obviamente necesaria para poder atender el suministro de la demanda con un nivel adecuado de fiabilidad, de modo que el producto que los consumidores reciben tenga la suficiente calidad y, al mismo tiempo, es una condición básica para que en las horas de máxima demanda se dé un nivel de competencia razonable que permita obtener unos precios coherentes.

La mayoría de los mercados -y el español entre ellos- han optado por emplear algún tipo de mecanismo específico de garantía de suministro, aunque no existe todavía un consenso claro sobre qué diseño es la solución más razonable. Por este motivo, en este Libro Blanco

se ha optado por mantener la estructura del cargo por potencia actual del sistema español, incorporándole las mejoras imprescindibles para corregir los graves problemas detectados en su funcionamiento.

En resumen, se trata de mantener el pago existente por garantía de potencia a los generadores, donde cada grupo recibe un precio regulado en función de un cierto valor de potencia firme que se le asigna también administrativamente, pero añadiendo dos elementos nuevos:

- El compromiso -con la consiguiente sanción económica, en caso de incumplimiento- de proporcionar la potencia firme asignada cuando el sistema se encuentra cercano al racionamiento, a cambio del pago por capacidad.
- Un procedimiento para asegurar un margen prefijado de cobertura en caso de que el mercado por sí mismo, junto con el pago existente por garantía de potencia, no lo proporcione.

El resto de este apartado se dedica a detallar estos dos nuevos elementos, así como algunas sugerencias para mejorar el actual procedimiento de asignación administrativa de la potencia firme.

4.3.2 Exigir una obligación a cambio del pago

Como se discutía en el capítulo 2.1.2 de diagnóstico, el actual pago por capacidad prácticamente no supone ninguna obligación para los receptores del mismo. Si un generador resulta estar indisponible en un momento crítico para la cobertura de la demanda del sistema -incluso con pérdida de suministro- simplemente pierde el pago por capacidad correspondiente a ese día, que es una suma relativamente pequeña, pero sigue recibiendo los pagos correspondientes durante el resto del año. Por el contrario, si un generador falla en un instante de baja demanda en el que no era en absoluto necesario para el sistema, sufre una penalización similar. Se puede decir que los pagos por garantía de potencia no suponen un incentivo especial para estar disponible en los momentos críticos y proporcionar realmente una mayor fiabilidad al sistema. Sólo los precios de la energía, previsiblemente altos cuando el margen de cobertura es escaso, proporcionan un incentivo a estar disponible en las situaciones de emergencia, pero no hay un compromiso ligado al mecanismo actual de garantía de potencia.

Se propone, por tanto, completar el mecanismo existente de pago por garantía de potencia de modo que permita medir hasta qué punto la potencia firme que está siendo remunerada está disponible cuando se la necesita y establecer penalizaciones elevadas asociadas a su indisponibilidad. Más adelante, la mayor parte de esta sección se dedica a desarrollar los detalles de la propuesta.

Esto permite hacer recaer sobre los agentes las medidas intermedias necesarias para conseguir los objetivos prefijados de fiabilidad. Por ejemplo, un generador hidráulico adquiere con este sistema un compromiso de aportar su potencia firme cuando le sea requerida por motivos de garantía de suministro, de modo que tiene un incentivo para gestionar sus embalses prudentemente para que pueda cumplir con esa obligación. Si este

generador hidráulico decide, por ejemplo, producir mucha energía en noviembre y reducir mucho sus reservas embalsadas, entonces aumenta la probabilidad de que en enero no disponga de toda la potencia firme que se le ha asignado y de sufrir una penalización si el sistema tiene problemas de suministro y esta potencia firme le es requerida. Al mismo tiempo, si el generador no tiene disponible toda su potencia firme en una hora en la que no hay ningún problema -un sábado de mayo a las 2:00 de la madrugada, por ejemplo-, entonces es irrelevante para el sistema si el generador puede funcionar o no, y no hay ningún motivo para exigirle que esté disponible o para penalizarle por no estarlo.

Con este nuevo planteamiento existirá un claro incentivo económico para que los agentes gestionen prudentemente por sí mismos las reservas hidráulicas. En esta misma línea, una de las ventajas relevantes de este enfoque es que se evita la necesidad de medir la disponibilidad de los grupos explícitamente, y procedimientos como la actual obligación de producir 480 horas al año pasan a ser innecesarios. Se propone por tanto eliminar este mecanismo de las reglas del mercado, sin que sea preciso sustituirlo por otras pruebas similares, como exámenes de disponibilidad aleatorios, por ejemplo.

Este planteamiento de la garantía de potencia es también especialmente útil en el caso de los grupos que funcionan con gas. Son varios los motivos que pueden hacer que un grupo de este tipo no tenga combustible: escasez en la compra del gas, interrumpibilidad del suministro del gas, problemas en la red de Enagás, falta de combustible alternativo, etc. Es difícil supervisar la actuación de una empresa en toda esta cadena. La introducción de la penalización -y por lo tanto la responsabilidad- asociada a la potencia firme comprometida por garantía de suministro hace que todo el peso de supervisar esta gestión de la compra del gas para asegurar la fiabilidad deseada deje de ser una obligación del regulador, que ya no tiene que ver si la empresa compra el gas adecuadamente, para ser una obligación del generador, que será penalizado *a posteriori* si finalmente no puede producir cuando es requerido a hacerlo. Por consiguiente, el grupo deberá gestionar sus compras de combustible de modo que se asegure de tenerlo disponible en los instantes críticos y deberá realizar contratos que le permitan repercutir las posibles sanciones por garantía de suministro sobre el suministrador. Análogamente, si el problema de suministro de gas tuviera que ver con la operación de la red de gas (Enagás) debería articularse un mecanismo que permitiera o bien repercutir las sanciones sobre el operador o bien asegurar que si una empresa dispone de gas sus grupos no serán racionados injustificadamente.

Se facilita así notablemente el proceso regulatorio, evitando tener que entrar en una micro-regulación de las decisiones intermedias que hacen que un grupo esté listo para funcionar. Por ejemplo, medidas como la supervisión del requisito de tener un volumen mínimo de reserva de un combustible alternativo a los generadores con contrato de gas interrumpible dejarían de ser fundamentales en el sistema -aunque por prudencia no estaría de más el mantenerlas, al menos por un tiempo-, ya que los propios grupos tendrían un fuerte incentivo a contar con ese combustible alternativo para evitar ser penalizados. De alguna forma, se está liberalizando en parte el proceso, al dar a los agentes mayor capacidad para tomar decisiones sobre cómo cumplir con sus obligaciones.

No obstante, lo anterior no es incompatible con que el regulador requiera a los agentes algunas medidas de prudencia, como mantener unas ciertas reservas estratégicas de

combustible, u otras medidas similares. Por ejemplo, no se deberían asignar obligaciones de garantía de potencia a un ciclo combinado si no tiene contrato de ATR de gas, o si existe una limitación local de NOx que no le permite producir. Se puede argumentar que las penalizaciones se encargan de disuadir este tipo de comportamientos, pero parece lógico impedir que se produzcan comportamientos claramente imprudentes. Este tipo de criterios de salvaguarda se pueden entender como una forma de limitar el riesgo de que el agente tenga que pagar una penalización muy elevada y no pueda hacer frente a ella, criterios que son comunes en otro tipo de mercados.

Esquema básico

En lo que se refiere a los grupos ya existentes en el sistema -ver el apartado 4.3.3 para el tratamiento de los nuevos generadores-, el esquema básico del mecanismo que aquí se propone sería el siguiente:

- Se calcula -por la administración- un valor de energía firme para cada uno de los generadores existentes, que éstos pueden modificar a la baja en ciertas condiciones.
- Se establece un pago regulado por cada megavatio de potencia firme, que se paga a los generadores independientemente de su producción.
- Durante la operación de corto plazo del mercado, cada vez que el precio de la energía en el mercado diario supere un determinado umbral, se considerará que el sistema está en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro y el generador deberá estar produciendo una cantidad igual o superior a su potencia firme[198].
- En caso de que no lo haga, se considerará que el grupo no cumple su compromiso de fiabilidad y deberá pagar una penalización por cada megavatio de su potencia firme no aportado.
- En cualquier caso, siempre que el precio supere el precio umbral, el generador deberá devolver la parte del precio que se encuentre por encima de dicho umbral

Cada uno de estos puntos se discute en detalle a continuación.

Definir el cumplimiento de la obligación

Una vez adoptado el criterio de exigir una entrega de la potencia firme comprometida a cambio del pago por garantía de potencia, y sólo en los instantes en los que el sistema se encuentra cercano a tener problemas de racionamiento, la primera pregunta que hay que contestar es cómo se mide si el sistema está en esta situación crítica o no.

---

[198] En la medida en que dicho precio umbral será elevado y estará en general por encima de los costes de producción de cualquier generador -ver más adelante-, todos los generadores que reciben pagos de garantía de potencia por la potencia firme que les ha sido asignada tendrán interés en estar produciendo cuando aparecen precios superiores al umbral. Si hay en ese instante más generadores -de los que reciben garantía de potencia- disponibles que demanda, entonces el precio no debería subir por encima del umbral.

Se ha optado por utilizar el precio -y en concreto el precio de la energía en el mercado diario, como se explica más adelante- como el mejor indicador posible de esta situación. En efecto, si este precio estuviese por encima de los costes de operación de los generadores de punta, debe suponerse que hay un problema de insuficiencia de oferta de generación.

Hay que resaltar que se trata de una medida *a posteriori*; es decir, que la obligación en la que incurre el generador consiste en dar su potencia firme en cualquier hora del año en la que el precio sea superior al umbral prefijado. Esto obliga a los grupos a tener que estimar cuáles van a ser dichas horas conflictivas, y al mismo tiempo elimina la necesidad de que esta estimación sea hecha por el regulador. Se trata indudablemente de un riesgo para el generador, pero es un riesgo razonable, que los grupos pueden gestionar correctamente, y que elimina posibles distorsiones asociadas a la previsión *ex-ante*. Por ejemplo, si el regulador tuviera que decidir *a priori* cuáles son las horas conflictivas del año en las que va a exigir la obligación de dar la potencia comprometida, seguramente algunas de las horas inicialmente señaladas como conflictivas serían luego tranquilas y algunas horas que en la práctica fueron críticas pueden no haber sido previstas como tales. Este procedimiento daría lugar a una distorsión en la señal que sería imposible de evitar.

Dentro de las medidas de detección de problemas realizadas *a posteriori* otra posibilidad sería emplear algún tipo de medida del margen de reserva, o algo similar, realizada por el Operador del Sistema, que disparase una alerta indicando que el sistema se encuentra en situación de pre-emergencia. El problema de estas medidas es que es muy difícil hacerlas completamente objetivas. Los cálculos de margen de reserva incluyen estimaciones sobre la potencia firme de los diferentes generadores y sobre el número típico de grupos que pueden estar fallados en el sistema. Y, aunque ésta es la forma técnicamente correcta de hacer esos cálculos, existe un cierto nivel de arbitrariedad en ellos. Cuando estos márgenes de reserva son simplemente herramientas indicativas de la situación del sistema, no es problemático que exista una cierta indeterminación en su cálculo, pero cuando existen efectos económicos asociados, esta arbitrariedad puede constituirse en una fuente importante de conflictos.

Por ejemplo, un generador que está indisponible, y que ha sido sorprendido por una alerta de pre-emergencia dada por el Operador del Sistema, puede argumentar que, siguiendo otros cálculos igualmente razonables, resulta que el sistema no debería haber estado en alerta y, por tanto, no debería haber sido penalizado. De este modo, el procedimiento empleado por el Operador del Sistema puede llegar a ser cuestionado. Además, teniendo en cuenta que los agentes tienen que prever cuáles van a ser los periodos críticos para tener en cuenta la fiabilidad en sus decisiones de operación, parece mejor que no tengan que prever cuáles van a ser las decisiones del Operador del Sistema. Sin embargo no debe excluirse completamente la posibilidad de hacer uso en el futuro de alguna medida proporcionada por el Operador del Sistema, si la experiencia en la utilización del procedimiento aquí propuesto así lo aconseja.

Por estos motivos el precio parece ser un indicador mejor del estado de pre-emergencia y se sugiere utilizarlo. Siempre que el precio sea elevado -un cierto porcentaje por encima del coste de operación de un generador típico de punta-, eso debe ser interpretado como un signo de que no hay suficiente capacidad de generación disponible en el sistema. Para que

esta condición sea suficiente y que no se produzcan situaciones problemáticas sin que el precio aumente, es necesario tener en cuenta dos aspectos:

- En primer lugar, la demanda debe marcar precio en el mercado. Por ejemplo, si antes de que tenga lugar la casación del mercado diario el Operador del Sistema procede a interrumpir a ciertos consumidores porque prevé problemas de falta de capacidad, esta acción debe tener implicaciones económicas sobre el precio del mercado. Deberá establecerse un precio de la demanda interrumpida -que será típicamente regulado y formará parte del contrato de interrumpibilidad- y este precio deberá ser considerado como una oferta de compra con precio en el mercado diario, de modo que cuando sea preciso hacer uso de estas ofertas el resto de los agentes perciban que el sistema está en problemas mediante un precio alto, el que fijan las ofertas de los clientes interrumpibles.

  Por otra parte, la necesidad de que la demanda marque precio no es exclusiva de este mecanismo de garantía de suministro, sino que será un elemento imprescindible en el mercado desde el momento en el que exista un volumen apreciable de contratación a plazo y tanto consumidores como generadores puedan comprar o vender en el mercado, dependiendo del momento y de su posición neta -ver capítulo 7-.

- En segundo lugar, es preciso establecer un precio de referencia que se emplee para determinar si el sistema está en situación de alerta de pre-emergencia o no. Se propone lo siguiente:

  - El precio de referencia es el del mercado diario. Todos los generadores que reciben pagos por garantía de potencia tienen la obligación de presentar un programa al Operador del Sistema que les haga estar produciendo al menos su potencia firme en las horas de precios por encima del umbral establecido, o de lo contrario serán penalizados.

  - Pueden cumplir con esta obligación bien mediante ofertas presentadas en el mercado diario organizado por OMEL o bien mediante contratación bilateral.

  - Los generadores que no han sido necesarios en el mercado diario -porque el precio del mercado diario no ha superado el precio umbral prefijado- ya no tienen obligación de producir. Esto permite no exigir tiempos muy rápidos de reacción a algunos generadores cuya puesta en marcha puede ser lenta.

  - Toda la energía que se adquiera en los mercados de más corto plazo -intradiarios, mercado de desvíos, desvíos en tiempo real, etc- cuando el precio del correspondiente mercado de corto plazo sea elevado -o cuando se haya producido racionamiento, para el caso de los desvíos en tiempo real- deberá pagar una penalización igual a la penalización establecida para los incumplimientos de las obligaciones de garantía de potencia. Esto permite impedir comportamientos como que un generador que no puede producir, pero que sí tiene compromisos por garantía de potencia, decida vender energía en el mercado diario y luego recomprarla mediante ofertas en los mercados posteriores -intradiario, por ejemplo- para evadirse de este modo de la penalización asociada a la garantía de potencia. Al mismo tiempo, esto tiene el efecto de promover la detección rápida de los problemas -de forma que la posible escasez se detecte en el

horizonte diario, no después-, independientemente de si el agente recibe garantía de suministro o no.

Un último aspecto a tener en cuenta es el hecho de que no basta con que la generación sea igual a la demanda para que el suministro sea fiable, sino que además el Operador del Sistema debe contar con un nivel razonable de reserva secundaria y terciaria. Podría suceder que el precio del mercado diario se mantuviese en niveles razonables pero que el precio del mercado de reservas fuese muy alto. Una forma de enfrentarse a ese problema sería definir diferentes tipos de obligaciones de garantía de suministro: opciones referidas al precio del mercado diario, por un volumen similar a la demanda máxima esperada más un cierto margen de reserva, y opciones referidas al precio del mercado de reserva secundaria, por un volumen similar a las reservas que serían necesarias en la situación más desfavorable. Sin embargo, la posibilidad de contratar las reservas secundarias en el largo plazo facilita notablemente este problema. Este tipo de contratos se discuten en el capítulo 7, como consecuencia de las posibles posiciones dominantes que pueden existir en este segmento del mercado, y facilitan el tratamiento del mercado de referencia en la implantación del mecanismo propuesto de garantía de potencia.

Fijar la penalización

La penalización sirve para disuadir a los agentes de gestionar sus plantas de modo que no puedan cumplir con sus obligaciones de garantía de potencia. Debe ser, por tanto, un valor suficientemente elevado como para tener efectos económicos. Y debe también tener potencial para ser, en total, mayor que el pago original por garantía de potencia, ya que en otro caso cualquier agente estaría dispuesto a declarar que tiene un gran volumen de potencia firme: si la penalización nunca es mayor que el pago total, en el peor de los casos nunca perderá dinero.

Se propone aplicar una penalización por cada megavatio no suministrado por debajo de la potencia firme comprometida, e igual para todas las horas del año. Es decir, cuando el precio esté por encima del precio umbral, toda diferencia positiva entre la potencia firme por la que se cobra garantía de potencia y la potencia producida en el horizonte diario será penalizada. Con un valor constante pen de penalización para cada megavatio.

El valor de dicha pen se puede calcular de modo que un grupo de punta con una tasa de fallo razonable no sufra excesivos riesgos. Por ejemplo, suponiendo que si aparecen precios altos en el sistema éstos se pueden mantener aproximadamente durante un periodo no mayor de seis u ocho horas, entonces se puede decir que si un generador coincide con estar fallado en ese instante debería perder todo su pago anual por capacidad. Así, el valor de la penalización -medido en €/MWh- se calcularía dividiendo el pago total de garantía de suministro -por megavatio- entre las ocho horas que se han establecido como referencia razonable.

Por otro lado debe evitarse que la penalización pueda ser excesiva si en un año determinado resultase haber varios días problemáticos en el sistema y el grupo estuviese indisponible en todos ellos. Aunque es razonable en este caso que la penalización supere el pago anual de capacidad, tampoco debiera ser excesiva. Esto puede conseguirse afectando

la penalización horaria inicial con un factor corrector que disminuya con el número de horas que un grupo esté sujeto a penalización.

Es importante advertir que el valor unitario del pago por garantía de potencia debe incorporar el valor esperado de la penalización a lo largo de la vida de una central eficiente.

Implicaciones del precio umbral

Las obligaciones que se han descrito hasta ahora asociadas a la garantía de potencia se refieren únicamente a la obligación de producir en ciertos instantes. Si se calcula con criterios económicos cuál es el valor de ese producto y, por lo tanto, cuál es el valor más razonable para el pago por capacidad, se observa que este pago debería estar relacionado únicamente con el valor esperado de las penalizaciones. No se trataría, por tanto, de un pago asociado a los costes fijos de la tecnología de punta, como normalmente se entienden los pagos por potencia.

Una forma de conseguir que el cargo de potencia se parezca conceptualmente más a los pagos que se están haciendo en estos momentos en el sistema -es decir, a los costes fijos de la tecnología de punta- consiste en suponer que además de lo anterior los consumidores reciben un seguro de precio por sus pagos de potencia. De modo que los generadores que cobran cargo por capacidad deben devolver la diferencia entre el precio del mercado y el precio umbral en todas las horas en las que el primero de los precios se sitúa por encima del segundo. El valor de estos excesos de precios es precisamente la fuente de los ingresos que deben servir para pagar la inversión en una central de punta, de modo que el valor del pago de potencia tiende a parecerse al coste fijo de este tipo de equipos. El pago por potencia se convierte así en una opción *call* -a la que además se le asocia una penalización-. Los consumidores reciben un producto claro a cambio de sus pagos y los generadores reciben un pago por potencia más elevado a cambio de renunciar a los ingresos extra que hubieran obtenido durante las puntas de precios, estabilizando su remuneración.

Esto permite establecer una correspondencia entre lo que se paga por garantía de potencia -asociado a los costes fijos de una determinada tecnología de punta; más una cierta cantidad para compensar por las penalizaciones- y el precio de referencia -que se correspondería con un coste típico de operación de un grupo de esa tecnología-. Si el precio umbral se establece un poco más alto que esa referencia, entonces el pago de potencia se establece un poco más bajo, para compensar. Con ello, los ingresos de un generador que prácticamente recibiera sólo los ingresos de la garantía de potencia serían completamente coherentes. Los grupos térmicos que acaban estando al margen durante la operación reciben unos ingresos fijos por este pago de garantía de potencia que les permite completar la remuneración que reciben del mercado y recuperar una parte de sus costes de inversión -que de otra forma apenas podrían recuperar-.

Una ventaja añadida de esta solución es que establece un límite de precios para una parte importante de la generación. Este límite sólo se activaría en las horas en las que la demanda sea especialmente alta, pero coincide que esas son las horas problemáticas desde el punto de vista del ejercicio del poder de mercado -ver capítulo 3-, donde casi todos los grupos son requeridos. Así que este límite de precios puede además tener la ventaja de constituirse en

un instrumento útil para limitar el ejercicio de poder de mercado en las pocas horas de demandas extremas.

Su efecto no consiste únicamente en limitar los precios cuando de otra forma podrían haberse disparado sino que, al establecer un límite más o menos blando para los precios que el mercado puede alcanzar, disminuye el número de horas en las que es rentable para un agente retirar potencia del mercado para llevar a los precios a su máximo, haciendo que el sistema funcione de forma normal durante más tiempo.

Este mecanismo tiene el inconveniente de que, al ser establecidos reguladamente tanto el precio del umbral como el precio del pago por potencia, es posible que los dos valores no sean del todo coherentes. No obstante, la comparación con una tecnología física -por ejemplo, el pago por capacidad está relacionado con el coste de inversión de una turbina de gas y el precio umbral está relacionado con su coste de operación- puede ayudar a limitar este posible error.

Fijar el precio umbral

Como se describía en el apartado anterior, el precio umbral debe estar por encima del coste de operación de una tecnología de punta razonablemente eficiente con costes de operación altos.

En este sentido, es necesario definir algún régimen de funcionamiento con el que calcular estos costes, ya que los arranques y otras condiciones técnicas de operación pueden tener un impacto significativo en ellos. Aquí se propone calcular el precio umbral como el coste medio de operación de una turbina de gas, alimentada con gas natural, razonablemente eficiente y que tuviera que producir durante cuatro únicas horas seguidas. Se podría pensar alternativamente en usar un grupo de fuel, pero seguramente en el medio plazo éstos no sean la tecnología óptima de punta.

Sí parece aconsejable ir revisando paulatinamente este precio umbral y establecer reglas claras de indexación que permitan que los agentes conozcan las fórmulas con las que va a evolucionar en el futuro. Estas indexaciones deberían hacer referencia fundamentalmente al precio internacional de los combustibles y al precio del CO2, intentando reproducir el impacto de ambas variables en el coste de operación de esta tecnología.

Fijar el precio unitario del pago por garantía de potencia

Como se ha discutido más atrás, el precio regulado de la potencia debería constar de dos componentes:

- Un porcentaje elevado pero no completo -por ejemplo, el 80%- del coste fijo de una turbina de gas. Cuanto más parecido sea el precio umbral al coste variable de operación de estos grupos, más parecida deberá ser esta componente al coste fijo total. Si el precio umbral es alto en comparación con los costes típicos de operación -y el parámetro de las

cuatro horas de operación establecido en el apartado anterior influye en ello notablemente-, entonces este porcentaje debe ser menor[199].

- Una estimación de las cantidades que debe devolver el generador a la demanda en concepto de penalizaciones.

Calcular la potencia asignada a cada grupo

En principio, se trataría de estimar cuál es la producción que el generador es capaz de garantizar durante las horas de precios altos. Con el fin de evitar manipulaciones e inestabilidad en los primeros momentos del procedimiento, proponemos que esta potencia firme sea calculada administrativamente y asignada a cada generador. Mucho se ha discutido en los diversos países que aplican el método del "cargo por capacidad" acerca del criterio más adecuado para la asignación de potencia firme a cada grupo generador[200]. El procedimiento aquí propuesto simplifica de alguna forma el problema pues, al constituir la potencia firme un compromiso con sus correspondientes obligaciones, el propio generador debe estar interesado en que no se le asigne un valor excesivamente alto. Por consiguiente no parece preciso que el procedimiento de asignación sea muy sofisticado en principio. Este procedimiento podría ser:

- Para los grupos sin limitación de energía -térmicos, incluyendo tanto a los del régimen ordinario como a los del régimen especial-, la potencia firme será su potencia nominal pues, excepto en caso de indisponibilidad forzosa del grupo, el generador habrá de tratar de tener toda su potencia totalmente disponible en los momentos de potencial crisis de falta de suministro en el sistema eléctrico. Ya que la penalización ha de suponer un incentivo para una adecuada gestión de la adquisición de combustibles, se considerará que el criterio anterior aplica igualmente a las centrales de gas, con independencia del tipo de contrato de adquisición de combustible que hayan firmado o de que puedan o no hacer uso de combustibles alternativos. Los operadores del sistema eléctrico y gasista deben, sin embargo, supervisar las condiciones de aprovisionamiento de combustible de los grupos térmicos e informar de ello a las autoridades reguladoras.

- Para los grupos con limitación de energía -hidráulicos-, se debe tomar una estimación de la producción hidráulica máxima en las horas de máxima demanda del año. Un valor razonable a utilizar es la potencia hidráulica media en las N horas de demanda más alta del sistema de los últimos 5 años.

  Cabría plantearse, por otra parte, la posibilidad de fijar más de un valor para la potencia firme de un grupo hidráulico. Típicamente, se podría calcular una potencia de invierno y otra de verano, de modo que se exigiera y se pagara a este tipo de generadores de

[199] Otros aspectos a tener en cuenta son los peajes de acceso a la red de gas, y el coste de los terrenos y las licencias.

[200] El equipo que ha elaborado este Libro Blanco ha participado activamente como consultor y emitido recomendaciones en los debates que al respecto han tenido lugar en Argentina, Colombia, España, Holanda y Perú.

acuerdo con estos dos valores diferenciados. Esto flexibilizaría la asignación de garantía de potencia a estos generadores, aunque debe estudiarse con más detalle porque seguramente implique desdoblar el sistema completo en una garantía de potencia de invierno y otra de verano, con precios diferenciados. Esto supone una complicación adicional que sólo debe adoptarse si es realmente necesaria.

- Para los generadores de régimen especial no regulables, como los grupos solares y eólicos, se propone mantenerles excluidos del sistema de opciones, puesto que no es razonable aplicar un sistema de penalizaciones que induciría mucho riesgo en estos grupos, un riesgo que no tienen capacidad de controlar. La hipotética retribución por la aportación a la garantía de potencia de estos grupos irá incluida en la prima que reciban, sin que suponga para estos generadores ni beneficio ni perjuicio alguno respecto a su actual retribución.

  No obstante, la contribución media esperada de este tipo de generadores a la potencia firme del sistema deberá ser calculada por el Operador del Sistema con el fin de incluirla en el análisis del margen de reserva del sistema, aunque esta potencia firme no lleve asociado ningún compromiso de producción.

Adicionalmente, este tipo de criterios generales deben matizarse con los condicionantes concretos de cada instalación, de modo que se apliquen en el cálculo dela potencia firme los criterios de salvaguarda que se presentaban más arriba -por ejemplo, la potencia firme de un generador que no puede producir por causa de una limitación medioambiental debe ser nula-.

Teniendo en cuenta que el diseño que se está proponiendo para el pago por garantía de potencia lleva asociada una obligación, parece conveniente permitir a los agentes una cierta capacidad de decidir sobre la potencia que se les asigna. En principio, los generadores tienen un incentivo a intentar que su potencia asignada sea grande, para cobrar el cargo por garantía de potencia, pero tienen también un incentivo para que este valor sea pequeño, para evitar penalizaciones, de forma que se puede considerar que tenderán a intentar que les asignen una potencia similar a su verdadera potencia firme. Así, es interesanteinterpretar que la potencia firme que se determina administrativamente para cada grupo es una cantidad máxima y que los agentes pueden modificar esta cantidad a la baja -únicamente- si perciben que no son capaces de cumplir con la obligación exigida.

Para evitar manipulaciones, este tipo de cálculos y de reducciones de la capacidad asignada no deberían ser modificados con frecuencia, sino únicamente ante cambios en las características técnicas del equipo -reparaciones, repotenciaciones, etc.-. De otra forma, sería posible modificar los compromisos de garantía de potencia en función de si se prevé un año seco o húmedo, o en función de los precios del gas, alejándose de los criterios de planificación y de largo plazo que deben guiar esta asignación.

Además, sería conveniente establecer un nivel mínimo -por ejemplo, el 70% de lo calculado inicialmente- por debajo del cual ya no es posible reducir dicha cantidad, para evitar que una excesiva reducción de estas cantidades deje al sistema en una situación vulnerable desde el punto de vista de la garantía de suministro.

Ofertas en cartera

Un asunto de detalle, pero potencialmente conflictivo, consiste en decidir si las obligaciones descritas se asignan a generadores individuales o a empresas en su conjunto, de forma que puedan hacer frente a electos compromisos con toda su cartera de generación.

El argumento común a favor de que se asignen las obligaciones a generadores individuales es que un reparto en cartera favorece a las empresas de mayor tamaño, ya que pueden reemplazar a grupos que han fallado por otros que pueden producir más que su potencia firme. No obstante, esto podría subsanarse con un mercado secundario de capacidad.

Realmente el comportamiento del mecanismo propuesto de garantía de potencia con obligaciones asignadas a generadores individuales es muy similar al comportamiento en el caso de obligaciones en cartera. El único caso conflictivo donde hay discrepancia entre ambas soluciones, en realidad, aparece cuando ocurre que el precio es alto, varios grupos están indisponibles, y hay energía no ligada a las obligaciones de garantía de potencia -por ejemplo, una importación, o la energía de un grupo que es capaz de producir por encima de su potencia firme- que puede reemplazar a algunos de los generadores fallados, pero no a todos. En ese caso, si existe la posibilidad de ofertar en cartera, una empresa grande podría reemplazar a alguno de los generadores fallados con energía sobrante de otro de sus grupos y evitar la penalización, mientras que una empresa pequeña pagaría la penalización.

No obstante, si existiera un mercado secundario de capacidad la empresa pequeña podría contratar con alguno de los grupos excedentarios y evitaría así la penalización de la misma forma que la empresa grande.

El inconveniente de establecer obligaciones generador a generador es que, a medida que se generalicen la contratación bilateral y el mercado a plazo, casi todas las transacciones van a ser fundamentalmente en cartera, y puede ser contra-intuitivo exigir a una cierta empresa responsabilidades por un determinado generador si el conjunto de su cartera ha cubierto correctamente la potencia requerida.

A la vista de las consideraciones anteriores, este Libro Blanco recomienda que las obligaciones sean inicialmente asignadas y evaluadas generador a generador, para evitar las complejidades prácticas de tener un mercado secundario de potencia, fundamentalmente en lo que a liquidaciones se refiere, y que se evolucione gradualmente hacia un sistema con ofertas en cartera al cabo de unos años, cuando se perciba que el mercado a plazo y su esquema liquidatorio están maduros.

Influencia de la red de transporte. Importaciones y exportaciones.

Un aspecto en el que la red de transporte afecta a este mecanismo es el caso en que los precios del sistema son altos -por encima del umbral- y el generador está disponible y ha realizado una oferta con un precio menor que el umbral, pero no ha sido despachado como consecuencia de una restricción de transporte. La cuestión es si debe ser penalizado o no por el incumplimiento de sus obligaciones de garantía de potencia. Se propone que los generadores que han sido retirados del despacho por recuadre del mecanismo de energía no sean penalizados, pero que los que han sido retirados dentro del proceso de resolución de

la congestión propiamente dicho sí deban pagar una penalización. Se envía de este modo una fuerte señal de localización que refleja de algún modo la falta de firmeza de los generadores situados en lugares desfavorables de la red.

Asimismo, en el capítulo 9 se proponen algunos criterios para considerar el impacto de las restricciones de transporte en el cálculo de la potencia firme de los generadores, que también supone una señal de localización relevante.

Respecto a los intercambios internacionales, actualmente la legislación europea establece que es posible interrumpir los intercambios internacionales en caso de que exista riesgo para la demanda nacional. Mientras esta normativa se mantenga, se recomienda no considerar a las importaciones dentro del mecanismo de garantía de potencia. Esto incluye en general el mercado europeo, pero es aplicable también para Portugal.

4.3.3 Asegurar un margen de generación

El segundo problema que debe abordarse en relación con el sistema actual de pagos por garantía de potencia es que, a pesar de que favorece de algún modo la inversión al introducir un mecanismo adicional de retribución, no se puede estar seguro de que permitirá obtener el margen deseado de cobertura de la demanda. En la práctica, parece que el mecanismo ha sido efectivo para evitar que algunos generadores obsoletos se retirasen del sistema, pero no parece que haya sido un factor decisivo en el proceso de atraer nuevas inversiones.

Es posible que en algún momento se presentase una situación en la que el sistema no consiguiese atraer suficiente generación como para mantener el margen de cobertura deseado, y es necesario añadir algún mecanismo adicional que permita al regulador conseguir la instalación de nueva capacidad.

El artículo 7.1 de la Directiva 54/2003 establece que "Los Estados Miembros garantizarán que, por razones de seguridad de suministro, puedan prever nuevas capacidades o medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda a través de un procedimiento de licitación o cualquier procedimiento equivalente en cuanto a transparencia y no discriminación con arreglo a los criterios publicados. No obstante, sólo podrán iniciarse tales procedimientos si, mediante la aplicación del procedimiento de autorización, la capacidad de generación obtenida o las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda adoptada no son suficientes para garantizar la seguridad del suministro". Por otro lado, en el artículo 10 de la Ley del Sector Eléctrico se establece que "El Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando concurra alguno de los siguientes supuestos", entre los que se incluye el "riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica".

En general, los métodos que se suelen considerar bajo estos supuestos implican contrataciones a muy largo plazo que interfieren apreciablemente en el mercado de energía. Este Libro Blanco propone un mecanismo indirecto alternativo que interfiere mucho menos en el mercado. La idea que se propone consiste en mantener el mismo producto de garantía de suministro de largo plazo descrito en el apartado anterior, pero permitir que la Administración pueda convocar una subasta cuando detecte que no hay suficiente inversión

en el sistema, para que los nuevos entrantes determinen cuál es el valor del pago por garantía de potencia -éste es un valor regulado y prefijado para los grupos ya existentes- que necesitan para entrar al mercado español.

Así, los generadores existentes seguirían cobrando el precio regulado, mientras que los generadores nuevos que resultasen ganadores de la subasta cobrarían el precio resultante de la misma durante cinco años; al cabo de ese tiempo pasarían a tener la consideración de generadores existentes y a percibir el mismo precio regulado que éstos.

De esta forma, el método puede contemplarse como una de las formas posibles de implantación concreta de lo establecido al respecto, tanto en la Directiva europea como en la Ley del Sector Eléctrico española, aunque minimizando la interferencia sobre el mercado de energía.

Una de las características positivas de este diseño es que el proceso de la subasta afecta a muy pocos generadores, mientras que la remuneración de potencia de la mayoría está regulada y, esencialmente, es ajena al juego de este mercado de nueva capacidad. Esto permite reducir la interferencia del poder de mercado en este proceso y evitar cierto tipo de juegos que podrían resultar conflictivos.

Esquema básico

El diseño básico del mecanismo que se propone es:

- El regulador, en colaboración con el Operador del Sistema, supervisa el valor de la generación prevista para dentro de un cierto plazo -dos o tres años-, considerando tanto los grupos existentes como las incorporaciones y retiradas esperadas para esa fecha, y lo compara con la previsión de la demanda para ese plazo, más un cierto margen de reserva[201].

- Si el valor de esta generación es inferior al volumen de potencia instalada deseado, se lanza una subasta por la diferencia entre ambas cantidades. En ella pueden participar tanto los grupos nuevos que ya se han instalado en el sistema pero que no han resultado todavía ganadores todavía en ninguna subasta como los nuevos entrantes.

- El resultado de la subasta consiste en adjudicar a algunos generadores obligaciones asociadas a la garantía de potencia, análogas a las que tienen los generadores existentes, que comienzan al cabo de un cierto plazo -dos o tres años- y que tienen una duración máxima de cinco años a partir de ese momento. Más concretamente, los generadores nuevos adquieren la obligación por los cinco años completos, mientras que los generadores existentes adquieren la obligación hasta la fecha en que se cumplan cinco años desde que se instalaron en el sistema. A cambio, estos grupos reciben el precio marginal de potencia que haya resultado en la subasta durante el tiempo que dure su obligación.

[201] El informe de seguimiento de medio plazo que se mencionaba en el apartado 4.1 puede ser de mucha utilidad en este proceso.

- Una vez terminado el plazo de los cinco años -o lo cinco años menos el tiempo desde que se instalaron, para los generadores existentes-, los generadores pasan a percibir el precio regulado de capacidad descrito en el apartado anterior, como el resto de los grupos existentes.

Tipos de generadores

A efectos de describir el funcionamiento de este proceso, es útil dividir a los generadores en tres grupos:

- Los generadores existentes propiamente dichos, que son grupos que o bien han sido instalados antes de 2005 o bien son generadores que en algún momento han resultado ganadores en una subasta y ya ha concluido su plazo de cinco años recibiendo un precio especial, de modo que han regresado al régimen general.

  Este tipo de grupos no participa en la subasta, sino que recibe el precio regulado establecido por la administración de acuerdo con el apartado 4.3.2 y no pueden participar en el procedimiento de adquisición de nueva capacidad. Por tanto, no influyen en la subasta y no proporcionan incentivos para que otros generadores de su empresa quieran subir los precios de potencia para obtener ingresos adicionales con la potencia de estos grupos. Un diseño alternativo que hubiera pagado a todos los generadores en función del precio de potencia en cada instante hubiera sido mucho más vulnerable al ejercicio del poder de mercado.

  Como se supone que su decisión de inversión ya está tomada y que el precio que reciben es suficiente para evitar que se marchen del sistema, no parece haber grandes conflictos ni distorsiones en sus decisiones de largo plazo por no pagarles exactamente el precio de la potencia cada año, sino un valor aproximado del mismo.

- Los generadores que ya se han instalado, pero que no han resultado ganadores todavía en ninguna subasta. De algún modo, éstos siguen siendo generadores nuevos a efectos de poder participar en las subastas.

  Estos grupos pueden participar en las nuevas subastas y, mientras tanto, reciben el mismo precio regulado que cobran los generadores existentes. Si participasen en una subasta futura y finalmente resultasen adjudicatarios de la misma, cobrarían el precio de la subasta durante el plazo que restase para cumplir los cinco años -es decir, hasta que se cumplan los cinco años desde la primera vez que cobraron un pago por capacidad-.

  Un elemento difícil de determinar es si se debe contar con este tipo de generadores a la hora de determinar el margen de cobertura existente en el sistema. Un argumento para no hacerlo sería que si, al instalarse libremente sin ser convocado por el Operador del Sistema, un generador pierde la posibilidad de participar en la subasta y de obtener los precios posiblemente más altos de la misma, el grupo tenderá a retrasar su entrada en el sistema hasta que coincida con una subasta. Es decir, que las subastas de capacidad tenderán a distorsionar el ritmo natural de entrada de los grupos en el sistema, lo que no es deseable. Por otra parte, también se puede pensar que una subasta en la que el total de la demanda pueda ser suministrado por generadores ya existentes es una subasta poco

fiable. En efecto, la contestabilidad que aportan los nuevos entrantes se verá reducida si hay muchos generadores que cuentan con la ventaja de estar ya instalados, y es posible que sea sencillo manipular el precio de la potencia. De este modo, parece preferible no convocar una subasta cuando los grupos ya instalados bastan para cubrir el volumen de potencia deseado, a pesar de que es posible que ello distorsione en alguna medida los tiempos de la inversión. La experiencia con el procedimiento mostrará si esta potencial distorsión del patrón natural de inversión es relevante o no.

Por tanto, estos generadores deben computar como capacidad existente a la hora de calcular el margen de reserva por parte del Operador del Sistema. La subasta sólo debe convocarse si la capacidad de generación existente -de todo tipo- no fuese capaz de cubrir el margen de cobertura deseado.

Merece la pena resaltar que el procedimiento paga el precio regulado a todos los generadores que estén en el sistema, aunque no sean necesarios para satisfacer el margen de cobertura mínimo establecido. Esto, a pesar de que podría resultar extraño a primera vista, es algo que ya existe en el procedimiento actual y permite dar más libertad a los agentes a la hora de tomar sus decisiones de inversión. Nada hay de anómalo en ello mientras el pago de garantía de potencia no ocasione por sí mismo una inversión excesiva.

- Los nuevos generadores, que todavía no forman parte del sistema. Éstos pueden fundamentalmente participar en la subasta, de acuerdo con los criterios que se han descrito anteriormente.

Plazos de la subasta

Se propone que la subasta incluya un periodo de carencia, entre el instante en el que se realiza la subasta y el momento en el que las obligaciones entran en vigor, de tres años. Este plazo debería bastar para que un nuevo entrante realizase sus inversiones y estuviese en condiciones de producir. Obviamente, para poder llevar a cabo la construcción de la planta en ese periodo de tiempo es preciso que antes ya se hayan tramitado los permisos, el emplazamiento, etc. pero en general se trata de procesos que consumen una gran cantidad de tiempo pero no una gran cantidad de recursos, de modo que un nuevo inversor podría realizar estos trámites antes de la subasta con un riesgo relativamente pequeño.

Visto desde el ángulo opuesto, tampoco parece razonable aumentar indeterminadamente este plazo para asegurarse de que es posible realizar todas las gestiones después de la subasta, porque ello implicaría aumentar notablemente el plazo y con ello la incertidumbre de los agentes acerca de la evolución del mercado de energía. Por ejemplo, parece extraño vender hoy una energía cuyo periodo de vigencia empieza dentro de seis años. De este modo, tres años parece una solución de compromiso razonable.

Además, se propone que las obligaciones y pagos que resultan de esta subasta tengan una duración de cinco años, desde que entran en vigor hasta que se extinguen. Esto debería permitir a los inversores una estabilidad suficiente como para justificar la construcción de la central. Teniendo en cuenta que, debido a las tasas de descuento, los ingresos futuros tienen menos importancia en la toma de la decisión de invertir cuanto más lejanos en el tiempo se

encuentran, cinco años es un periodo suficientemente significativo para que el procedimiento propuesto suponga un incentivo suficiente para realizar nuevas inversiones.

Extender estas obligaciones excesivamente en el tiempo pudiera terminar implicando un riesgo mayor para el generador que el que se pretende controlar, ya que conlleva un compromiso de proporcionar potencia firme.

Ofertas de los agentes en la subasta

Los generadores deben presentar ofertas de precio y cantidad. Y pueden presentar varios bloques de ofertas diferentes.

Respecto a la cantidad, como condición de salvaguarda y como forma de no discriminar respecto a los grupos existentes, es deseable que los nuevos entrantes describan las características de la inversión que planean realizar y que el regulador les adjudique un valor de potencia firme calculado con el mismo criterio que el utilizado para los grupos existentes. La potencia ofertada en la subasta no podrá ser superior a dicha potencia firme.

Respecto al precio, los generadores típicamente calcularán el precio que desean en función de sus costes de inversión, deduciendo de ellos el beneficio neto que esperan obtener del mercado.

Procedimiento de subasta: cantidades a comprar y precios

Cada año el Operador del Sistema sacará a subasta la diferencia entre:

- la previsión de la demanda máxima del sistema, más un margen de seguridad. De esta cantidad deben deducirse las aportaciones de la energía renovable no despachable -eólica, solar- y de la demanda interrumpible. El procedimiento para determinar este valor forma parte de las tareas que el Operador del Sistema realiza dentro de sus funciones actuales.

- las potencias firmes de los generadores previstos para ese periodo, que incluyen a los grupos ya existentes y a los que el Operador del Sistema estima que se van a incorporar, de acuerdo a sus mejores estimaciones.

La subasta no se convocará si el total de la generación prevista proporciona un margen de cobertura superior al establecido. Todos los generadores que resultan adjudicados en esta subasta reciben el precio marginal de la misma.

El precio de la subasta se encuentra acotado entre dos límites. Por una parte, un límite inferior, igual al precio regulado que reciben los grupos existentes. Si el total de la potencia ofertada a precios iguales o inferiores al precio regulado supera el volumen de generación que se quiere comprar, entonces el precio de la subasta es igual al precio calculado administrativamente y todos esos grupos reciben dicho precio regulado.

Por otra parte, un límite superior que representa el máximo pago por potencia que el sistema está dispuesto a pagar. Se considera que es preferible tener menos potencia instalada que pagar precios superiores a éste. Se propone que este precio máximo se calcule por un procedimiento análogo a como se calculaba el precio regulado en el apartado 4.3.2,

pero modificando el porcentaje del coste de la tecnología de punta que se incluye en el primer término. Así, si en el precio regulado -mínimo- se proponía usar un 80% del valor de referencia del coste de inversión de la tecnología, en el precio máximo se podría usar un 120%.

El objetivo de este tope de precios es evitar posibles abusos de poder de mercado para los casos en los que la liquidez de esta subasta no sea alta. En teoría, con el precio máximo establecido un grupo de punta podría financiarse completamente aunque no vendiera ninguna energía, de modo que ofertas mucho mayores a ésta tienen que deberse a errores en la estimación de los precios por parte del regulador o a abuso de la posición de dominio. Es importante controlar este último factor para que la subasta sea una herramienta útil en la que el regulador pueda confiar.

Respecto a la cantidad a comprar en la subasta, es razonable establecer algún tipo de curva de demanda que establezca una evolución gradual entre el precio máximo y el precio mínimo descritos. Por ejemplo, la cantidad de potencia que el Operador del Sistema desea adquirir puede evolucionar de forma lineal a medida que el precio desciende, de modo que se compre mas potencia si el precio es más bajo. Así, uno de los extremos de esta recta sería el valor de potencia de referencia -la estimación de la demanda más un margen de reserva moderado, por ejemplo, el 10%-, que correspondería al precio máximo que se está dispuesto a pagar por la potencia. El otro extremo de la recta se situaría en un valor máximo de potencia que se quiere adquirir -la estimación de la demanda más un margen de reserva del 15%, por ejemplo-, que correspondería al precio mínimo de la potencia. La Figura 23 muestra la curva resultante.

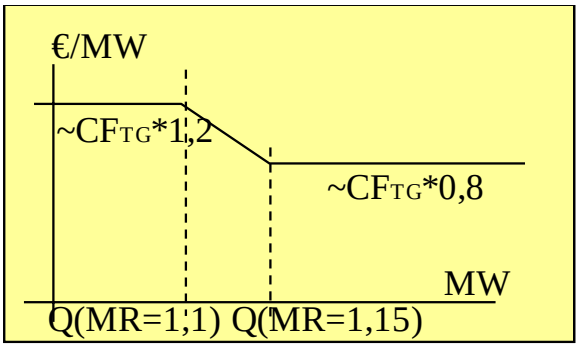

Figura 23 Curva de demanda de potencia

Como se mencionaba en el apartado 4.1, la elección del margen de reserva a emplear en el cálculo de la potencia que se desea adquirir en la subasta está relacionado con la medida de potencia firme que se esté utilizando. Si la medida de potencia firme es muy estricta, entonces el margen de seguridad que deberá incorporarse será menor; si la potencia firme es menos estricta, entonces el margen de seguridad será mayor. En general, diversas combinaciones de procedimientos de cálculo de potencia firme y de margen de seguridad razonables deben tender a dar resultados totales parecidos de cuánta potencia debe comprarse. Proponemos, en principio, estos criterios del 10% y el 15%, aunque ambas cifras deberían ser ratificadas con un estudio detallado por parte del Operador del Sistema.

Un aspecto adicional y crítico en este proceso es qué hacer cuando la potencia ofertada a precios inferiores al precio máximo es menor que el volumen que se desea adquirir. Si en ese momento el Operador del Sistema decide aumentar el precio máximo, o comprar potencia por fuera de la subasta a un precio mayor, el efecto del precio máximo será eliminado y el potencial de manipulación de la subasta crecerá de forma notable. Para evitar llegar a esa situación, se propone un proceso previo, inspirado en las subastas del espectro radioeléctrico de Inglaterra[202] que también han servido de referencia para las subastas de energía en Brasil.

De este modo, se solicitarían en primer lugar ofertas únicamente de cantidad, en el entendido de que todas ellas se comprometen a cumplir con las obligaciones asociadas a la potencia a un precio no superior al precio máximo previamente definido. Si el volumen total de las ofertas recibidas es suficiente para asegurar que la subasta será competitiva -es decir, es significativamente mayor que el volumen que se quiere adquirir en la subasta, por ejemplo lo supera en 400 MW-, entonces se procede a una segunda ronda en la que se solicitan precios y se realiza la casación mediante el corte de las dos curvas -subasta de sobre cerrado-[203].

Si el volumen total es escaso para que el mercado sea competitivo, entones se conservan las ofertas originales durante unos pocos meses, se procede a dar publicidad al proceso, intentando atraer nuevos entrantes, y finalmente se vuelven a solicitar ofertas al cabo de un tiempo. La idea asociada a este proceso es que muchos potenciales inversores no presentan ofertas en todos los mercados del mundo, porque el tiempo de prepararlas supera su expectativa de ganarlas. Cuando se detecta que hay poca oferta y que los precios pueden ser altos, entonces cabe pensar que algunos de los que inicialmente decidieron no pujar puedan plantearse el hacerlo.

Respecto a cuál es la cantidad suficiente para que la segunda etapa de la subasta sea competitiva, es un tema abierto. En la subasta realizada en Inglaterra se aprovechaba el hecho de que los bienes a asignar no eran divisibles, de modo que bastaba con tener un oferente más que el número de licencias a repartir y asegurar que todos ellos eran serios, para conseguir una competencia apreciable por hacerse con el bien. En el mercado eléctrico esto puede ser algo más difícil, ya que la potencia a vender sí es divisible. No obstante, teniendo en cuenta que en muchas ocasiones serán nuevos generadores los que participen en esta puja, un criterio deseable puede ser que las ofertas -serias- recibidas en la subasta superen a la cantidad que se desea comprar al menos en el tamaño de un generador típico. Si se cumple esta condición, es razonable pasar a la segunda etapa, si no es mejor dar publicidad al proceso e intentar atraer nuevos inversores.

---

[202] Ken Binmore, Paul Klemperer, "*The biggest auction ever: The sale of the British 3G telecom licences*", *Economic Journal*, March 2002.

[203] En la subasta de las telecomunicaciones inglesas, si se detectaba que la oferta era excesiva se iba reduciendo el precio máximo en sucesivas iteraciones hasta alcanzar el volumen deseado.

Garantías

Como en cualquier mercado, los agentes deberán presentar avales que cubran un cierto volumen de las cantidades que tendrían que pagar en concepto de penalización.

Además, para los agentes que participan en la subasta sin contar todavía con capacidad instalada, debe diseñarse un mecanismo adicional que les penalice si no han entrado en funcionamiento en la fecha donde se comprometieron a dar su opción, con un cargo que se les cobre por cada día que no están operativos, y sin que esto exima al grupo del resto de sus compromisos.

4.4 Seguridad de operación del sistema

El otro componente relevante de la fiabilidad del suministro es la operación del sistema. La regulación del mercado incluye todo un conjunto de mecanismos destinados a que Red Eléctrica, en su papel de Operador del Sistema, y a cargo de mantener el funcionamiento seguro del sistema en el corto plazo, pueda realizar acciones y solicitar determinados servicios de los generadores para cumplir con su función. La gran mayoría de los aspectos relacionados con esta labor se discuten en el capítulo 7, dedicado al análisis del mercado mayorista. Asimismo, algunos aspectos específicos relacionados con la red de transporte y con el propio funcionamiento del Operador del Sistema se tratan en el capítulo 9. En este apartado solamente se presentan unas ideas generales sobre cómo garantizar la seguridad del sistema de la mejor forma posible en un contexto de mercado.

Existe un primer dilema básico relativo a las actuaciones del Operador del Sistema: por un lado la necesidad de que sus decisiones sean ejecutivas y le permitan así ser eficaz en su trabajo de preservar la seguridad del sistema y por otro lado la posible discrecionalidad de sus decisiones, que termina influyendo en los ingresos de los agentes y en el comportamiento del mercado mismo. Una parte de esta discrecionalidad es inevitable. En la medida en que muchas de las decisiones del Operador del Sistema incorporan una inevitable componente de arbitrariedad -por ejemplo, los criterios de seguridad que se adoptan podrían relajarse o endurecerse ligeramente sin aparentes implicaciones prácticas; asimismo, algunas medidas como los deslastres de carga o reducir la producción de algunos generadores en una determinada zona podrían dar un resultado equivalente en términos de seguridad del sistema, pero la afección a los agentes es muy distinta-. Se trata de aspectos que no tienen una respuesta única y sobre los que es imprescindible que el Operador del Sistema tome decisiones continuamente.

Sin embargo, debe minimizarse en lo posible el efecto de esta arbitrariedad. Un Operador del Sistema que tome demasiadas decisiones de este tipo puede terminar adoptando un excesivo protagonismo y distorsionando el funcionamiento económico del mercado. Por este motivo, a la hora de diseñar las reglas del mercado es preciso mantener un equilibrio entre dotar al Operador del Sistema de todos los medios que necesite para realizar su labor y minimizar su influencia en el mercado.

Respecto al primer grupo de medidas -dotar al Operador del Sistema de herramientas para gestionar el sistema-, se recomienda crear nuevos servicios complementarios siempre que se estime que será preciso requerir sistemáticamente un cierto tipo de comportamiento, ya sea

a un grupo o a todos los agentes. Con ello, se crean instrumentos con los que el Operador del Sistema puede solicitar el comportamiento que requiere de los agentes con un soporte normativo, asegurándose de que tiene la autoridad para requerir lo que está pidiendo. Por ejemplo, en el capítulo 7 se menciona un posible servicio complementario asociado a los grupos de bombeo, e incluso una reserva cuaternaria para poder solicitar reservas de operación a generadores con una respuesta lenta. La alternativa -que aquí en principio no se recomienda- consistiría en sacar los grupos de bombeo del mercado, interferir en los intereses de su propietario, y sobre todo dar al Operador del Sistema un papel demasiado activo en el despacho de esta tecnología, que le colocaría en una posición difícil, que es preferible evitar. Análogamente, hay que tratar de evitar la necesidad de que el Operador del Sistema tenga que gestionar parcialmente los embalses por motivos de seguridad -es de esperar que la mejora regulatoria propuesta en el apartado 4.3 para la garantía de potencia proporcione suficientes incentivos y haga innecesario considerar la posibilidad de que el Operador del Sistema haya de gestionar directamente los embalses-.

Igualmente, parece razonable que el Operador del Sistema tenga autoridad para solicitar de los agentes cierto tipo de información relevante sobre sus expectativas de funcionamiento en el corto plazo. Datos como la energía almacenada en los embalses o la energía que el grupo puede todavía producir, asociada a cierto tipo de restricciones medioambientales -por ejemplo, los límites de SO2 o NOx- son información relevante para el Operador del Sistema y debería contar con un procedimiento para solicitarlos formalmente.

En este mismo grupo de medidas debiera incluirse la necesidad de disponer de equipos de medida y control adecuados para todas las instalaciones relevantes del sistema. En concreto, la idea de que existan despachos delegados para todos los generadores eólicos y otros grupos renovables parece una medida necesaria. Afortunadamente, parece que esta regla será incluida en el desarrollo del Real Decreto Ley 5/2005. En este grupo de actuaciones cabe encuadrar los esfuerzos que se están realizando actualmente para monitorizar a los grandes consumidores, en el marco de su contrato de interrumpibilidad.

Ha formado parte de la cultura de los actuales agentes del mercado el principio de que las instrucciones del Operador del Sistema deben respetarse en el entorno de la operación, sin perjuicio de que se puedan efectuar reclamaciones posteriormente. Aunque no sea todavía un caso muy frecuente, es posible que este principio no forme parte de la cultura de operación de algunos nuevos generadores de pequeño tamaño -por ejemplo, generadores eólicos para los que desconectarse del sistema supone un perjuicio económico y que eligen ignorar en lo posible las instrucciones del Operador al respecto-. Se recomienda que la normativa incluya una categoría de penalizaciones económicas por no seguir las instrucciones del Operador del Sistema.

Otro aspecto a mejorar es facilitar el proceso de aprobación de los procedimientos de operación, donde es razonable que la CNE tome un papel más activo. El proceso de tramitación es excesivamente lento y parece que podría agilizarse si el regulador pudiera aprobar los procedimientos, como ocurre con la mayoría de los reguladores europeos. Se sugiere que el Ministerio delegue la responsabilidad de aprobar ese tipo de normas de rango menor en la CNE. Asimismo se recomienda mejorar la coordinación entre las actuaciones y procedimientos de operación del operador del sistema eléctrico y el del sistema gasista.

Ahora bien, del mismo modo en que se establecen este tipo de procedimientos adicionales, es preciso mejorar la transparencia en el uso que el Operador del Sistema hace de los mismos y evitar que tome un papel protagonista que no le corresponde en la evolución del mercado. El procedimiento de gestión de las restricciones técnicas permite acoplar al sistema cualquier grupo que se considere necesario, aunque el origen de esta necesidad no se encuentre en un límite asociado a la red de transporte. En el pasado, este mecanismo se ha empleado para compensar la falta de demanda en el mercado diario, que hace que en ese mercado se case menos generación de la debida, y justificar como gestión de restricciones el acoplamiento de grupos adicionales. No parece que éste deba ser el papel del mecanismo de gestión de restricciones. En un caso así sería más bien necesario aumentar el tamaño de la reserva acoplada. Cuando se utiliza de forma excesiva el procedimiento de restricciones se acaba distorsionando, y se podría transmitir la idea de que el Operador del Sistema utiliza la generación forzada por restricciones para modificar arbitrariamente el resultado del mercado. Es conveniente no abusar de este mecanismo y utilizar en cada momento el procedimiento que realmente se ajusta a las necesidades del sistema.

Otro problema asociado a la gestión de las restricciones técnicas es la opacidad del procedimiento que detecta y resuelve dichas restricciones. El Operador del Sistema debería facilitar en lo posible el análisis del mecanismo a los agentes, de modo que sus decisiones sean previsibles y comprensibles por los afectados.

En este sentido, es interesante delimitar más claramente dentro de la normativa el uso de este tipo de mecanismos, pero es preciso reconocer que la normativa no puede nunca llegar hasta el último detalle de la actuación del Operador del Sistema. Por ello, dentro de este esfuerzo de mejora de la transparencia en los procedimientos utilizados por el Operador del Sistema, es fundamental la labor del Comité de Agentes y, especialmente, del regulador supervisando la actividad del Operador del Sistema. Aunque en un principio durante la operación del sistema se acepten sin discutir las decisiones del Operador para mantener la integridad del sistema, *a posteriori* deben estudiarse y discutirse todas las decisiones que no sean transparentes, y la CNE debe actuar como árbitro entre los agentes y el Operador, ayudando a encauzar las actuaciones de éste dentro de las figuras regulatorias más adecuadas en cada caso.

Un último elemento a incorporar en esta discusión son los incentivos económicos para que el Operador del Sistema se comporte óptimamente. Este asunto se trata en detalle en el apartado 9.7. Ahora solamente se quiere resaltar que podría ser una solución para un conjunto de pequeños problemas que no se llegan a abordar en este documento, ya que tampoco son cuestiones fundamentales para el funcionamiento del mercado, pero que presentan pequeñas anomalías. Por citar simplemente un ejemplo, algunos agentes se quejan de que la existencia de programas en escalón aumenta el uso de la regulación secundaria y encarece el sistema. Suficientemente incentivado, el Operador del Sistema podría promover una norma para controlar o penalizar este tipo de programas.

5

La tarifa eléctrica: tarifa de acceso y tarifa integral por defecto

5 La tarifa eléctrica: tarifa de acceso y tarifa integral por defecto

La reforma regulatoria que este Libro Blanco plantea tiene como uno de sus pilares esenciales que la tarifa[204] resulte de la simple aditividad de todos los conceptos de coste que comprende el suministro eléctrico, tanto los que corresponden a costes regulados como el precio de la energía -que es resultado de las transacciones en el mercado liberalizado-. La metodología de tarifas a adoptar y el cálculo final de las tarifas resultantes han de compaginar la ortodoxia regulatoria con las consideraciones específicas que han conducido a las tarifas actualmente vigentes -donde intervienen las especiales características de tipos específicos de consumidores-, así como con las experiencias observadas en los países de nuestro entorno y con el principio de gradualidad que ha de estar siempre presente en la adopción de medidas de carácter regulatorio.

5.1 Aplicación de los principios regulatorios

Partiendo de los principios regulatorios de carácter general para el diseño de tarifas eléctricas que se expusieron en el apartado 2.1.3 y del diagnóstico acerca de su vigencia en el entorno regulatorio español, a continuación se recogen las implicaciones más concretas que de todo ello se derivan.

Estabilidad regulatoria

La estabilidad regulatoria requiere que los procedimientos utilizados para calcular los costes acreditados permanezcan inalterados en lo posible, así como la estructura de tarifas y los métodos de asignación de costes acreditados a las tarifas. Es, sin embargo, aceptable que se revisen periódicamente determinados parámetros que, fundamentalmente, están asociados al nivel tarifario o al reconocimiento de los costes acreditados. Entre estos parámetros se encuentran, por ejemplo, los niveles de referencia de calidad de servicio en distribución o de disponibilidad en transporte, los factores de escala que relacionan la remuneración de la distribución con parámetros tales como el incremento de la demanda o el número de clientes, los factores llamados "de eficiencia" en los enfoques tipo IPC-X, determinados coeficientes de asignación de costes entre tarifas o entre cargos de potencia y energía, entre otros. Lo que es central en una metodología de tarifas es que la tarifa "se obtenga" como resultado de un procedimiento preestablecido y sin apenas espacio alguno para la arbitrariedad del regulador, en vez de que la tarifa "se fije" por el regulador, atendiendo a otros criterios ajenos a la naturaleza y objetivos de la tarifa, tales como frenar la inflación o presentar una imagen de éxito de un determinado marco regulatorio.

Es también importante el que se haga pública la metodología adoptada para la fijación de las tarifas de acceso e integrales, para garantizar su objetividad y transparencia, dos elementos básicos para asegurar la citada estabilidad.

[204] En todo caso la tarifa de acceso y, mientras exista, la tarifa integral. Más adelante se comenta la conveniencia o no de mantener una tarifa integral por defecto.

Aditividad tarifaria

Debe aplicarse estrictamente el principio regulatorio básico de aditividad tarifaria, lo que permite analizar individualmente el impacto de cada uno de los conceptos de retribución sobre la tarifa, es coherente con los principios de suficiencia y de eficiencia económica y permite informar al consumidor del desglose de su tarifa por conceptos. Este principio es imprescindible, -y su aplicación no puede posponerse más-, para conseguir objetividad y transparencia en la determinación de las tarifas. Obviamente este método de cálculo correcto y desde abajo o *bottom-up* está en contradicción con la fijación de la tarifa desde arriba o *top-down*, como si se conociera por anticipado, -antes de examinar los distintos capítulos de coste-, que la tarifa del próximo año no debe superar un determinado nivel o que tiene que incrementarse o reducirse en un porcentaje predeterminado. La suficiencia de la retribución de las distintas actividades estaría también en contradicción con la compensación del déficit en la remuneración de algunas actividades remunerando otras más generosamente, o a la inversa. La idea es pagar por completo los costes acreditados de cada una de las actividades, no pagar de menos por un lado para compensar lo que se paga de más por otro.

Sin embargo es perfectamente aceptable, haciendo pleno uso del principio de estabilidad tarifaria, que los incrementos o reducciones -previamente calculados- de las tarifas para un periodo determinado puedan distribuirse a lo largo de un periodo de varios años, para evitar alteraciones bruscas en los cargos a los consumidores. El inconveniente, que hay que tratar de evitar, sería prolongar por un tiempo la existencia de "nichos tarifarios" que desmotivasen el paso al mercado de determinados grupos de consumidores.

Eficiencia económica y responsabilidad en los costes incurridos

Los principios de eficiencia económica y aditividad tarifaria conducen a realizar un análisis individual de cada concepto de coste y asignarlo de acuerdo a criterios de responsabilidad en el coste incurrido, de acuerdo a una función de causalidad que ha de establecerse en cada caso. Esta función de causalidad es más fácil de determinar para algunos conceptos de coste, como la adquisición de energía, al existir un precio horario de la misma. Por el contrario es más controvertida cuando se trata de atribuir los costes de las redes de transporte y distribución, donde no existe un procedimiento universalmente aceptado de asignación y queda un cierto margen al criterio del regulador. Finalmente, existen algunos costes acreditados, -como el coste de funcionamiento de instituciones: comisión reguladora y operadores, o los CTC-, para los que no parece existir función de causalidad alguna, por lo que su asignación debe responder a otros criterios. En ausencia de cualquier criterio específico de causalidad debe recurrirse a principios económicos de aplicación general -como las tarifas Ramsey- que se comentan en el apartado siguiente[205].

---

[205] Una discusión en profundidad de este tema puede encontrarse en "*Pricing of electrical transmission and distribution networks",* por J. I. Pérez Arriaga e Y. Smeers. Capítulo del libro "*Transport pricing of electricity networks*". Editor: Francois Leveque. Kluwer Academic Publishers. Agosto 2003.

Eficiencia económica y no discriminación

Las implicaciones prácticas del principio de no discriminación y los posibles conflictos con el principio de eficiencia económica deben examinarse cuidadosamente. El principio de no discriminación exige que a usuarios en las mismas circunstancias se les apliquen las mismas tarifas. Es por tanto un principio de equidad y no de igualdad, esto es, bajo circunstancias distintas pueden aplicarse tarifas diferentes. ¿Cuáles son estas circunstancias? De acuerdo con el principio de eficiencia debieran ser aquellas que determinan el coste incurrido. Por tanto no parece haber de momento conflicto entre no discriminación y eficiencia -en el sentido de que las tarifas reflejen los costes incurridos-: si dos usuarios tienen características objetivas por las que ambos incurren en el mismo coste, se les deben aplicar tarifas iguales.

Un motivo de conflicto es que la asignación más eficiente -esto es, que minimiza la distorsión de eficiencia económica- de aquellos costes para los que no existe una función clara de causalidad -como es el caso de los CTC y de otros cargos regulatorios- son las denominadas tarifas Ramsey o *second best*, según las cuales se carga más a aquellos usuarios que son menos elásticos a las variaciones del precio. Puede considerarse que esta asignación es discriminatoria, si es que se basa en características "privadas" de los usuarios, y no estrictamente en los datos objetivos externos de potencia contratada o energía consumida. La legislación eléctrica española sobre tarifas no hace mención explícita del criterio de no discriminación -aunque debe seguir la Directiva Europea-, y sí establece que los peajes pueden especializarse según el nivel de tensión, el uso que se haga de la red o por las características de los consumos según su horario y potencia. Nada se menciona respecto a la asignación de costes regulados tales como los permanentes o los de diversificación y seguridad de abastecimiento. Una interpretación abierta del principio de no discriminación permitiría, por ejemplo, realizar una estimación aproximada de la elasticidad al precio de cada usuario a partir de sus datos objetivos externos, tales como el nivel de tensión o la energía consumida, para así aplicar criterios de reparto tipo Ramsey en el cálculo de las tarifas. Una interpretación algo más estricta no permitiría discriminar directamente entre los usuarios por sus características individuales, pero sí entre bloques de energía por su tiempo de utilización. Así por ejemplo, podría suponerse que la elasticidad al precio es menor en los consumos realizados en el bloque de punta que en los consumos de valle, y asignar los costes a cada bloque siguiendo de nuevo criterios Ramsey de reparto. Finalmente, una interpretación estricta del principio de no discriminación entraría en contradicción con cualquier criterio de asignación que fuese más allá de una utilización directa de los datos objetivos externos.

Lo anterior guarda una estrecha relación con la existencia o no de subsidios cruzados entre tarifas. Los subsidios ocurren cuando se asignan los costes sin respetar el principio de no discriminación, aún con los criterios de interpretación más abierta que se mencionan en el párrafo anterior. En ningún caso la aplicación de criterios de asignación discriminatorios puede ir en contra del principio fundamental de recuperación de los costes totales acreditados.

La existencia de la tarifa por defecto

Todos los consumidores en España pueden elegir suministrador y tienen la opción de permanecer con la tarifa regulada que les corresponda. Esta tarifa existirá para todos los consumidores al menos hasta el comienzo del año 2007 y recientemente -entre las medidas adoptadas en marzo de 2005 por el Gobierno para el incremento de la productividad- se ha fijado que esta opción permanecerá abierta para los consumidores en alta tensión hasta el año 2010.

Es un tema abierto, tanto en España como internacionalmente, la conveniencia de que exista una tarifa integral por defecto y, en su caso, cómo debe fijarse esta tarifa. Los principales temas en debate son los siguientes:

- Quiénes y por cuánto tiempo deben tener opción de hacer uso de la tarifa por defecto.
- Hasta qué punto debe ser disuasoria esta tarifa, es decir, hasta qué punto debe penalizarse a los que permanecen en ella -por ejemplo, a través de un cargo regulado más elevado de gestión comercial- para incentivar a los consumidores a contratar con un comercializador no regulado.
- Conveniencia o no de establecer algún tipo de trabas al paso desde la tarifa por defecto a la tarifa libre -tarifa de acceso más precio de la energía libremente negociado- y viceversa, con el fin de evitar que se produzcan abusos por parte de los consumidores en el arbitraje entre mercado y tarifa por defecto.

La experiencia internacional nos muestra que los países que han llegado más lejos en la liberalización de sus mercados han terminado por abolir las tarifas por completo. Éste es el caso del Reino Unido, Holanda o los países escandinavos. En estos casos el regulador ha considerado que la competencia en el mercado minorista era suficientemente fuerte como para impedir que se pudiese abusar de los consumidores, incluso de los más pequeños, de forma que no se necesitaba la protección que ofrece la tarifa por defecto. Y esto deja en libertad a las empresas comercializadoras para ofrecer la estructura de tarifa y los precios que puedan resultar más atrayentes para los consumidores. No obstante, el sistema inglés no pasó directamente de las tarifas reguladas al modelo sin tarifas por defecto, sino que hubo un periodo intermedio en el que existían unos límites máximos a los precios minoristas -equivalentes en la práctica a una tarifa por defecto- mientras se aseguraba que había un nivel generalizado y suficiente de competencia[206].

Dependiendo de cómo se diseñe la tarifa por defecto, en el fondo la cuestión se reduce a una decisión sobre la asignación del riesgo del precio del mercado. Si la tarifa por defecto está prefijada por un periodo determinado con independencia del precio del mercado

[206] En Inglaterra y Gales se vio como en las zonas rurales la oferta era más reducida y tardó más tiempo en llegar a tener un volumen suficiente. De hecho, cuando se eliminaron las restricciones al precio hubo protestas parlamentarias que alegaban que el nivel de competencia en determinadas zonas todavía era muy pequeño. Incluso hoy en día hay estudiosos del sistema de Inglaterra y Gales que consideran insuficiente la competencia que existe en este mercado minorista.

-como era el caso en los consumidores de las empresas *Southern California Edison* (SCE) y *Pacific Gas & Electric* (PG&E) en California cuando ocurrió la crisis y los precios fueron muy elevados- el impacto sobre los consumidores de una potencial escalada de precios es muy distinta de si la tarifa por defecto consiste en un completo traspaso -*pass-through*- del precio del mercado a la tarifa por defecto, con reconocimiento completo de los desvíos -como fue el caso de los consumidores de *San Diego Gas & Electric* (SDG&E) en California, también en el tiempo de la crisis-. Los consumidores de SCE y PG&E fueron insensibles al elevado precio del mercado -aunque sufrieron los apagones en todo caso y el que sus tarifas estuvieran prefijadas fue una de las causas decisivas de la bancarrota de las empresas distribuidoras- mientras que los de SDG&E experimentaron los precios elevados, lo que acabó por obligar a las autoridades a fijar unos límites. En Noruega, donde ya no existen tarifas por defecto, el impacto de los altos precios de mercado durante el invierno de 2002-03 fue muy diferente sobre los distintos consumidores, según el tipo de contrato de suministro que libremente habían escogido, siendo lo más importante el formato de indexación o traspaso del precio del mercado al precio del contrato[207].

Cuando las condiciones de competencia y madurez del mercado lo permiten, es el propio mercado quien debe encargarse de seleccionar qué tipo de contratos son los que mejor responden a las necesidades de los consumidores: una tarifa plana, un único precio prefijado por cada kWh consumido durante el año, varios bloques -e. g., día/noche o estacionales-, un traspaso total del precio mayorista de corto plazo, etc. Esta decisión es muy importante, porque tiene que ver con los niveles de riesgo que soporta cada agente. Si existe una tarifa por defecto, forzosamente va a tener incorporada una decisión sobre esta estructura, y será una decisión regulada que de alguna forma limitará que el mercado pueda encontrar cuál es el producto más eficiente. Los consumidores que permanecen en la tarifa por defecto son normalmente los que cuentan con menos información sobre el mercado y los que menos esperan tener que soportar un riesgo elevado. En los modelos inglés o noruego, sin una tarifa por defecto generalizada, cada consumidor contrata expresamente el nivel de riesgo que prefiere en función de sus características -análogamente a como un pequeño ahorrador escoge entre diferentes productos financieros: acciones, fondos o depósitos-.

¿Por qué entonces mantener la tarifa por defecto? Existen argumentos relevantes a favor de mantener en determinadas circunstancias una tarifa por defecto a la que todos los clientes puedan recurrir. El primero de ellos es que no siempre existe suficiente actividad en el mercado minorista. En efecto, aunque exista un mercado mayorista competitivo que proporcione unos precios adecuados, los consumidores no pueden beneficiarse de esos precios si solamente hay uno o dos comercializadores dispuestos a ofrecerles un contrato. En determinadas zonas, o para determinados grupos de clientes, es posible que no haya un nivel razonable de competencia en el mercado minorista y que eso tienda a hacer que las tarifas negociadas libremente se encarezcan. Cualquier tipo de tarifa por defecto actúa como una protección ante esto.

---

[207] "*The Nordic Market: Signs of stress",* Nils-Henrik von der Fehr, Eiric Amundsen and Lars Bergman, *Special Issue of the Energy Journal*, May 2005.

Otro argumento a favor de mantener algún tipo de tarifa por defecto de forma permanente está relacionado con la existencia de un volumen importante de consumidores reacios a cambiar de comercializador -el ejemplo de la telefonía fija es elocuente a este respecto-. Si fuese cierto que un gran número de consumidores tiene unos costes de transacción muy elevados, entonces la diferencia de precios entre su actual comercializador y el resto de comercializadores libres tendría que ser muy elevada para que decidiesen cambiar. Esto permitiría al comercializador actual, en teoría, elevar bastante los precios por encima de los precios de sus competidores con una pérdida de cuota de mercado pequeña. La tarifa por defecto es una forma de limitar el precio que este comercializador tradicional puede cargar a sus clientes más inelásticos.

Un tercer argumento a favor de la tarifa regulada son los costes de transacción. En efecto, en parte debido al escaso interés de muchos consumidores en cambiar de suministrador, el negocio de la comercialización libre requiere de grandes inversiones en publicidad y captación de clientes, en los que la tarifa regulada no incurre. La existencia de la tarifa por defecto permite ahorrar un volumen importante de costes de transacción o, dicho de otra forma, obliga a la comercialización libre, para ser competitiva, a proporcionar ventajas superiores a los costes de transacción que origina.

Obviamente, otro motivo contundente para mantener una tarifa por defecto para todos los consumidores es que el mercado no sea verdaderamente competitivo, por lo que no pueda confiarse en el precio resultante de la energía y no se pueda realizar sin más un verdadero traslado del precio de mercado de la energía a la tarifa. Como ya se ha comentado ampliamente, ésta es la situación actual en el sistema eléctrico español.

El argumento básico a favor de la eliminación de la tarifa por defecto -o, de forma equivalente, de incluir en la misma penalizaciones que hagan de ella una tarifa disuasoria "de último recurso" a la que la mayoría de los consumidores no se quieran acoger- es el favorecer el desarrollo del mercado minorista. No se trata únicamente de que los comercializadores libres sean más eficientes o menos que la tarifa en el corto plazo, sino de la posibilidad de que una vez que el mercado minorista se consolide empiecen a aparecer nuevas modalidades de contratos, y nuevas alternativas de comercialización que ahora no se imaginan y que supondrían una mejora apreciable. En este sentido, el aumentar artificialmente la tarifa regulada para que deje espacio a la comercialización libre sería una apuesta por el futuro del mercado minorista, dando una especie de subsidio a la comercialización libre ahora -penalizando a la tarifa regulada, contra la que compite- a cambio de la posibilidad de obtener grandes aumentos de eficiencia en el futuro.

En conclusión, *en el supuesto de que se aplican las recomendaciones de este Libro Blanco contenidas en los anteriores capítulos y que por tanto existe en España un mercado mayorista competitivo del que resulta un precio creíble de la energía,* puede afirmarse lo siguiente:

- Los consumidores no domésticos, sobre todo los de mayor tamaño, no deben tener una especial inercia que les dificulte el cambio de comercializador y, al menos hasta el momento, parece que existe en España un volumen suficientemente amplio de

competidores en este segmento del mercado. Por tanto, acabar eliminando la tarifa por defecto para este tipo de consumidores parece ser una solución adecuada.

La eliminación de la tarifa por defecto para este grupo de consumidores puede verse como equivalente a la decisión de fijar una tarifa por defecto netamente disuasoria, esto es, una tarifa por defecto que incorpore la tarifa de acceso, algún tipo de transferencia del precio de la energía y un cargo regulado de gestión comercial elevado, de modo que la tarifa no resulte atractiva para ningún cliente. De este modo, la tarifa por defecto no distorsionaría el mercado minorista pero quedaría disponible como tarifa de último recurso por si aparece algún caso extremo. Obviamente, debe existir un nivel aceptable de competencia en el mercado minorista para que no ocurra que los comercializadores libres ofrezcan a los consumidores elegibles la misma tarifa por defecto con una mínima rebaja.

La eliminación de la tarifa por defecto debe por tanto estar condicionada a la existencia de un volumen suficiente de comercializadores en competencia en ese tramo del mercado minorista. El mercado minorista debe estar sujeto a la supervisión del regulador, del mismo modo que lo está el mercado mayorista.

- Una parte significativa de los consumidores domésticos, si es que realmente tuviesen una gran inercia al cambio, necesitaría la protección de una tarifa por defecto, por lo que resulta recomendable mantener esta tarifa por un tiempo mayor, o incluso indefinidamente, para este tipo de clientes.

  Esta tarifa por defecto, además de la tarifa de acceso y del traspaso del precio de la energía por algún procedimiento, podría incluir un cierto recargo -por ejemplo, como coste de gestión comercial- que promueva el paso de consumidores al mercado. Sin embargo, este recargo no debe ser muy elevado porque probablemente existirá una cantidad importante de clientes que no pasarán al mercado y a los que no se puede penalizar excesivamente. Por otro lado puede razonarse que la auténtica justificación de las empresas comercializadoras es conseguir mejores ofertas a los consumidores que una tarifa integral con un traslado correcto del precio de la energía, de forma que no ha lugar la aplicación del recargo. Se trata por tanto, fundamentalmente, de una cuestión de mayor o menor apoyo regulatorio a la actividad de comercialización.

  Por otra parte, es recomendable que a la hora de reflejar el precio de la energía en la tarifa por defecto para los clientes domésticos se busquen mecanismos que le den estabilidad a la señal y que protejan al consumidor en lo posible de la volatilidad del precio y del riesgo del mercado de corto plazo. En principio el precio de la energía en la tarifa se podría calcular como un traslado del precio de la energía en los distintos mercados organizados en los que haya sido adquirida, incluyendo las compras en el mercado a plazo. Asimismo, se aplicarían mecanismos periódicos de ajuste para corregir desvíos entre el precio estimado de la energía y el precio real. Todo esto se comenta más adelante en este mismo capítulo.

Cambios oportunistas entre tarifa por defecto y mercado

El uso sin limitaciones de las tarifas por defecto puede dar lugar a comportamientos oportunistas, que deben ser evitados. La variación en el tiempo del valor de la tarifa por defecto -si es que tiene modulación- y la de la tarifa de acceso más el precio horario de la energía no son iguales en general, por lo que un cliente puede obtener beneficios arbitrando entre las dos situaciones. Por ejemplo, si la tarifa por defecto tiene un precio expresado en €/kWh y constante para todas las horas del año, un consumidor podría permanecer en la tarifa por defecto durante los meses de precios más altos y comprar al precio del mercado diario de energía durante el resto del tiempo. Esto no es aceptable, ya que el precio de la tarifa por defecto está calculado como un precio medio para todo el año.

Ante este problema, una posible solución es la de establecer una duración mínima del contrato de tarifa por defecto de un año. Sin embargo, la posibilidad de cambiar de comercializador con frecuencia es uno de los elementos fundamentales del mercado minorista, que le da liquidez y que permite que funcione adecuadamente. Una limitación de este tipo podría dar lugar a un mercado minorista débil y poco interesante. Así que una solución alternativa podría ser la siguiente:

- Los consumidores reciben un único valor de la tarifa por defecto, que corresponde al precio medio de la energía para el año considerado.
- Sin embargo, se calcula una desagregación de ese precio para las diferentes horas del año, como una estimación de las fluctuaciones de los precios del mercado.
- Si el consumidor se queda bajo la tarifa por defecto durante todo el año, simplemente paga el precio medio inicial.
- Si el consumidor decide irse antes de que acabe el año, se calcula la diferencia entre lo que debería haber pagado teniendo en cuenta la desagregación temporal del precio y lo que realmente ha pagado, y se le liquida en su última factura.

Este procedimiento limita en buena medida la posibilidad de arbitrar entre las dos situaciones. De todas formas, aún quedaría alguna posibilidad pequeña de aprovecharse de las diferencias entre el perfil de precios estimado para la tarifa por defecto y el perfil de precios real. Esto se puede compensar si se espera hasta el final del año para realizar la liquidación y, en lugar de la estimación, se usa el perfil real de precios. Pero el inconveniente de esta segunda variante es que pasaría mucho tiempo entre el cambio de tarifa y la liquidación, y es probable que las diferencias con la liquidación basada en estimaciones fueran pequeñas, por lo que seguramente no merezca la pena refinar tanto el procedimiento. Se recomienda realizar alguna simulación numérica antes de tomar una decisión al respecto.

En cualquier caso, este tipo de liquidaciones permiten corregir el problema del arbitraje entre el mercado y la tarifa por defecto, sin limitar la posibilidad de cambio de suministrador. Es probable que ésta tenga que ser limitada por cuestiones técnicas -el cambio de suministrador requiere algunas formalidades que requieren cierto tiempo-, pero

en cualquier caso debería mantenerse la posibilidad de cambiar de comercializador en un periodo relativamente corto de tiempo[208].

La suficiencia tarifaria y el reconocimiento de los desvíos

El principio fundamental de recuperación de los costes totales acreditados requiere que, tanto las tarifas de acceso como las tarifas completas por defecto, sean ajustadas *a posteriori* para incorporar los desvíos que hayan tenido lugar en los parámetros utilizados en el cálculo de estas tarifas, con respecto a los valores utilizados en su cálculo *a priori*. La metodología de tarifas debe incluir los procedimientos a utilizar para el cálculo de estos parámetros y quién es responsable de su determinación. Entre los parámetros y magnitudes principales que deben estimarse se encuentra el precio de la energía en el mercado mayorista, el IPC, la variación de la demanda y de la estructura de consumos, la previsión de consumidores en mercado y a tarifa por defecto, los coeficientes de pérdidas y las producciones del régimen especial. Debe advertirse que un desvío respecto a la demanda prevista tiene implicaciones sobre diversos componentes de la tarifa aditiva: la remuneración del transporte; la de la distribución; los cargos regulados asociados a los operadores, la CNE, la moratoria nuclear, las compensaciones extrapeninsulares, el régimen especial y el cargo de capacidad, ya que estos cargos resultan de repartir un monto prefijado entre la demanda prevista.

Dependiendo de la tarifa concreta, los ajustes por desvíos pueden tener carácter anual o trimestral, o incluso realizarse cuando los desvíos superen un determinado umbral. La regulación debe evitar que el impacto económico de los desvíos recaiga sobre agentes que no tienen responsabilidad alguna sobre los mismos, -como es el caso de las empresas distribuidoras con respecto a los desvíos asociados a la producción de régimen especial o, en el mecanismo de recuperación de CTC por diferencias, de los generadores que reciben CTC-.

La responsabilidad en la fijación de la tarifa

La Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad afirma en sus considerandos iniciales, que 'Es importante que las autoridades reguladoras de todos los Estados Miembros compartan un mismo conjunto mínimo de competencias. Las competencias de estas autoridades deben incluir al menos la fijación o la aprobación de

---

[208] En ocasiones se argumenta que el problema de reducir la duración mínima del contrato de tarifa por defecto no sería muy relevante ya que los propios contratos negociados libremente podrían incluir este tipo de cláusulas. Algunos países, como Inglaterra y Gales, han declarado este tipo de cláusulas inaceptables y ningún contrato de comercialización puede establecer una duración mínima que sea superior a la mínima establecida por la regulación por criterios técnicos -que actualmente es aproximadamente un mes-. Se persigue así promover la liquidez y el dinamismo del mercado.

Este tipo de regulaciones que limitan las condiciones que se pueden firmar en un contrato privado con el fin de fomentar la competencia no son extrañas en distintos sectores de la economía, especialmente en los mercados minoristas. Por ejemplo, en España no son válidas comisiones de cancelación de una hipoteca superiores al 1%.

tarifas o, como mínimo, las metodologías de cálculo de las tarifas de transporte y distribución.' Asimismo, la Directiva establece, en su artículo 23 sobre las autoridades reguladoras independientes, que éstas se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular las tarifas de trasporte y distribución. Lo anterior también alcanza a las tarifas para el suministro de último recurso -así puede verse a la tarifa integral por defecto-, de acuerdo al artículo 3.3. Por otra parte también establece que los Estados Miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente dichas tarifas o metodologías para que éste adopte una decisión formal. Las tarifas, metodologías y la decisión final con las posibles modificaciones, todo ello con sus motivaciones, habrá de ser publicado. En definitiva, la Directiva deja abierto el tema de quién ha de tomar la decisión final en la fijación de las tarifas -la autoridad reguladora independiente o el órgano pertinente del Estado Miembro- y exige transparencia en el procedimiento.

La LSE, en su artículo 17.2 establece que 'Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.' Asimismo, la disposición adicional undécima de la Ley de Hidrocarburos incluye entre las funciones de la Comisión Nacional de Energía la de 'participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas'. En la aplicación práctica de esta normativa ha quedado claro repetidamente que el peso de la CNE en el proceso de fijación de las tarifas ha sido escaso, a pesar de las propuestas metodológicas y de los detallados informes que, año tras año, ha emitido.

Es indudable que la tarifa eléctrica tiene implicaciones políticas. Por un lado a causa de su habitual repercusión mediática -que este Libro Blanco considera desproporcionada, en particular en lo que respecta al sector abrumadoramente mayoritario de pequeños consumidores, para los que la tarifa representa una fracción muy reducida de su presupuesto[209]-. Y por otro por la práctica habitual de realizar política industrial a través de la tarifa eléctrica, aprovechando con mayor o menor intensidad los grados de libertad que permite la asignación de los distintos componentes del coste entre los diversos tipos de consumidores.

Es evidente que la actual ausencia de una clara metodología tarifaria refuerza la posibilidad de utilización política de la misma. Este Libro Blanco propugna exactamente lo contrario: una metodología transparente, basada en la aditividad de los distintos componentes de costes acreditados, con un margen prácticamente nulo para las manipulaciones creativas: la tarifa no "se fija" sino que "se calcula". Lo que, se insiste de nuevo, no excluye una aplicación gradual de estos principios. En este contexto mucho más técnico y de mayor transparencia, este Libro Blanco recomienda que la CNE adquiera un papel más relevante, como proponente e implantador en la práctica de la metodología que se adopte, que ha de tener numerosos aspectos técnicos y de detalle. El Gobierno, a través del órgano pertinente

[209] El 2,4% del presupuesto familiar medio, lo que equivale aproximadamente a 1,4 euros por familia y día.

que haya designado, establecerá directrices y aprobará la metodología y las tarifas que le proponga la CNE. Asimismo establecería las condiciones especiales que deben guiar el proceso de adaptación gradual del sistema vigente al nuevo procedimiento que aquí se propone, así como determinadas condiciones adicionales que puedan afectar a determinados grupos de consumidores, como se explica más adelante.

Desde este Libro Blanco se hace también una llamada a la Comisión Europea y al Consejo de Reguladores Europeos de la Energía para que aborden con urgencia una muy necesaria armonización tarifaria de la electricidad en línea con los principios que aquí se han propuesto. En el apartado 5.4 más adelante se comenta este tema con mayor amplitud.

La armonización regulatoria, tanto en lo que respecta a las tarifas como en otros aspectos, es particularmente importante con Portugal, único país de la Unión Europea con el que es actualmente posible plantear una estrecha relación en el Mercado Interno de la Electricidad, por ser muy insuficiente la capacidad de interconexión -a través de la frontera con Francia- con el resto de los países de la Unión. Portugal ha adoptado ya desde hace años una metodología transparente y fundamentalmente ortodoxa para el diseño de las tarifas eléctricas, semejante a lo que se propone en este Libro Blanco, aunque hasta la entrada en funcionamiento del MIBEL carezca de un precio de mercado de la energía que sirva de clara referencia en la determinación de una tarifa integral aditiva. La modificación del sistema español de tarificación eléctrica en la línea que propone este Libro Blanco -aunque por parte española sea preciso aplicar medidas de gradualidad en el caso de algunos tipos de consumidores- contribuirá también a una mayor armonización regulatoria con el sistema portugués. Para un correcto funcionamiento del MIBEL no se precisa una igualdad tarifaria entre ambos países, que tienen -entre otras diferencias- distintos conceptos de coste incluidos en sus tarifas de acceso. Las tarifas de acceso de cada país, por definición, no son evitables y no deben afectar al comportamiento de los agentes en el mercado. Pero sí es necesario que la tarifa por defecto no compita con la opción de pasarse al mercado y, por tanto, armonizar la forma en la que en ambos países se puede adquirir la energía de los consumidores que permanecen a tarifa y también cómo se repercute el precio de dicha energía en la tarifa integral de estos consumidores.

Gradualidad y periodo transitorio

Es lógico esperar que si se aplican los principios de diseño tarifario que propone este Libro Blanco, las tarifas por defecto resultantes no tienen por qué ser iguales a las existentes actualmente, en más o en menos. Los cambios bruscos en la regulación no son en general deseables, y menos cuando afectan tan directamente a los precios finales de la energía. Se impone por tanto aplicar un cambio gradual que desemboque con certeza en un cuadro tarifario transparente y correcto[210]. Sin embargo, en ningún caso este proceso gradual puede ser compatible con un déficit tarifario. Una vez se hayan puesto las condiciones necesarias de mitigación del poder de mercado y separación de los CTC que son imprescindibles para

[210] Esta propuesta del Libro Blanco coincide, como es de esperar, con la recomendación expresada por la Dirección de Energía Eléctrica de la CNE en su informe de "Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico", de enero de 2005.

que el regulador pueda aceptar el traslado del precio de la energía a la tarifa por defecto, las tarifas han de cumplir rigurosamente con el principio de suficiencia y se ha de cubrir la totalidad de los costes acreditados. Por consiguiente, durante el proceso de cambio gradual, unas categorías de consumidores cubrirán el déficit de ingresos de otras, tal y como lo están haciendo actualmente, pero en el futuro en cantidades progresivamente decrecientes, hasta que desaparezcan las diferencias ente los cargos actuales y los de la nueva metodología.

Los tiempos que se fijen para este proceso de cambio gradual habrán de ser fijados por el Gobierno y, obviamente, han de depender del tamaño de la discrepancia entre las tarifas actuales y las que debieran resultar de acuerdo a la nueva metodología. La CNE está técnicamente muy bien capacitada para realizar una propuesta de metodología tarifaria y, de hecho, en noviembre de 2001 ya envió al Ministerio de Economía una propuesta muy razonable de metodología de cálculo de las tarifas de acceso, que ya incluían todos los costes excepto el precio de mercado de la energía. Parece, pues, razonable y es acorde con lo que establece la LSE, el encargarle a la CNE una propuesta completa de metodología de diseño de tarifas de acceso e integrales. De hecho esta recomendación coincide con una de las medidas establecidas por el Gobierno en marzo de 2005 para incremento de la productividad.

Un problema a resolver es impedir, ya desde el primer momento, la permanencia de los citados nichos de tarifas refugio para grupos de consumidores que compiten con ventaja con las empresas comercializadoras libres, con las excepciones que, con otro tipo de justificaciones, el Gobierno quiera mantener. Un grupo muy relevante de consumidores que actualmente se encuentran protegidos en la tarifa son los consumidores domésticos y, aún en mayor medida, los domésticos acogidos a tarifa nocturna. La solución que aquí se propone parte, en primer lugar, de un cálculo ortodoxo de la tarifa de cada categoría de consumidores con la metodología aquí propuesta. A continuación habría que definir el proceso de paso gradual desde las tarifas integrales actuales hacia las nuevas. Con el fin de evitar que durante el periodo de adaptación que se establezca las tarifas integrales resultantes sigan compitiendo con la comercialización libre, se propone que en cada caso la tarifa de acceso sea la variable de cierre. Esto es, que se calcule transitoriamente la tarifa de acceso como la tarifa integral que durante el periodo de adaptación corresponda aplicar para un determinado tipo de consumidor menos el precio trasladado de mercado de la energía. Los déficit y excedentes que resulten habrán de ser compartidos por otras tarifas, de forma que resulte un ajuste de suma total cero. Solamente pasado el periodo de adaptación, la tarifa de acceso de cada tipo de consumidor se podrá calcular directamente con la nueva metodología de cálculo de tarifas de acceso[211].

[211] Este procedimiento, un tanto drástico pero simple, parece preferible a tratar de hacer malabarismos con la asignación de los cargos regulados en la tarifa de acceso y así tratar de justificar las tarifas integrales actuales "diseñando convenientemente" las tarifas de acceso implícitas en ellas. Este método prestaría justificación a unas tarifas que no la tienen al soportarlas con la metodología nueva, que tendría que ser forzada para ello.

5.2 La tarifa de acceso

La tarifa de acceso recoge todos aquellos conceptos de costes asociados a las actividades reguladas necesarias para el suministro de energía eléctrica al consumidor final, así como otros cargos regulados que deben ser incluidos en la tarifa eléctrica. Es imprescindible para un correcto diseño tarifario que cada consumidor pague exactamente la misma tarifa de acceso con independencia de que opte por permanecer en la tarifa por defecto o por adquirir la electricidad en el mercado. Debe tratarse por tanto de un cargo inevitable. Según la normativa vigente los costes que incluye la tarifa de acceso se agrupan en cuatro conceptos:

- Coste de las redes de transporte y distribución, más los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados, conectados a sus redes, que adquieren su energía ejerciendo su condición de cualificados[212].

- Costes permanentes, que incluyen los costes del Operador del sistema, Operador del mercado, Comisión Nacional de Energía, Costes de Transición a la Competencia y las compensaciones derivadas de los costes de las actividades de suministro de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares.

- Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, que comprenden los de la moratoria nuclear, stock básico del uranio, segunda parte del ciclo de combustible nuclear[213], determinadas compensaciones a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la LSE, y el sobrecoste del régimen especial de producción.

- A los anteriores conceptos de coste se debiera añadir o sustraer, cada año o cuando se haya establecido para cada tipo de tarifa, los desvíos que correspondan para todos los conceptos que hayan sido autorizados.

La metodología tarifaria aplicable a la tarifa de acceso ha de comprender los tres apartados básicos: nivel tarifario para el cargo o actividad, estructura de la tarifa y asignación de los costes a cada tarifa, esto es, determinación del valor numérico final de cada tarifa. La CNE presentó en noviembre de 2001 una propuesta -muy razonable, aunque susceptible de mejora, a la vista de lo que se ha ido aprendiendo con las diversas experiencias internacionales- de metodología para el cálculo de las tarifas de acceso. No es el cometido de este Libro Blanco entrar en el procedimiento a seguir para la especificación detallada del cálculo de la tarifa de acceso. Pero sí se añadirán algunos comentarios referentes a la aplicación de los principios tarifarios que fueron expuestos en el apartado 2.1.4 al caso concreto de la tarifa de acceso.

---

[212] Este concepto habrá de ser reformulado si se adoptase la separación entre las actividades de distribución y comercialización regulada, tal y como se describe en el capítulo 8.

[213] Este concepto ha sido eliminado de la tarifa recientemente.

Los diversos costes que integran la tarifa de acceso son de muy distinta naturaleza. Por una parte se encuentran los costes de las redes de transporte y distribución, y por otra los permanentes y los de diversificación y seguridad de abastecimiento. La asignación de los costes en cada uno de estos dos bloques debe seguir un procedimiento diferente.

- Para la asignación de los costes de las redes de transporte y distribución los principios tarifarios de mayor utilidad son el de suficiencia, el de eficiencia económica y aditividad tarifaria y el de no discriminación. Sin embargo hay que ser consciente que estos tres criterios pueden presentar conflictos entre ellos, de forma que sea imposible satisfacer los tres plenamente.

  En el caso de las redes eléctricas los costes pueden considerarse en su totalidad como costes fijos, ya que en su mayor parte se trata de los costes de capital asociados a la infraestructura de las redes, y los costes derivados de operación y mantenimiento, que pueden considerarse como proporcionales a los anteriores. En principio se trataría de realizar un análisis individual de cada concepto de coste, para luego asignar cada uno de acuerdo a la responsabilidad de los usuarios de la red en los costes acreditados. Para ello se necesita establecer en cada caso cuál es la función de causalidad de los costes considerados, esto es, qué ha motivado que se incurriera en ellos.

  La función de causalidad de estos costes no es otra que el proceso de decisión que lleva a realizar las inversiones en las redes. En un contexto de planificación tradicional, la función objetivo a minimizar cuando se deciden las inversiones de red es el coste adicional del refuerzo de red menos el ahorro en costes de explotación que se deriva del citado refuerzo. En un contexto de libre mercado, donde las redes se siguen planificando, la función objetivo a maximizar es la agregación de los beneficios económicos que para los usuarios de la red, -tanto generadores como consumidores-, tiene la construcción del refuerzo, incluyendo los cargos asociados al mismo. Puede justificarse que el uso eléctrico de la red que puede atribuirse a cada usuario proporciona una estimación razonable del citado beneficio económico y que, por consiguiente, es una aproximación válida a la función buscada de causalidad del coste de la red.

  Pueden entonces derivarse reglas sencillas de asignación de costes a partir de criterios técnicos de atribución del uso de las redes. Será necesario en todo caso "socializar" los cargos que se obtengan para cada nivel de tensión, a fin de hacerlos compatibles con el principio de tarifa única que establece la LSE. Sin embargo, los cargos de red de transporte atribuibles a los generadores sí podrían contener señales de localización. Este aspecto se comenta ampliamente en el capítulo 9.

- Para el reparto de los gastos de gestión comercial simplemente puede dividirse el total de costes entre el número de clientes, sopesando cada categoría de cliente de forma distinta, según una estimación del volumen de actividad y de recursos que utiliza de esta actividad.

- En cuanto a los costes permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento podría aplicarse una cantidad dependiente del cargo por uso de la red que tenga cada cliente. Es decir, aquellos consumidores que tengan un cargo mayor de acceso a la red pagarían también más costes permanentes. Sin embargo pueden ahora utilizarse criterios

económicos para mejorar la eficiencia en la asignación: La forma más eficiente, -i. e. que menos distorsión de eficiencia económica ocasiona-, de repartir estos costes para los que no existe una función clara de causalidad, es hacerlo en proporción inversa a la elasticidad al precio de cada tipo de consumidor en la estructura tarifaria adoptada. Esto es una generalización, en términos poco precisos, del conocido criterio de asignación de costes conocido como "precios Ramsey" y tropieza con dos dificultades: la estimación de la elasticidad de la demanda al precio para cada tipo de consumidor en la estructura tarifaria[214] y que el procedimiento puede ser tildado de discriminatorio, tal y como se comentó en el apartado 6.1.

Debe enfatizarse la necesidad de asignar con objetividad, de acuerdo a principios de atribución de causalidad en el coste, los costes de las redes de transporte y distribución a los distintos periodos tarifarios. El resultado que se obtenga no es indiferente. En los últimos años han ido aumentando las diferencias relativas entre las demandas de electricidad en punta y en valle, en contra de lo deseable, que sería su aplanamiento. Entre otros posibles factores, esto indica que las señales económicas que al respecto reciben los consumidores son demasiado débiles. Sería deseable, si está justificado por la metodología que se utilice para asignar los costes de la red, que aumentasen las diferencias entre las tarifas de unas horas y otras.

Otro aspecto conflictivo de las tarifas de acceso es que la diferencia de los cargos de red entre los distintos niveles de tensión en la red de distribución -alta, media y baja tensión- son lo suficientemente altos como para incentivar a que los consumidores soliciten el acceso a niveles de tensión superiores -lo que conduciría a estructuras inadecuadas de las redes de mayor tensión-, aunque luego tengan que adquirir el equipamiento de transformación necesario para utilizar la energía eléctrica a un nivel inferior de tensión. Una solución que se ha venido utilizando es diseñar las tarifas de acceso de forma que tiendan a reducirse las diferencias entre los distintos niveles de tensión, lo que distorsiona la señal económica real, pero elimina el incentivo considerado problemático. Otra solución, que parece más apropiada, consistiría en establecer normas estrictas de conexión, orientadas a defender las condiciones de fiabilidad de las redes de más alta tensión. Finalmente, otra alternativa sería aplicar tarifas de acceso a los consumidores de acuerdo a sus características de potencia y consumo, con independencia del nivel de tensión al que realmente se encuentren conectados.

Otros conceptos de coste

Contrapartida de posibles contratos virtuales

Entre los instrumentos de mitigación del poder de mercado que se comentaron en el apartado 3.2 se encuentran los contratos virtuales. Una de las características más sobresalientes de estos contratos es que la contraparte de las empresas productoras es el

[214] La CNE en sus diversas propuestas de metodología de tarifas en los últimos años ha propuesto diversos métodos, que en general parten de supuestos heurísticos y escasamente contrastados, para estimar estas sensibilidades. No es una tarea fácil.

conjunto de los consumidores, sin distinción ninguna, a través precisamente de la tarifa de acceso. La diferencia -a favor o en contra- entre el precio estimado del mercado y el precio del contrato, por toda la energía contratada, se trasladaría a la tarifa de acceso como un crédito -o un cargo-, que todos los consumidores tienen ineludiblemente que recibir como una reducción de la tarifa -o que pagar, como un cargo adicional-.

De forma análoga deberían ser tratados los cargos o créditos asociados a alguno de los instrumentos regulatorios vinculados a los CTC que han sido propuestos en el capítulo 6.

Coste de servicios especiales prestados por los consumidores

Los costes que regulatoriamente se acepten -o, equivalentemente, los descuentos que se apliquen sobre las tarifas- por servicios que algunos tipos de consumidores proporcionan al sistema -como interrumpibilidad, reactiva o modulación de carga- habrán de ser tenidos en cuenta en la metodología, y repercutidos convenientemente en la tarifa de acceso, de forma que no se dé lugar a ningún déficit recaudatorio.

El sobrecargo de la tarifa integral por defecto

Como ya se ha indicado, podría ser interesante especificar un cierto sobrecargo que debe fijarse sobre el valor de la tarifa integral que resultaría de un traslado estricto del precio de mercado de la energía, con el fin de que la tarifa integral deje espacio a la actividad de comercialización y no compita demasiado vigorosamente con ella. Ya que se trata de consumidores a tarifa integral, se podría por ejemplo sobrevalorar el coste regulado de comercialización actualmente incluido en esta tarifa integral. Para estimar este valor podría realizarse un análisis estadístico de los márgenes entre los que se mueven actualmente las ofertas de las comercializadoras a los distintos tipos de consumidores y basar el margen en el citado estudio. Por ejemplo el sobrecargo podría ser un porcentaje del total de la tarifa integral para los consumidores menores y un valor menor para los mayores. Habría que especificar el destino de este ingreso extra de las entidades que comercialicen la energía para los consumidores a tarifa, pues no correspondería a un coste realmente existente.

Una solución mejor consistiría en aplicar este recargo en la tarifa de acceso implícita para los consumidores que decidan permanecer a tarifa integral, en concepto de cobertura de riesgo.

5.3 La tarifa integral por defecto

Varios son los asuntos que se han de resolver para obtener las tarifas integrales por defecto una vez que dispone de las tarifas de acceso: a) La incorporación del precio de mercado de la energía en la tarifa, teniendo en cuenta aspectos tales como las limitaciones que pueden surgir de la integración vertical de las empresas y –tal vez más adelante- la conveniencia de incentivar la eficiencia en las compras de energía para los consumidores a tarifa; b) El tratamiento del cargo de capacidad; c) La determinación del margen de comercialización que debe evitar que las tarifas por defecto compitan ventajosamente con el mercado. Cada uno de estos asuntos se trata a continuación.

El precio de la energía

En el sistema eléctrico español el precio de la energía resulta de la existencia de un mercado organizado con transacciones de corto y de largo plazo, que coexisten con contratos bilaterales físicos libremente establecidos entre los agentes. Además se proporcionan servicios complementarios gestionados por el operador del sistema utilizando, en lo posible, mecanismos de mercado para su asignación. El precio de la energía acreditado en la tarifa ha de ser de alguna forma el resultado de las múltiples transacciones de compra que son posibles en todos los mercados citados, reflejando la realidad de precio y volumen de las compras efectuadas.

En general, la repercusión del precio de la energía en la tarifa debe responder a tres criterios regulatorios básicos, que se exponen a continuación. La filosofía subyacente a estos criterios es permitir que el precio del mercado se refleje tal cual es en la tarifa. Para ello, como se ha afirmado reiteradamente en este Libro Blanco, es imprescindible aplicar los instrumentos regulatorios que permitan confiar en un correcto funcionamiento del mercado. Aquí se expondrán solamente los principios generales. La recomendación de este Libro Blanco acerca de las reglas concretas del mercado que establecen el precio de la energía que ha de trasladarse a la tarifa se presenta y justifica en el capítulo 7, apartado 7.1.2.

- Las reglas del mercado que se hayan adoptado deben especificar si se exige que la adquisición de energía para su venta a tarifa integral se realice solamente en los mercados organizados, ya sean de corto plazo -mercado diario, intradiarios, de reservas, de congestiones, de desvíos y desvíos en tiempo real- o de largo plazo -contratos financieros con diversos horizontes y formatos que se ofrezcan en el mercado organizado o subastas públicas en momentos prefijados-, o si también se permite que se realice a través de contratos bilaterales. Una vez fijado este aspecto, se debe reconocer una transferencia o *pass-through*, en principio completa, del precio de la energía así determinado a la tarifa integral regulada.

- El precio acreditado de la energía en la tarifa no debe estar sujeto a interferencias ajenas al propio mercado eléctrico, como es por ejemplo el caso de los CTC en la actualidad, a causa del mecanismo de recuperación por diferencias.

- La transferencia completa a la tarifa integral de los precios de la energía en el mercado organizado no debiera suponer una dejación, por parte de los agentes que compran energía para los consumidores a tarifa, del interés por adquirir la energía al menor precio que sea posible. Aunque inicialmente no se propongan medidas concretas en este sentido, debe más adelante considerarse la conveniencia de introducir, en el citado mecanismo de transferencia, los mecanismos de incentivación adecuados.

Como se detalla más adelante en el apartado 7.1.2, la propuesta de este Libro Blanco consiste en traspasar a la tarifa regulada una combinación del precio del mercado diario y del precio de los mercados organizados a plazo. El regulador establecerá una serie de sesiones del mercado a plazo -por ejemplo, una cada trimestre- en las que cada uno de los comercializadores a tarifa deberá adquirir una fracción predeterminada de su demanda -por

ejemplo, un 15% del total de su demanda[215] en cada trimestre, hasta sumar un total del 60% al cabo del año- en forma de contratos con un año de duración. El resto de su demanda deberá ser adquirida en el mercado diario organizado. Los costes de ambas compras constituirán el precio de la energía en la tarifa. De este modo, el comercializador regulado apenas tiene que tomar decisiones sobre cómo adquiere su energía -salvo tal vez pequeños incentivos para realizar correctamente la previsión de la demanda futura- y, a cambio, tampoco tiene riesgos asociados a esta actividad.

El apartado 7.1.2 presenta, igualmente, otro tipo de mecanismos cuya finalidad es la de proporcionar incentivos a los comercializadores regulados para que adquieran su energía de la forma más eficiente posible. En este momento no es aconsejable adoptar este tipo de métodos. No obstante, pueden ser útiles más adelante, si es que el mercado a plazo consigue alcanzar un nivel de liquidez muy elevado que pudiera hacer pensar que los posibles riesgos asociados a los mismos han desaparecido. En definitiva, la idea básica consiste en permitir libertad al comercializador regulado para que decida en qué combinación de mercados quiere adquirir su energía y reconocer en la tarifa una combinación de sus propios costes de adquisición y un cierto precio de referencia -bien la media de los costes de adquisición de todos los comercializadores, bien el precio de una cierta cesta de mercados definida por el regulador-. Se consigue así transmitir un incentivo para comprar óptimamente pero sin crear un riesgo excesivo para una actividad que es básicamente regulada. Cuanto mayor sea el peso de las propias compras en el precio de la energía que se le reconoce a cada comercializador, menor será su riesgo; cuanto mayor sea el peso del precio de referencia, mayor será el incentivo.

Además, el precio de la energía reconocido en la tarifa debe incluir también los costes de los mercados de operación -intradiarios, reservas, etc.-. En este ámbito está funcionando ya en la regulación española un sistema de incentivos como los descritos en el párrafo anterior -ver apartado 7.2.2-, que parece aconsejable en esta escala y que se recomienda mantener.

La asignación de los costes a la tarifa

Una vez definida una estructura tarifaria[216], la incorporación del precio de la energía a las tarifas de acceso es una tarea sencilla, una vez que se dispone de una estimación de los precios horarios de la energía para todas las horas del año y de los perfiles de carga para los distintos tipos de consumidores sin medición horaria. Los precios horarios pueden obtenerse preferiblemente a partir de un modelo de cálculo, o bien extrapolando valores históricos, aunque posteriormente habrán de introducirse ajustes para tomar en cuenta el valor definitivo de los precios de compra en el mercado.

---

[215] Teniendo en cuenta, por supuesto, el impacto sobre la posición neta de estos comercializadores de las posibles medidas asociadas al poder de mercado que puedan resultar de la discusión de los capítulos 3 y 6. Este asunto se explica en más detalle en el apartado 7.1.2.

[216] La estructura tarifaria actualmente vigente fue establecida por el Real Decreto 1164/2001. Esta estructura, según se está utilizando, apenas permite diferenciación temporal por periodos tarifarios de los precios de la energía.

Una vez obtenidos los 8760 precios horarios del mercado mayorista en el año para el que se desea calcular la tarifa por defecto, hay que empezar por trasladar cada uno de ellos a los distintos niveles de tensión por medio de los correspondientes factores de pérdidas. No es preciso aplicar una diferenciación nodal o zonal de estos precios, pues la regulación española requiere que la tarifa sea única y el efecto de las pérdidas se toma en cuenta de forma distinta en el propio mercado mayorista.

A continuación, para cada bloque tarifario y cada nivel de tensión, basta con promediar -convenientemente ponderados por el valor de las energías horarias consumidas por el bloque tarifario considerado, teniendo en cuenta el perfil de demanda correspondiente al citado bloque horario- los valores horarios previamente calculados entre todas las horas comprendidas en el bloque tarifario, para así obtener el precio medio de la energía que debe añadirse a la tarifa de acceso del citado bloque y nivel de tensión para así obtener el valor deseado de la correspondiente tarifa regulada.

En el apartado 8.3 se comentan los instrumentos regulatorios y las mejoras en los aparatos de medida que pueden introducirse para poder trasladar con mayor precisión el precio estimado de la energía a la tarifa integral por defecto.

El cargo por garantía de potencia

Tal como se ha explicado en el capítulo 4, este Libro Blanco propone continuar el concepto de una retribución a los generadores -y correspondiente pago de los consumidores- por el concepto de garantía de potencia, aunque añadiendo determinados compromisos por parte de los generadores y procedimientos para garantizar un margen prefijado de cobertura que aquí no hacen al caso.

Esta retribución adicional debe ser aplicable a todos los generadores y el correspondiente cargo debe ser aplicable a todos los consumidores, atendiendo a su contribución respectivamente positiva o negativa a la citada cobertura, pero sin discriminación alguna por el tipo de transacción comercial que los agentes del mercado hubiesen establecido para vender o adquirir la energía. La actual discriminación a la contratación bilateral, en la asignación de esta remuneración y de los pagos correspondientes, no se corresponde con la realidad de la explotación y ha impedido en la práctica el desarrollo de este tipo de contratos.

Respecto a cómo asignar el cargo a los consumidores, el problema más relevante para el cálculo de la tarifa es cómo repartir los pagos por garantía de potencia entre los distintos periodos tarifarios. Siguiendo el principio de imputar los costes a quien los causa, se trataría de determinar cuál es el consumo esperado de cada bloque tarifario en las horas en las que existe probabilidad de que se produzca una escasez de demanda. Una forma de determinar esto es calcular cuál es el consumo esperado de cada bloque tarifario en cada hora del año y ponderarlo por la probabilidad de que en esa hora aparezca un problema de abastecimiento aunque, puesto que la señal de probabilidad de pérdida de carga es una señal muy abrupta que se concentra drásticamente en unas pocas horas y no refleja suficientemente bien la respuesta de la demanda a las posibles señales de precio, es aconsejable suavizarla de alguna forma. Para ello, se pueden realizar los siguientes pasos:

- Cálculo de la probabilidad esperada de racionamiento en cada una de las horas del año, preferiblemente a partir de un modelo o, en su defecto, mediante alguna extrapolación de los datos históricos.

- Agrupar los datos anteriores en grupos de cien horas -es decir, las cien horas con mayor probabilidad de fallo, las segundas cien horas con mayor probabilidad, etc.- y caracterizar cada uno de estos grupos por su probabilidad media de racionamiento.

- Para cada bloque tarifario y cada nivel de tensión, teniendo en cuenta el perfil de demanda y los factores de pérdidas correspondientes, promediar la probabilidad de fallo media de cada grupo de horas por el valor de la energía horaria consumida en dicha hora. Esto da como resultado un valor esperado de la energía consumida por cada bloque tarifario de cada nivel de tensión durante las situaciones de escasez -en la práctica, el consumo en punta tendrá un peso muy grande en este cálculo, aunque podrían aparecer también valores no despreciables de esta energía en otros periodos, puesto que existen probabilidades de que el racionamiento se produzca en horas diferentes a la punta-.

- Repartir el total de los cargos de capacidad entre los diferentes bloques tarifarios y niveles de tensión, proporcionalmente al valor esperado de la energía consumida durante los periodos críticos obtenida en el apartado anterior.

El cargo por garantía de potencia es actualmente un componente de la tarifa integral. En principio, si se aplica el principio de aditividad, sería indiferente que el cargo a los consumidores se integrase en el precio del mercado mayorista o en la tarifa de acceso, aunque parece más adecuado que pase a ser un componente de la tarifa de acceso. La repercusión sobre los consumidores finales sería nula. La ventaja es separar los cargos regulados del mercado de energía, de forma que éste queda más limpio y fácil de entender, facilitando por ejemplo la participación de agentes externos en el mercado mayorista español.

5.4 Los grandes consumidores

Un caso de particular interés en el marco tarifario español es el de los muy grandes consumidores. Se podrían incluir en esta clasificación de muy grandes consumidores a las siguientes tres categorías, de acuerdo a su clasificación en las tarifas reguladas[217]:

- Grandes consumidores industriales a muy alta tensión -acogidos a la tarifa G-4-:

  Grupo integrado por cinco grandes empresas industriales -fabricación de aluminio y cinc electrolíticos, acerías integrales- que en 2004 han supuesto el 6,44% del consumo total peninsular de electricidad y el 1,92% de la facturación. Su curva de carga es prácticamente plana, superando las 8000 horas al año, su potencia media contratada es

[217] "El consumo eléctrico en el mercado peninsular en el año 2003", CNE, mayo de 2004 y "Boletín informativo sobre la evolución del mercado minorista de electricidad en la zona peninsular", CNE, marzo de 2005.

de más de 200 MW y su consumo medio es de 1700 GWh. Su tarifa media ha sido de 23,4 €/MWh.

- Grandes consumidores industriales con suministro interrumpible:

  Grupo integrado por 105 empresas industriales -productores de papel, cemento, siderurgia, química, petroquímica, hidrocarburos- que en 2004 han supuesto el 11,38% del consumo total peninsular de electricidad y el 3,83% de la facturación. Su potencia media contratada es superior a 15 MW, con un consumo medio de unos 150 GWh. Su perfil de consumo obedece a una curva de carga de gran modulación, concentrando el consumo en periodos de valle y fines de semana y prestando servicios de interrumpibilidad. Todo ello conlleva sobredimensionar su capacidad productiva para adaptarla a los periodos de actividad y establecer los mecanismos necesarios para poder responder a los requerimientos de la interrumpibilidad. Su tarifa media fue de 26,5 €/MWh.

- Grandes consumidores industriales y de servicios acogidos a la tarifa horaria de potencia (THP):

  Grupo integrado por 81 empresas industriales cuyos procesos productivos son relativamente adaptables a una modulación o producción de los consumos de electricidad, concentrándolos en los periodos el los que el coste de la electricidad es menor. Esta modalidad de facturación contempla siete periodos de consumo de los que seis están prefijados y uno lo determina el operador del sistema (REE) de acuerdo a las condiciones esperadas de operación. Estos consumos han supuesto el 6,45% del consumo total peninsular y el 2,84% de la facturación. Su potencia media contratada fue superior a los 20 MW, con un consumo medio superior a 100 GWh. La tarifa media para este grupo de consumidores en 2004 fue de 34,6 €/MWh.

Los muy grandes consumidores nunca han hecho uso de la opción de adquirir su energía en el mercado, aunque tuvieron la oportunidad de hacerlo desde enero de 1998, ya que debe resultarles de momento preferible el permanecer en la tarifa regulada. El Gobierno, en el "Proyecto de Ley de reformas para el impulso a la productividad" de marzo de 2005, establece en su artículo 2 que "el 1 de enero de 2010 desaparecerán las tarifas de suministro de energía eléctrica de alta tensión" extendiendo en tres años el plazo anterior, que estaba fijado para el 1 de enero de 2007, con lo que los consumidores conectados en alta tensión podrán seguir optando por permanecer adquiriendo su energía a tarifa regulada hasta el año 2010. Ninguna regulación, ni europea ni española, prohíbe de momento que los consumidores de alta tensión puedan optar a adquirir la electricidad a una tarifa regulada, aunque en el cuarto informe de seguimiento del Mercado Interior de Electricidad, la Comisión Europea advierte de que la continuada existencia de tarifas reguladas para los usuarios finales de electricidad es una de las trabas al desarrollo del MIE. Parece, en efecto, razonable, que una vez que el mercado eléctrico haya alcanzado un nivel suficiente de madurez y competitividad las tarifas reguladas sólo queden -en todo caso- al alcance de consumidores domésticos que prefieran no complicarse la vida buscando un suministrador alternativo al que se les haya asignado por defecto.

La estricta aplicación de una metodología aditiva de tarifas -sin la introducción de otras consideraciones que pueden ser pertinentes- conduciría muy posiblemente a un brusco incremento de los valores actuales para las tres categorías de grandes consumidores que se acaban de mencionar. Esto no significa necesariamente que este incremento esté plenamente justificado o que sea recomendable aplicarlo, por diversos motivos de índole regulatoria, además de los que puedan derivarse de una política industrial que generalmente ha de partir de unos planteamientos de un orden distinto a los de un Libro Blanco sobre la reforma regulatoria de la generación de electricidad y que, por consiguiente, no serán considerados aquí.

La revisión de la experiencia internacional al respecto muestra una gran diversidad y, desde el punto de vista del Mercado Interior de Electricidad de la Unión Europea, una total falta de armonización, que está, precisamente, en la raíz del problema de encontrar un tratamiento regulatorio adecuado para estos grandes consumidores industriales. Algunos países, entre los que el Reino Unido es el ejemplo paradigmático, han optado por fijar exclusivamente tarifas de acceso para los distintos tipos de consumidores, eliminando las tarifas integrales por defecto para todos los consumos, que han de optar entre las ofertas de precio que les ofrezcan los suministradores en competencia. En este caso, por tanto, no existe un tratamiento especial para ningún tipo de consumidor. Holanda tampoco tiene tarifas especiales para los grandes consumidores industriales, aunque se ha debatido recientemente la posibilidad de facilitarles contratos de potencia interrumpible, lo que ha suscitado controversia por considerarse una discriminación positiva. En Francia los grandes consumidores han tenido la oportunidad de disfrutar de contratos de largo plazo en condiciones favorables, pero que están próximos a expirar, lo que va a requerir pronto una toma de postura por parte de consumidores y del regulador[218]. En Italia y Bélgica, por ejemplo, los consumidores tienen determinadas prioridades en la utilización de las conexiones internacionales, por lo que pueden importar la electricidad en mejores condiciones económicas que el resto del consumo, además de las que puedan derivarse de contratos de interrumpibilidad.

El apoyo que los grandes consumidores industriales pueden encontrar en las tarifas que se les aplican, o en determinadas condiciones favorables de contratación en algunos países, es obvio que no da lugar a un terreno de juego nivelado para la competencia en los sectores industriales correspondientes cuando el coste del consumo eléctrico es un factor esencial para la competitividad. Esto crea una situación difícil para quien ha de fijar la regulación y las condiciones económicas de la adquisición de electricidad para los grandes consumidores industriales en un país sin tener capacidad para coordinar estas medidas con las que se adopten en otros países. Es clara y urgente la necesidad de una armonización regulatoria en el interior de la Unión Europea en este sentido, teniendo además en cuenta -dependiendo del sector industrial afectado- el contexto internacional.

Mientras estas condiciones de desigualdad en las condiciones económicas del suministro a los grandes consumidores permanezcan, un enfoque que incluya entre sus consideraciones

[218] Ver, por ejemplo, "*Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité", Inspection Générale des Finances, Conseil General des Mines*, Octubre de 2004.

el principio de gradualidad es recomendable en la situación española actual. También debe prestarse atención a la armonización regulatoria con Portugal, examinando con realismo los potenciales casos en los que pueda considerarse que existan desequilibrios significativos para una misma categoría de consumidores. El concepto de gradualidad se ve reforzado por el hecho de la casi "insularidad eléctrica" de la península ibérica -esperemos que con carácter transitorio-, lo que dificulta que los consumidores de la península tengan fácil acceso al suministro eléctrico a precios que sean accesibles a otros consumidores mejor situados en el centro de Europa.

Dejando ahora a un lado las anteriores consideraciones, se trata de identificar los motivos que puedan aconsejar el uso de un tratamiento específico en el diseño de tarifas integrales o de acceso para los grandes consumidores industriales en España. En primer lugar hay que señalar el particular servicio de interrumpibilidad prestado por el conjunto de consumos que se han acogido a la tarifa de gran consumidor industrial con consumo interrumpible -véase el apartado 2.1.4-. En efecto, en este Libro Blanco se recomienda apoyar medidas de participación activa de la demanda en el mercado y en la operación del sistema que estén fundamentalmente basadas en señales de precio y, excepcionalmente, en acciones directas del operador del sistema, como se explica en el apartado 8.4. De momento, solamente una fracción reducida de la demanda -además del consumo de bombeo- participa activamente en el mercado mayorista, siendo el resto totalmente inelástica al precio del mercado de corto plazo. Además, en situaciones de emergencia como las que han tenido lugar en diversas ocasiones durante los últimos cuatro años[219], el operador del sistema ha recurrido a interrumpir consumos acogidos a la tarifa de interrumpibilidad. Este servicio de interrumpibilidad en condiciones de emergencia evita la utilización de medidas de cortes indiscriminados de suministro que, dada la actual falta de respuesta de la demanda en el corto plazo, habrían de aplicarse para preservar la seguridad de la operación conjunta del sistema. Se trata, por tanto, de un método de protección de la seguridad del sistema de carácter excepcional, más allá del rango normal para el que debe diseñarse la fiabilidad del sistema y las señales de precios del mercado en condiciones habituales de funcionamiento[220]. Las empresas acogidas a la tarifa de interrumpibilidad han establecido, conjuntamente con el operador del sistema, los dispositivos y procedimientos necesarios para aplicar con garantía el procedimiento de interrumpibilidad a una demanda muy estable y predecible, que por tanto confiere un alto nivel de disponibilidad al mecanismo. Lo anterior no excluye que otros consumidores puedan ofrecer en el futuro servicios de interrumpibilidad que puedan competir con los ya existentes[221]. Pero, mientras esto se materialice, debe valorarse en su justa medida el servicio de interrumpibilidad actualmente

[219] Una vez en 2002 y nueve en 2003, por ejemplo.

[220] La valoración económica del servicio de interrumpibilidad debe tomar muy en cuenta este aspecto.

[221] Este puede ser el caso de otros consumidores industriales con tarifas de alta tensión a los que se extienda el concepto de interrumpibilidad, e incluso el de los consumidores domésticos y Pymes, si se les dota de contadores avanzados de energía eléctrica como los que se comentan y recomiendan en el apartado 8.4.

prestado por este conjunto de consumidores que, de formas distintas, actualmente alcanza a los tres colectivos de grandes consumidores que se describieron en el apartado 2.1.4. El operador del sistema, en colaboración con la asociación empresarial AEGE, está actualmente realizando esta valoración económica.

El otro aspecto a tener en cuenta en el diseño de las tarifas para estos grandes consumidores industriales es la asignación que les corresponde de los distintos componentes del coste que se incluyen en la tarifa de acceso, ya sea explícita o implícita -en la tarifa integral-. Como ya se ha explicado al comentar la metodología de cálculo de las tarifas, existe un cierto grado de libertad en la asignación de determinados CTC o de carácter puramente regulatorio, para los que no puede encontrarse una regla de asignación con base a la "causalidad" o responsabilidad en el coste incurrido. En estos casos ya se ha indicado que criterios de asignación inspirados en el principio de los "precios Ramsey" -asignación en proporción inversa a la elasticidad al precio de los consumidores- deben preferirse a simples esquemas de socialización de costes por su mayor eficiencia económica -minimizan la distorsión en las decisiones de consumo-. Lo anterior es aplicable a cierta fracción de los costes de las redes de transporte y -en su caso- de distribución, pero especialmente a los cargos regulatorios como los CTC, la moratoria nuclear, las primas a la generación en régimen especial, etc. y también a la reducción en la tarifa de acceso que pueda corresponder por la aplicación de instrumentos regulatorios asociados al tratamiento de los CTC, véase lo expuesto al respecto en el capítulo 6.

En resumen, se recomienda el tratamiento regulatorio siguiente:

- Mientras se decida que, por el conjunto de consideraciones que han sido expuestas, los grandes consumidores industriales tienen la opción de adquirir la energía a una tarifa integral regulada, ésta ha de recoger la valoración económica del servicio prestado de interrumpibilidad y criterios de asignación eficiente de costes en la tarifa de acceso.

- La situación regulatoria normal de estos grandes consumidores ha de terminar siendo la de contratar libremente su suministro en el mercado, junto con contratos específicos por el servicio de interrumpibilidad con el operador del sistema -en competencia, cuando más adelante proceda, con otros consumidores- y con tarifas de acceso que, como anteriormente se ha comentado, reflejen criterios de eficiencia en la asignación de costes.

- Hacer un uso razonable del principio regulatorio de gradualidad.

- En ningún caso los criterios de asignación eficiente de costes regulados pueden ir en contra del principio tarifario fundamental de suficiencia -i. e. recuperación total de los costes reconocidos por la regulación vigente-.

5.5 Las diversas implicaciones de la tarifa eléctrica

Que la tarifa eléctrica tiene importantes implicaciones políticas parece fuera de toda duda. Basta con observar la notoriedad que reviste la habitual revisión anual en los medios de comunicación y los numerosos artículos de opinión que suscita en la prensa económica. Puede servir como muestra de la importancia que la clase política parece conceder a esta

revisión el que el incremento que el actual Gobierno estableció el mes de diciembre pasado para la tarifa eléctrica media o de referencia durante 2005 fue del 1,71% -cuando ya apuntaba la sequía y se conocía el notable incremento de los precios de los combustibles-. El incremento que el anterior Gobierno fijó para 2004 fue del 1,72%. Desde hace tiempo se viene repitiendo este esfuerzo de los gobiernos por mostrar que han sido capaces de que la tarifa eléctrica crezca lo menos posible, o menos que con el gobierno anterior, o que lo haga por debajo de la inflación.

Sin embargo, el porcentaje anual de subida de la tarifa en su mayor parte está -y debiera estar- fuera del control del Gobierno de turno. El Gobierno no controla los tipos de interés que determinan la mayor parte de los costes de las empresas eléctricas, ni la hidraulicidad que influye significativamente en el consumo de los distintos combustibles, ni el precio de estos que se fija en los mercados internacionales, ni el precio de los derechos de emisión de CO2 que afecta a los precios de oferta de las plantas de combustibles fósiles, ni el crecimiento de la demanda de electricidad que cada año nos coge por sorpresa, ni las indisponibilidades fortuitas de las instalaciones de producción.

Sin embargo sí que tiene obvias connotaciones políticas la adopción de un modelo regulatorio u otro -libre mercado *versus* coste de servicio y planificación centralizada-, la elección del modelo energético que se desea construir a futuro, el plan sobre el uso del carbón nacional, el mayor o menor énfasis en la promoción de las energías renovables, las medidas para impulsar la mejora de la calidad del suministro de electricidad, los esfuerzos en pro de una mayor eficiencia y ahorro de la energía o la ausencia de los mismos, el volumen y orientación de los esfuerzos públicos en I+D en el sector eléctrico, la concienciación de la población sobre la sostenibilidad de nuestro modelo energético y la adopción de las medidas que se deriven del consiguiente debate público, y la inevitable componente política del debate sobre la energía nuclear, por citar algunos temas relevantes.

Cada uno de los temas anteriores tiene también implicaciones, a más o menos largo plazo, sobre el precio de la electricidad. Obviamente las tiene a largo plazo la elección del marco regulatorio, que condiciona la consiguiente asignación de riesgos y responsabilidades, así como la elección de los distintos instrumentos para incentivar la eficiencia. La promoción de las energías renovables requiere unas ayudas económicas que se repercuten cada año sobre la tarifa eléctrica. Mejorar la calidad de servicio y mantener unos estándares mínimos cuesta dinero. Apoyar o no la opción nuclear tendrá sin duda implicaciones económicas -como las tuvo en el pasado- además de otras implicaciones que hay que evaluar. También se han repercutido hace algún tiempo en la tarifa eléctrica española, y así se hace actualmente en algunos países, los costes de promoción de actividades de I+D de largo plazo para el sector eléctrico que las empresas no abordarían. El desarrollo de acciones de promoción del ahorro y de la eficiencia energética se asigna en los artículos 46 y 47 de la LSE a las empresas distribuidoras, comercializadoras, a otros agentes económicos o a las propias Administraciones del Estado o Autonómicas, siendo los costes correspondientes asumidos bien por la tarifa eléctrica bien con fondos públicos.

Se debe por tanto concluir que la tarifa eléctrica engloba una mezcla muy compleja de factores, de los cuales las instituciones reguladoras sólo controlan una parte. La tarifa eléctrica puede subir a pesar de que el marco regulatorio y las decisiones tomadas por el

regulador sean todos correctos, a causa por ejemplo de un incremento en los precios de los combustibles, o bien porque se ha decidido aplicar un especial esfuerzo en promover la producción de electricidad con fuentes de energía renovables o tal vez porque se le exige al sector eléctrico una fuerte reducción de sus emisiones de CO2 o se ha puesto en marcha un plan de mejora de la calidad de servicio. Análogamente, la tarifa puede bajar aunque las decisiones del regulador hayan sido incorrectas. El contenido político está en las decisiones sobre las renovables, la eficiencia en el consumo y producción de energía, el nivel aceptable de dependencia energética, la calidad de servicio, los combustibles autóctonos, la asignación de derechos de emisión a los diferentes sectores energéticos o el aceptar o rechazar la opción nuclear. La tarifa refleja de alguna forma tanto los factores controlables como los que no lo son. Otros indicadores pueden ser más representativos del éxito de la política energética que la tarifa eléctrica: la evolución de la intensidad energética, el nivel de dependencia energética y de diversificación, el uso de tecnología energética propia y de su exportación a otros países, la evolución de las emisiones de CO2 o la de la cantidad de residuos radioactivos, el nivel de penetración de fuentes renovables de producción de energía, la calidad del suministro eléctrico y el contribuir eficazmente con otros países a trazar una senda propia hacia un modelo energético más sostenible.

No puede ignorarse el impacto económico de las tarifas eléctricas, pero tampoco se debe sobrevalorar. Este impacto depende críticamente del tipo de consumidores. En un extremo se encuentran los grandes consumidores industriales, de los que se ha tratado ampliamente en el apartado 6.4 anterior. Para la mayor parte de estos consumidores la energía eléctrica es un factor productivo con un peso importante en el coste final de los productos. Es por este motivo que muchos reguladores tratan de encontrar formas de proporcionar electricidad para estos consumidores a precios que les permitan ser competitivos en su actividad principal. No debe olvidarse, sin embargo, que la competitividad de estas empresas grandes consumidoras de electricidad depende de la diferencia entre el precio de la energía eléctrica que adquieren y el precio al que la compran sus competidores. Por tanto, si existiese la suficiente armonización regulatoria para eliminar cualquier tipo de ventajas anticompetitivas -para muchos productos la armonización debiera ser de ámbito mundial, con dificultades obvias-, no tendría mayor importancia que las tarifas industriales eléctricas españolas subiesen porque, por ejemplo, ha subido el precio de los combustibles, ya que también subirían de forma parecida para las empresas competidoras situadas en otros países.

Por otro lado están los pequeños consumidores en baja tensión, de los que la mayoría son los consumidores domésticos. En general, para estos consumidores y en países del entorno económico español, el precio que pagan por la electricidad significa muy poco en su presupuesto. Como se indicó en el apartado 2.1.4 de diagnóstico, el gasto medio en electricidad de una familia española puede estimarse en aproximadamente 1,4 € diarios, lo que supone un 2,4% del presupuesto familiar[222]. Contrariamente a lo que mucha gente

[222] Resulta paradójico comparar los servicios que la electricidad proporciona por día a una familia por solamente 1,4 euros y lo que esta misma cantidad de dinero puede aproximadamente adquirir en otros contextos: poco más que un café o un refresco en un bar, o un billete de ida y vuelta en un transporte público, o la sexta parte de un menú individual en un restaurante económico, o siete

supone, la electricidad en España y en los países de nuestro entorno económico resulta muy barata. Ciertamente no como para que unas décimas de más o de menos en el porcentaje de la revisión anual sean de consideración para la mayoría de la población[223].

Debe también tomarse en consideración cómo repercute la tarifa eléctrica en el índice de precios al consumo. Un incremento del precio de la energía eléctrica tiene un efecto directo en el Índice de Precios al Consumo (IPC) a través del peso que se da a la factura eléctrica en la elaboración de este índice, pero además provoca un efecto indirecto, que es cuantitativamente más importante que el primero. Este efecto indirecto es consecuencia de que el precio del resto de artículos que componen la cesta del IPC se ve afectado, a su vez, como consecuencia de la energía eléctrica consumida en la producción o comercialización de los mismos. De acuerdo a las estimaciones más recientes realizadas por UNESA[224], un incremento del precio de la electricidad en un 1% produce un crecimiento del 0,043% del IPC, o más propiamente del precio del consumo privado.

Los anteriores comentarios de ninguna forma pretenden implicar que deba relajarse la presión del regulador por conseguir una mayor eficiencia en el sector eléctrico, a la vez que se mantiene la viabilidad económica de las empresas en régimen de libre mercado o regulado, según sea la actividad empresarial. Adviértase que una mayor eficiencia del sector debe permitir liberar rentas con las que financiar actividades tales como una mayor penetración de fuentes de energía renovables, o programas de gestión de la demanda, o I+D de largo plazo en el sector, sin necesidad de incrementar los correspondientes recargos sobre las tarifas.

Parte de la explicación del valor tan elevado del "excedente del consumidor" del producto electricidad[225], es que el precio de ésta no incorpora todos los costes en que se incurre para producirla. En concreto, el precio de mercado de la electricidad no refleja apenas las denominadas externalidades medioambientales -como el cambio climático- o las repercusiones a largo plazo de la producción y consumo de la energía en el momento

---

minutos de llamada por telefonía móvil -ver El País, 13 de abril de 2005-. Los hogares españoles gastan de 30 a 120 euros al mes en servicios de telecomunicaciones, según usen solamente teléfono fijo (30,6 €), o bien utilicen además móvil (31,5 €), internet (21,1 €) o televisión de pago (35,5 €) -ver El País, 30 de mayo de 2005-. Otro dato que puede ayudar a situar el coste de electricidad en su contexto es el valor de la pensión media de jubilación del sistema de la Seguridad Social en España, que en mayo de 2005 ascendía a 687 €/mes, un 6,1% más que el año anterior -El País, Economía, 26 de mayo de 2005-.

[223] Las tarifas sociales, que también existen en España, tratan de corregir las situaciones extremas.

[224] Ver el informe "Incidencia de las variaciones del precio de la electricidad en el índice de precios al consumo", UNESA, octubre 2003.

[225] Se define el excedente del consumidor como la diferencia entre la utilidad que el consumidor obtiene del consumo eléctrico -expresada en términos monetarios- y el precio pagado por la electricidad.

presente -como el agotamiento de los combustibles fósiles-[226]. La señal económica que le llega al consumidor es, por tanto, desvaída y no le incentiva a ser más eficiente y reducir su consumo de electricidad. Esto es lo que justifica la adopción de medidas *ad hoc* de gestión de la demanda eléctrica -ver el apartado 8.3 más adelante, para un tratamiento más detallado-, que las débiles señales de precio no son capaces de motivar.

Lo anterior no debe implicar que no se incrementen los esfuerzos por transmitir lo mejor posible las señales de precios en la tarifa eléctrica por defecto y en las tarifas de acceso. Y esto por varios motivos. Por un lado, porque las señales de precio algún efecto ya tienen, como lo muestra por ejemplo la utilización de la tarifa nocturna para los pequeños consumidores en baja tensión, aunque su diseño y aplicación dejen mucho que desear. También es manifiesto el efecto del precio en el perfil de consumo de muchos grandes consumidores industriales. Y, por otro lado, porque hay que preparar el terreno para tiempos, posiblemente no lejanos, en los que el precio de la electricidad se incrementará notablemente, presionado por el incremento del precio de los combustibles y por las restricciones medioambientales, de forma que es preciso que se cuente para entonces con los medios tecnológicos para comunicar las señales de precios y con la familiaridad de los consumidores con estas cuestiones. Este Libro Blanco recomienda, por tanto: a) comenzar cuanto antes la transición hacia el uso generalizado de contadores horarios que den a conocer el precio de la energía en todo momento y que además incorporen funciones avanzadas de interrumpibilidad; b) que la diferenciación temporal en el precio de la energía se traslade adecuadamente a los periodos tarifarios de las tarifas integrales; c) que de forma gradual, y respetando la armonización regulatoria con los países del entorno económico español, se vayan internalizando de forma completa en las tarifas por defecto las externalidades medioambientales u otras en las que incurra la producción y consumo de energía.

Otro tema que llama la atención acerca de la tarifa eléctrica es la inflexibilidad con la que se realizan las revisiones, siempre con carácter anual y con fecha de primero de enero. No es éste el caso con otros productos energéticos, cuyo precio se actualiza en España cuando es necesario[227]. No parece haber razones de peso por las que las tarifas eléctricas no hayan

---

[226] Poco a poco se va progresando en el proceso de internalización, pero todavía muy insuficientemente. En esta línea puede mencionarse el mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea adelantándose a la aplicación del Protocolo de Kyoto, las restricciones a las emisiones de SO2 y NOx en las grandes instalaciones de combustión o la repercusión en la tarifa de los costes de los instrumentos de apoyo a las fuentes de energía renovables.

[227] Adviértase la frecuencia y magnitud de estas recientes revisiones tarifarias en otros productos energéticos, obtenidas a partir de noticias recientes de prensa que no hicieron grandes titulares:

> Expansión, 24 de marzo de 2005: '(...) el Ministerio de Industria anunció que la bombona de butano subirá 71 céntimos de euro el 1 de abril, para situarse en 9,28 euros la unidad, frente a los 8,57 actuales, lo que representa un encarecimiento del 8,28%.
>
> El Gobierno explica este aumento por el "importante" incremento en los precios, tanto del gas como materia prima, como de los costes de transporte, conocidos como fletes'.

de modificarse cuando sea necesario. Lo anterior no significa necesariamente que los consumidores finales queden totalmente expuestos a la volatilidad de los precios, ya que es de esperar que la mayor parte de la energía -tanto la destinada a mercado como a los consumidores a tarifa- esté previamente contratada a plazo. Sin embargo es cierto que el precio de los contratos acabará por reflejar el precio esperado en el mercado spot subyacente, como debe ser.

En resumen, se debe romper el mito de que el éxito de una reforma regulatoria estriba en que el precio de la electricidad baje indefectiblemente. Ojalá este Libro Blanco pudiera contribuir a un saludable cambio de mentalidad, que permitiera desactivar el uso de la tarifa eléctrica como arma política y la dejase reducida a su ámbito fundamentalmente técnico -"la tarifa se calcula"- de forma que el debate político se concentrase en los temas que realmente lo merecen: la dependencia energética, la calidad de servicio, la promoción de las fuentes renovables de energía, la I+D de ámbito energético, la eficiencia en la producción y consumo de energía, el plan de la minería, la sostenibilidad del modelo energético y la cooperación internacional para conseguir un acceso universal a formas modernas de energía.

El Mundo, 16 de abril de 2005: 'La tarifa doméstica de gas natural sube un 1,37% de media. La revisión, que se aplicará cuatro días más tarde de la fecha del anuncio, afecta a cinco millones de hogares. El origen de los aumentos es la subida del precio del petróleo. La última revisión fue en enero y se tradujo en una subida media de la tarifa para uso doméstico del 0,2%'.

ABC, 20 de julio de 2005: 'Las tarifas de gas natural que entraron en vigor ayer registran un nuevo incremento, el cuarto consecutivo en los últimos doce meses. La subida media para los consumidores domésticos es del 3,96% y, para los grandes consumidores industriales, del 9,58%, según informó ayer el Ministerio de Industria. Estas tarifas tienen el carácter de precios máximos y son revisadas cada trimestre Industria, que aplica una compleja fórmula que se basa en las cotizaciones de los productos petrolíferos durante los seis meses previos a su aplicación. Si tomamos como ejemplo la tarifa 3.2 para consumidores domésticos (la más habitual en las viviendas), el incremento es del 4,30%. Esta tarifa acumula una subida del 11,67% en los últimos doce meses, periodo en el que se han registrado cuatro aumentos consecutivos. El precio que entró ayer en vigor es el más alto desde mayo de 2001'.

9

El tratamiento de los Costes de Transición a la Competencia

6 El tratamiento de los Costes de Transición a la Competencia

Como se ha pretendido ilustrar en el apartado del diagnóstico referido al mecanismo de Costes de Transición a la Competencia (CTC), el diseño regulatorio español ha llegado en este asunto a un punto de crisis que hace inaplazable la necesidad de dar respuesta a una serie de cuestiones fundamentales, de forma que sea en adelante posible configurar un régimen permanente con vocación de estabilidad y en el que se deje el menor espacio posible a interpretaciones equívocas, tanto por parte de los agentes implicados como por parte del propio regulador.

En este apartado se presenta la línea de actuación que este Libro Blanco propone para dar solución a este problema. Antes de pasar a dar respuesta a las preguntas que se plantean y a desarrollar las recomendaciones que este Libro Blanco se permite sugerir, como punto de partida necesario para interpretar las claves sobre las que éstas se apoyan resulta conveniente repasar con cierto detalle dos aspectos fundamentales: en primer lugar, la definición conceptual de los CTC y en segundo lugar, el procedimiento de cálculo del monto económico que suponen. En ambos casos se partirá de una revisión desde el punto de vista de la regulación comparada, y posteriormente se centrará en el enfoque que en particular se siguió en la regulación española en el momento en el que se abordó el proceso.

6.1 Concepto

Tal y como se mencionaba en el apartado 2.1.4, uno de los pocos aspectos asociados a los CTC acerca de los cuales no ha habido controversia, al menos hasta las últimas fechas, es sobre su definición conceptual. Si bien el mecanismo depende significativamente de la estructura y regulación existentes en cada sistema en el momento previo a la reestructuración, de un repaso de los sistemas en los que se ha abordado este proceso se puede extraer que la base conceptual es siempre la misma: los costes de transición a la competencia se pueden definir como la compensación adecuada a los agentes del sistema afectados por la alteración del valor de los activos de generación debida a la reestructuración de la industria. Conviene sin embargo, antes de abordar con detalle el tratamiento de los mismos, repasar este particular.

La primera referencia relevante que marcó la pauta sobre la definición de los CTC -*stranded costs*- fue la Orden 888 de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) de los Estados Unidos[228]. Como respuesta a las incipientes iniciativas de reestructuración del sector eléctrico californiano del año 1994, la FERC desarrolló la regulación federal base de la liberalización de los sistemas eléctricos en todo el país, estableciendo, entre otros, los principios por los que se debían regir los mecanismos de recuperación de los CTC.

---

[228] "*Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-Discriminatory Transmission Service by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs By Public Utilities and Transmitting Utilities*", Docket Nos. RM95-8-000 and RM94-7-001, May 29, 1996.

La Orden 'determina que la recuperación de unos CTC legítimos, prudentes y verificables debería ser permitida'. Para el caso de las plantas de generación, los CTC se definen conceptualmente como la diferencia entre el valor neto en libros de las mismas, determinado por su remuneración por coste de servicio y su valor esperado dentro del nuevo mercado competitivo. La FERC interpretó los principios regulatorios previos como una especie de "contrato regulatorio" que los reguladores tenían la obligación de respetar incluso en ausencia de un contrato formal[229].

En Europa, donde el Reino Unido fue el sistema pionero del cambio[230], el impulso liberalizador generalizado se vio más tarde reflejado en la Directiva 96/92/CE[231]. En su artículo 24, ésta permitía que los Estados miembros pudieran retrasar la aplicación de algunas disposiciones, y no contemplaba que estos pudieran crear mecanismos de ayuda para que sus empresas pudieran adaptarse a la competencia. Este asunto fue objeto de un amplio debate que no tiene objeto trasladar aquí. Las sucesivas demandas de los Estados miembros dieron pie a la "Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia (CTC)" de 26 de julio de 2001, en la que se precisan con mucho detalle los criterios que la Comisión establece para autorizar los mecanismos de ayuda que se le propongan. Entre otras muchas condiciones, la Comisión fija que los CTC 'son costes económicos, que deben corresponder a la realidad de las sumas invertidas, pagadas o por pagar en virtud de los compromisos o garantías de los que resultan'. No se entrará en este punto a discutir el resto de criterios planteados en el documento; aunque más adelante se volverá sobre algunos aspectos del mismo para apoyar el enfoque por el que se opta en este Libro Blanco para el tratamiento del problema.

El caso español

Tal y como se apuntaba previamente, sobre la definición conceptual de los CTC españoles se ha podido detectar un amplio consenso. El debate y la discrepancia a este respecto sólo tuvieron cierto peso en los primeros tiempos, en los que la escasa experiencia disponible hasta la fecha y la poca información pública acerca de la metodología seguida para su evaluación motivaron no pocas opiniones divergentes[232]. De la misma manera, en estos

---

[229] Ver P. L. Joskow, "*Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector*", en "*Deregulation of Network Industries: The Next Steps*", S. Peltzman and Clifford Winston, eds., Brookings Press, 2000. Debe hacerse notar que, de acuerdo a la normativa regulatoria norteamericana, hay coincidencia entre el valor contable de los activos y el compromiso regulatorio de remuneración de los mismos.

[230] Excepto los costes asociados a la generación con carbón autóctono, los costes de transición a la competencia fueron absorbidos por el Estado en la privatización.

[231] "Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad".

[232] En aquel momento no era un problema exclusivo de nuestro país, ver la discusión al respecto contenida en la Orden 888 de la FERC.

últimos meses, en los que la metodología vigente está siendo cuestionada con mucha fuerza por unos y otros, han aflorado matizaciones al concepto original que abundan en la necesidad de una clarificación regulatoria definitiva que permita cerrar finalmente el periodo transitorio y que dé paso a una nueva etapa en la que la solución que se adopte no esté sujeta a la necesidad de nuevas modificaciones.

La normativa anterior a la Ley 54/97[233] establecía un sistema intervenido por la Administración, caracterizado por la planificación obligatoria de las inversiones y un despacho unificado que buscaba la eficiencia conjunta de explotación del parque generador aunque anteponiendo objetivos de política energética y con los consumidores sujetos al entonces habitual sistema de tarifas administradas. El objetivo primordial de esta regulación, alcanzado con éxito como se pudo inferir de los resultados de las empresas, era compatibilizar la necesidad de estabilización de la situación financiera de las empresas con la diversificación de las tecnologías de generación y la garantía de suministro.

En ese contexto, la tarifa eléctrica -en lo que respecta a la actividad de generación- se fijaba a partir de unos valores estándares de los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de extensión de vida útil de las instalaciones de producción, así como de unas duraciones de vida estándar de las inversiones, y de las correspondientes retribuciones estándar. Todo ello establecido por el Gobierno.

Los CTC tuvieron por objeto la compensación de inversiones en centrales eléctricas realizadas con anterioridad al cambio regulatorio que supuso la Ley 54/97[234] y, tal y como se describe en la Memoria justificativa del Proyecto de la Ley del Sector Eléctrico, tenían un segundo objetivo paralelo: procurar el menor coste posible para el consumidor[235].

Como se ha venido comentando, al menos hasta un tiempo antes de que el Gobierno planteara la necesidad de revisar este aspecto, se ha podido observar un cierto consenso en la interpretación que los agentes han otorgado a los CTC. Extrayendo de la documentación aportada por diferentes agentes al equipo de cara a la elaboración de este Libro Blanco, se puede abundar en que 'la liberalización del sector el 1 de enero de 1998 vino a romper la senda prevista de recuperación de los costes de inversión, dejando pendientes de recuperar la mayor parte de los costes de inversión de muchas centrales generadoras, (...), razón por la cual fue necesario establecer un periodo transitorio en el que las empresas pudieran

---

[233] Regulación que arranca a partir del "Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio".

[234] "Decisión de la Comisión relativa a un régimen de costes de transición a la competencia (CTC)", Ayuda de Estado NN 49/99 - España. Régimen transitorio del mercado de electricidad, 25 de julio de 2001, Bruselas.

[235] 'Permitir un proceso gradual de adaptación al nuevo modelo competitivo, que garantice el equilibrio financiero de las compañías eléctricas, de protección temporal a los consumidores cualificados y a tarifas y a determinados sectores como el del carbón, de trascendencia para la prestación del suministro primario al sector eléctrico', apartado 6.8. Configuración del periodo transitorio, Memoria justificativa del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico.

recuperar dichos costes de inversión cuando sus ingresos de mercado no fueran suficientes, mediante lo que se denominaron Costes de Transición a la Competencia' y por otro lado que 'en origen, la finalidad de los CTC tecnológicos era garantizar el equilibrio financiero de las empresas a través de la recuperación de los activos pendientes de amortizar. Para ello se proyectó lo que hubiesen recibido si hubiera permanecido el anterior marco (Marco Legal Estable, MLE) para recuperar sus inversiones y se simuló -previendo precios y producciones- lo que recibirían las empresas del futuro mercado, complementando estas últimas cantidades con los CTC'.

Como paso previo a la exposición de la línea de solución que se propone, queda por tanto revisar este último aspecto: cuál fue el procedimiento de cálculo de los CTC tecnológicos.

6.2 Fundamentos del procedimiento de cálculo de los CTC

Anteriormente se enumeraron algunas de las preguntas para las que este trabajo debe buscar respuesta. No parece posible abordar este cometido ni tampoco justificar los motivos sin antes revisar cuáles fueron los criterios que definieron el marco original de los CTC. Al tiempo, como más adelante se pone de manifiesto, no es posible entender la cantidad máxima de CTC que se determinó en la Ley sin ponerla en contexto con el mecanismo que ha regido su ritmo de recuperación hasta la fecha. Tras introducir el enfoque original adoptado para las primeras valoraciones de CTC -las realizadas en los Estados Unidos, así como el planteado por la Comisión Europea-, se presentan de forma no exhaustiva los criterios que en el caso español se tomaron en cuenta, discusión que más adelante se toma como punto de partida de la propuesta de metodología que se recomienda abordar para definir el escenario futuro.

Si bien cada sistema tiene sus peculiaridades y no es posible encontrar dos casos muy parejos, en la práctica totalidad de los sistemas en los que se ha planteado una valoración de los costes de transición a la competencia, estos se han calculado como la diferencia entre la estimación de los flujos de caja a los que habría dado lugar el mecanismo regulatorio anterior a la reestructuración --expuestos tan sólo al riesgo regulatorio- y los flujos esperados en el nuevo marco de mercado que se procede a implantar.

La Orden 888 de la FERC ya adoptó como fórmula genérica para evaluar la cantidad total la diferencia entre los flujos estimados bajo el régimen de precios regulados y el valor de los activos de generación en el régimen de mercado competitivo, extrapolado para un periodo que correspondiera con una estimación razonable sobre la potencial vigencia del marco de precios regulados[236].

[236] '*Stranded costs are calculated by subtracting the competitive market value of the power the customer would have purchased from the revenues that the customer would have paid had it stayed on the utility's generation system*', "J. 9. *Calculation of Recoverable Stranded Costs*", *Order* 888, FERC. Para cada uno de los años de la vigencia estimada del marco regulado -*reasonable expectation period*-, determinaba el primero de ellos, el minuendo, como la extrapolación de la media anual de los ingresos de los tres años previos al cambio regulatorio y planteaba dos vías para calcular el

La Comisión Europea en su documento de 26 de julio de 2001 no optó por un procedimiento específico, ni siquiera planteó un enfoque genérico al estilo del regulador norteamericano, pero sí detalló los criterios que los CTC deben cumplir para que puedan ser reconocidos por la Comisión, algunos de los cuales se irán rescatando más adelante en este apartado.

El caso español

El proceso de cálculo de los CTC -así como la determinación del mecanismo que establece la vía de recuperación y su posterior intento de revisión- estuvieron acompañados de una fuerte polémica, en gran parte motivada por la escasa información que trascendió más allá de las partes involucradas directamente en las negociaciones. Un claro reflejo de este debate puede encontrarse en el documento "Informe precipitado sobre la enmienda relativa a la disposición adicional a incluir en el Proyecto de Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social para 1999" de la CNSE, de 24 de noviembre de 1998, surgido como reacción de la entonces Comisión Nacional del Sistema Eléctrico a la iniciativa de titulización que planteaba el Artículo 107 de la Ley 50/1998 -ver el punto 2.1.4-.

Desde entonces, son escasas las fuentes públicas en las que se describan cuáles fueron los criterios que condujeron tanto a la cantidad como al mecanismo que finalmente se plasmó en el Ley del Sector Eléctrico (LSE). De hecho, es posible circunscribir toda la información disponible a ese nivel a la Memoria justificativa del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, un documento prolijo y confuso en muchas de sus partes, que no permite aclarar muchas de las claves que se tomaron en cuenta.

La Memoria justificativa planteó dos procedimientos alternativos para valorar la cantidad de CTC inicial -y máxima-. Por un lado, como criterio general, determinaba que 'la retribución de adaptación a la competencia debe permitir la recuperación de la diferencia entre el valor contable actual y el valor teórico del parque según los costes asociados a las tecnologías más eficientes'. Se consideró para este análisis un parque ideal conformado por centrales de carbón importado y ciclos combinados de gas, valorándolo a los precios de inversión de estas tecnologías.

Por otro lado, el segundo método se aproximaba más al enfoque por el que optaba la FERC --presentado anteriormente-, estableciendo que 'la retribución de adaptación a la competencia debe definirse como el VAN de un flujo de ingresos no recuperable en condiciones de mercado, como consecuencia de inversiones realizadas y sobreretribuidas en un marco regulatorio basado en planificación y costes estándares'. De esta manera, por un lado se actualizaban los ingresos esperados extrapolando la metodología del MLE para los primeros quince años del nuevo entorno competitivo y por otro se estimaban los ingresos provenientes del mercado bajo un conjunto de hipótesis -precios del mercado, producciones, vidas útiles, etc.- que más adelante se discutirán.

---

sustraendo: estimar la media de ingresos anuales que resultarían de la venta de los activos o el coste de sustitución en el entorno de mercado de las cantidades comprometidas bajo el marco regulado.

De la documentación de las autoridades españolas a la que ha podido tener acceso el equipo encargado de este Libro Blanco[237], en los que se explican con cierto detalle los criterios que se tuvieron en cuenta para el diseño definitivo de los CTC, se puede inferir que esta última fue la metodología que finalmente se consideró.

6.3 Procedimiento de cálculo -y mecanismo de recuperación- de los CTC

El procedimiento de cálculo que se siguió, por tanto, puede descomponerse en dos pasos, el de los dos factores de la citada diferencia: 'los ingresos actualizados que las empresas productoras de electricidad que entraban en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987 habrían podido obtener entre 1998 y 2013 de conformidad con el MLE si éste se hubiera prolongado durante este periodo' y 'el ingreso estimado que dichas empresas obtendrán en el contexto de un mercado competitivo'. Una vez calculada esta diferencia, se aplicó una reducción del 32,5% denominada "factor de eficiencia", que pretendía tener en cuenta, 'entre otros, las mejoras de eficiencia posibles y la sobreestimación de los valores netos estándar de los activos de producción eléctrica respecto de su valor contable'[238].

En la evaluación de estos dos factores, si bien el espíritu de la metodología a grandes rasgos fue acorde a lo descrito, se incorporaron una serie de consideraciones que deben ser tenidas en cuenta a la hora de definir cuál debe ser el tratamiento definitivo de los CTC, consideraciones que se revisan a continuación[239].

6.3.1 Valores estándares de inversión

La base del cálculo de los CTC fueron los costes fijos estándar reconocidos y pendientes de recuperación, descontados a 31 de diciembre de 1997, con independencia de si las empresas los habían amortizado o no en sus respectivas contabilidades. Los costes fijos estándar estaban constituidos por los costes fijos por recuperación de inversiones -coste de

---

[237] En especial el documento de la Dirección General de Política Energética y Minas titulado "Información complementaria a los servicios de la Comisión sobre la notificación de las modificaciones del régimen transitorio del mercado de la electricidad", de 30 de diciembre de 1999, relativa al expediente "Ayuda de Estado NN 49/99 - España". La misma conclusión ha podido extraerse de las entrevistas que el equipo ha tenido la oportunidad de mantener con algunos de los profesionales entonces involucrados en la negociación.

[238] Cfr. apartado "Costes de transición al régimen de mercado competitivo tecnológicos" de la "Decisión de la Comisión relativa a un régimen de costes de transición a la competencia (CTC)". Ayuda de Estado NN 49/99 - España. Régimen transitorio del mercado de electricidad, 25 de julio de 2001, Bruselas. La relación entre los valores contables y los valores netos estándares es una peculiaridad de la normativa del Marco Legal y Estable y se comenta más adelante.

[239] Además de la documentación citada hasta este punto, la discusión que sigue se apoya especialmente en el "Informe solicitado por la DGPEM sobre los ingresos y costes de las instalaciones de generación que estuvieron incluidas en el Real Decreto 1538/1987, durante el periodo 1998-2003", Comisión Nacional de Energía, de 2 de diciembre de 2004 y su Adenda de 5 de mayo de 2005, denotado en adelante como [CNEaDGPEM].

terrenos, arquitectura de las instalaciones, etc.-, costes fijos de operación y mantenimiento -impuestos, reparaciones, etc.-, de estructura empresarial y otros vinculados a exigencias de política energética impuestas por el Gobierno.

En el cálculo de esta cantidad se aplicaron una serie de criterios que a continuación se ponen de manifiesto y que serán tenidos en cuenta posteriormente cuando se desarrolle la propuesta para la culminación del periodo transitorio.

Valores estándar versus valores contables

A efectos del cálculo de los CTC, se consideraron los valores estándar reconocidos bajo el MLE en lugar de utilizar los valores que figuraban en la contabilidad de las empresas, lo que supuso un incremento antes de quitas del 46%. El principal argumento que lo justificó[240], fue que las restricciones que imponía el Plan General de Contabilidad[241], en particular a la hora de actualizar los balances en función de la inflación, motivó que 'la práctica más frecuente por parte de las empresas hubiera sido acelerar las amortizaciones contables'. Éstas 'se realizaban de forma lineal durante la vida útil de las centrales, mientras que la recuperación de los costes (a través de la tarifa) en el MLE se difería a los últimos años de vida de las mismas para evitar su impacto en la tasa de inflación'.

Este criterio fue parte del acuerdo que se recogió en el Protocolo y que dio lugar a la LSE, pero fue contestado cuando se planteó la posibilidad de titulizar una gran parte del valor estimado de los CTC que, de acuerdo a la Ley 54/1997, solamente correspondía a una cantidad máxima[242]. El MLE, que fue concebido para hacer frente a unas condiciones financieras de las empresas eléctricas totalmente diferentes a las actuales, establecía una retribución de las inversiones muy satisfactoria. Los valores estándares del MLE fueron diseñados para ayudar al sector a superar una crisis financiera, por lo que era excesivo esperar del principio de confianza legítima una proyección inmutable a futuro de la retribución basada en estándares del MLE.

Tasas de retribución, de inflación y monetaria

La tasa real de retribución que se acordó en el Protocolo -y posteriormente los desarrollos regulatorios de la LSE- fue del 5%, la de inflación del 0% y la monetaria -igual a la tasa real al suponerse nula la inflación- también del 5%.

---

[240] "Información complementaria a los servicios de la Comisión sobre la notificación de las modificaciones del régimen transitorio del mercado de la electricidad", de 30 de diciembre de 1999, relativa al expediente "Ayuda de Estado NN 49/99 - España".

[241] "Plan General de Contabilidad recogido en la Ley 19/1989, de 25 de julio, de reforma parcial y adaptación de la legislación mercantil de las Directivas de la Comunidad económica Europea; y en los correspondientes desarrollos reglamentarios: Real Decreto 1643/1990, de 20 de diciembre, por el que se aprueba el Plan General de Contabilidad y Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico".

[242] Ver punto 2.1.4.

Costes fijos: vida útil

Al hablar de "vida útil" de una central de generación eléctrica, se pueden diferenciar dos conceptos: "vida útil técnica" y "vida útil económica". La primera se corresponde con la duración técnica esperada de una central y depende de la tecnología en cuestión y de la política de inversiones adicionales y de mantenimiento que se haya seguido, mientras que la segunda es el tiempo en el que se espera amortizar por completo la instalación en un entorno regulatorio determinado; en el caso del MLE, es el número de años que se tomaba como base para calcular los costes estándar, de modo que se garantizase la recuperación de la inversión.

De cara al cálculo de los valores estándares de inversión se tomó como referencia la vida útil económica definida en el MLE, excepto para el caso de las centrales hidráulicas y de bombeo y para el caso de aquellas inversiones térmicas -Litoral 2 y Elcogás- que cumplían los 25 años más allá de 2013 -año en el que alcanzaba 25 años de vida la última central nuclear[243]-.

La vida útil que se consideró para los distintos tipos de centrales fue[244]:

- Hidráulicas: 35 años o hasta el año 2013.
- Bombeo puro: 65 años o hasta el año 2013.
- Térmicas: 25 años.

Para las centrales hidráulicas, el MLE fijaba un periodo de amortización de 65 años para la obra civil. En cuanto al equipo electromecánico, existía una primera inversión que se amortizaba en 35 años; y se contemplaba una segunda inversión -en concepto de renovación del equipo electromecánico- que se amortizaba en 30 años.

A efectos del cálculo de los CTC hidráulicos convencionales, se aseguró sólo la recuperación total de la primera parte de la inversión en equipo electromecánico y la correspondiente parte proporcional de obra civil -35 de los 65 años-. Al establecer el tope máximo, ni se consideran los futuros ingresos del mercado posteriores a dicha fecha, ni tampoco se considera la recuperación de los costes fijos que, de haber mantenido el MLE, se hubiesen podido amortizar en dicho periodo de tiempo.

Así, por ejemplo, las centrales hidráulicas que en 1997 habían cumplido los 35 años no se consideraron en el cálculo. La potencia inicial en bornas de alternador -a 31 de diciembre de 1997- que se contempló para estas centrales fue de 8375 MW -la instalada no es inferior a los 13000 MW- y la final, la que corresponde a aquellas centrales que en 2013 aún tendrán menos de 35 años, fue de 2004 MW.

---

[243] La vida económica de las centrales nucleares estaba fijada en 30 años. Durante este proceso, se modificó este valor, reduciéndolo a los citados 25 años.

[244] Ver Memoria justificativa del Anteproyecto de la Ley del Sector Eléctrico, punto 6.3.

Costes variables: combustible, operación y mantenimiento y estructura

De cara a evaluar los costes variables de generación, se estimaron unas horas de funcionamiento futuro basadas en las medias históricas de años anteriores -6 años en el caso de las térmicas y 10 para las hidráulicas y bombeo-, resultando los valores de la Tabla que sigue:

Tabla vii. Horas de funcionamiento estimadas por tecnologías.

Nuclear	7600 horas	Carbón importado	6500 horas
Hulla-Antracita	5300 horas	Fuel-Gas	4000 horas
Lignito negro	6000 horas	Hidráulicas	1853 horas
Lignito pardo	6500 horas	Bombeo puro	355 horas

Para las centrales de carbón y nucleares se aplicaron los costes de combustible por central correspondientes a 1996, para las de bombeo 18,03 €/MWh y para las de fuel 25,54 €/MWh. Asimismo, en línea con los criterios que contemplaba el MLE, se consideraron también los costes de operación y mantenimiento y de estructura. No se contempló el coste de extensión de vida -más adelante se describe este concepto-, dado que como se acaba de apuntar en el apartado anterior, no se consideraron a efectos de los cálculos aquellas centrales que hubieran superado su vida útil económica. Por tanto, se realizaron los cálculos como si estas centrales, una vez superado este umbral, cerrasen o bien fuesen a incurrir en unos costes comparables a la remuneración que en el futuro percibirían por mercado.

Algunas especificidades del sector eléctrico español

En el cálculo del valor de los costes fijos pendientes de recuperar, tal y como se describe en los documentos aportados por las Autoridades Españolas a la Comisión en el año 1999, se tuvieron también en cuenta una serie de particularidades del sector eléctrico español.

Se tuvo en consideración la problemática de la financiación de las inversiones, realizada en su momento en moneda nacional y extranjera, por lo que se vio afectada por un lado por un tipo de interés superior a la media internacional y por otro por la devaluación de la peseta.

Asimismo, además de contemplar la mayor duración del periodo de construcción de las centrales nucleares, como se apuntaba previamente, se tuvo en especial consideración el mecanismo de amortización de las inversiones. Según lo previsto por la normativa que figuraba en el Plan General de Contabilidad, las empresas tenían la posibilidad de realizar las amortizaciones contables de sus inversiones de forma lineal a lo largo de la vida útil de las correspondientes instalaciones. El cálculo definitivo que se publicó en la Resolución de la Dirección General de la Energía (DGPEM) tuvo en cuenta las diferencias entre el modelo contable de amortización lineal y el modelo de amortización del MLE. Los valores netos estándares de las instalaciones de generación a 31 de diciembre de 1997 se establecieron en el Anexo II de la "Resolución de la Dirección General de Energía de 13 de julio de 1998,

por la que se determinan la relación y características de las instalaciones generadoras a efectos de la aplicación del sistema de compensaciones para el año 1997".

Adicionalmente a estas inversiones, en el Valor Actualizado Neto utilizado para el cálculo de los CTC se incluyeron los siguientes complementos, por valor de 3671 M€ [CNEaDGPEM][245]:

- Coste por intercambio de activos de 1985.
- Inversiones extraordinarias.
- Amortizaciones del año 1997 no pagadas -alargamiento de vida económica de centrales nucleares, coste asociado y coste de extensión de vida-.
- Costes de la homogeneización nuclear.

Por tanto, el valor de las inversiones estándares pendientes de amortizar a 31 de diciembre de 1997 que se tomó como base para el cálculo de los CTC asciende a 32074 M€ [CNEaDGPEM].

6.3.2 Ingresos de mercado

Las energías vendidas en el mercado competitivo se valoraron a un precio de referencia de 36,06 €/MWh (6 pta/KWh), obtenido por estimación del precio de mercado en el supuesto de la sustitución del equipamiento por centrales de nueva tecnología, grupos de ciclo combinado de gas y carbón importado a partes iguales. A partir de este precio de mercado estimado, se tomaron las producciones previstas detalladas en el anterior punto 6.3.1, obteniéndose un resultado de explotación previsto en la Memoria justificativa del Proyecto de la Ley de 12262 M€ [CNEaDGPEM].

Esta cantidad responde a los ingresos provenientes del mercado -que incluye el complemento por garantía de potencia y la estimación de los ingresos por servicios complementarios- de las centrales acogidas al Real Decreto 1538/1987 siempre que su vida útil técnica no excediera las hipótesis de vida útil considerada -i. e. 25 años para las térmicas y 35 años para las hidráulicas, ver el punto anterior-. Una vez que una central alargaba su vida útil más allá de este plazo, se realizaron los cálculos como si sus costes operativos -incluyendo en ellos la extensión de vida- fueran a ser equiparables a los ingresos previstos del mercado, lo que implicaba unos resultados de explotación nulos y por tanto unos CTC tecnológicos también nulos.

[245] 'No se consideran inversiones adicionales estándar, conforme a la mencionada Memoria Económica, ni se ha considerado adecuado incrementar el valor neto del inmovilizado con el importe de las desviaciones de coste de los años 1995 y 1996, (189 M€), por suponer costes de años anteriores que no corresponden solamente a la actividad de generación'.

6.3.3 El factor de eficiencia y la quita

Calculada la diferencia entre la corriente de ingresos según el MLE y la previsión del precio del mercado para cada central de generación -considerando las hipótesis descritas-, se obtuvo el resultado neto para cada empresa, y se aplicó un factor de eficiencia del 32,5% lineal para todas las empresas, para reducir el monto final por recuperar. La justificación formal de la reducción fue la capacidad de ahorro de costes de las empresas y la sobrevaloración del valor neto estándar de los activos de generación respecto al valor contable. Tras esta minoración realizada por el Gobierno, el valor estándar neto global implícito de estos activos quedó en la cantidad de 27.173 M€.

En diciembre de 1998 el artículo 107 de la Ley 50/1998 modificó la cantidad y naturaleza de los CTC, ya que garantizaba la recuperación de la mayor parte de los mismos -lo que permitía su titulización por las empresas- e introducía una quita, que debe entenderse como compensación de la reducción del riesgo por pasar la cuantía de CTC de máxima a cierta, que finalmente dejaba el inmovilizado neto pendiente de remuneración en 25660 M€. Posteriormente, tras la intervención de la Comisión Europea, se volvió a establecer la naturaleza de máxima de la cuantía a recuperar, pero se mantuvo la quita, por razones que no fueron explicadas.

6.4 La revisión propuesta

La determinación del monto de CTC pendiente de recuperación -tanto el total como el correspondiente a cada una de las empresas- podría abordarse simplemente reproduciendo las liquidaciones que sistemáticamente realiza la CNE en aplicación directa de la normativa vigente. En la misma línea, ateniéndose a la literalidad de la normativa de la Disposición transitoria sexta de la Ley, la forma de culminar el periodo transitorio podría consistir en seguir calculando los CTC recuperados por las empresas más allá de la fecha en la que la recuperación de cada una sea completa. A partir de ese momento y hasta el 31 de diciembre de 2010 las cantidades recuperadas por exceso de 36,06 €/MWh debieran ser devueltas por las empresas, pues habrían recuperado en exceso[246].

De acuerdo con lo expuesto hasta este punto, esta línea de "solución" conduce a una situación que en opinión de este Libro Blanco sería inaceptable. En primer lugar, perpetuaría una situación de interferencia con el normal desarrollo del mercado competitivo que sería insostenible: se perpetuaría el actual marco en el que el diseño de la tarifa y los CTC constituyen un mecanismo según el cual el regulador se protege frente a eventuales incrementos del precio de la electricidad no sólo directamente imputables a un incremento de los costes sino a potenciales conductas de abuso de poder dominante. La condición *sine qua non* sobre la cual se apoyan las principales recomendaciones que se plantean en este Libro Blanco es que se establezcan de una vez las medidas regulatorias y estructurales que permitan el libre funcionamiento del mercado, sin la presencia de mecanismos adicionales

[246] Lo que resulta paradójico es que la devolución hubiera de interrumpirse el 31 de diciembre de 2010, pues obviamente a partir de esa fecha el exceso de recuperación continuaría, mientras continúe la vida útil de las instalaciones y éstas sigan siendo rentables.

que permanentemente interfieran en el mismo. Bajo este supuesto, no es justificable mantener una metodología que tiene como una de sus principales justificaciones precisamente el control del mercado. El procedimiento de recuperación de los CTC por diferencias se estableció deliberadamente como un mecanismo mitigador del poder de mercado de las empresas de producción y para destacar el carácter de máxima de la cantidad establecida, como opuesto a un valor cierto o exacto, en un contexto en el que la incertidumbre sobre la evolución del mercado y su impacto en la generación sujeta al Real Decreto 1583/1987 era máxima.

Este enfoque no está de acuerdo con la orientación que se ha juzgado debe proponer este Libro Blanco. La Memoria justificativa del Proyecto de la LSE afirma que 'En el año 2002 está prevista una revisión global del funcionamiento del modelo en competencia. Esta revisión tiene por objeto la evaluación del importe global recuperado por parte de las compañías eléctricas en concepto de CTC, junto con la evolución del precio del mercado, la evolución del equilibrio económico-financiero de las compañías, los beneficios de los consumidores y la evolución conjunta de las variables económicas antes citadas', y también que 'Resulta necesario efectuar las comprobaciones del modelo que permitan corregir posibles efectos desfavorables que puedan alterar el equilibrio económico-financiero de las empresas o que resulten gravosas para los consumidores'. Esta revisión estaba asimismo prevista en el Protocolo de 1996.

Este Libro Blanco considera, ya desde la perspectiva de mediados de 2005, que las importantes desviaciones que han tenido lugar con respecto a los valores inicialmente estimados en 1997 justifican una revisión del monto de CTC que resta por recuperarse, con una mayor profundidad que simplemente la reproducción mecánica de las liquidaciones oficiales de la CNE[247].

Esta revisión debe fundamentarse en los conceptos y criterios básicos que un mecanismo de transición de un sistema regulado a un mercado liberalizado debe reunir, conceptos y criterios que se han venido vertiendo a lo largo de la exposición que sobre este particular se desarrolla en este Libro Blanco. Fundamentalmente, el núcleo de la revisión debe ir enfocado en dos direcciones, tomar las medidas necesarias para garantizar la recuperación de las inversiones en su justa medida y al tiempo conseguirlo sin que el mecanismo interfiera con el normal funcionamiento del mercado, de tal suerte que éste cumpla su función principal como revelador cierto y válido del precio de la energía eléctrica.

En primer lugar, la solución escogida debe conducir a alcanzar una compensación adecuada a los agentes del sistema afectados por la alteración del valor de los activos de generación debida a la reestructuración de la industria, concepto que de una u otra manera está presente en todo proceso transitorio, tal y como se ilustra en el punto 6.1. Debe

[247] En cierta medida, el Gobierno parece coincidir con esta mayor libertad de interpretación al establecer en el Real Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo un retraso de la aplicación del actual sistema de liquidación de los CTC -sin prejuzgar su funcionamiento actual- hasta el 1 de enero de 2006, fecha en la que haya podido estudiar las conclusiones de este Libro Blanco.

cumplirse el doble objetivo de garantizar la viabilidad de las empresas y procurar el menor coste posible para el consumidor.

Debe en esa línea tratarse de garantizar que, como apunta la Comisión Europea, los CTC sean 'costes económicos, que correspondan a la realidad de las sumas invertidas, pagadas o por pagar en virtud de los compromisos o garantías de los que resultan', teniendo en cuenta la evolución efectiva en el tiempo de las condiciones económicas y competitivas de los mercados eléctricos nacionales y comunitarios[248].

Asimismo, también en la línea del citado documento, 'el efecto de los compromisos o garantías de que se trate sobre la competitividad o viabilidad de las empresas afectadas se evaluará a escala de las empresas consolidadas'. El actual sistema de liquidación de los CTC ha previsto cómo incorporar desviaciones del precio del mercado con respecto al valor de referencia de 36,06 €/MWh. Sin embargo ignora las desviaciones en las cantidades producidas por las instalaciones a las que se les ha reconocido CTC y en sus costes de producción, así como los márgenes de explotación de las instalaciones que han sobrepasado la fecha de su completa amortización.

Una vez que la cantidad esté adecuadamente determinada, el siguiente paso debe ser garantizar la recuperación de la misma evitando interferencias con el mercado. En todos los sistemas en los que se han llevado a cabo procesos de liberalización, los CTC han estado siempre necesariamente ligados con la necesidad de facilitar la implantación de un mercado liberalizado y competitivo. Y recíprocamente, su aprobación ha estado en todo caso ligada a que el diseño del mercado que sucede al periodo transitorio presentase los niveles suficientes de competencia. Sólo si el mercado reúne las condiciones estructurales que garanticen que la formación del precio se producirá de forma realmente competitiva se podrá diseñar un mecanismo que elimine estas interferencias. Como ha quedado profusamente dicho hasta este punto, por múltiples motivos, entre los que se encuentra la confianza del regulador, no es posible concebir un escenario en el que se pueda resolver el periodo transitorio que afecta a los CTC si no se establecen antes las medidas que garanticen un nivel de competencia adecuado. Las propuestas que al respecto se formulan en este Libro están íntimamente ligadas al cumplimiento de la condición de limitación de la concentración -por medio de los diversos instrumentos disponibles- tal como se ha presentado en el capítulo 3 anteriormente.

La propuesta de tratamiento definitivo de los CTC se puede estructurar en tres pasos: valoración de las cantidades totales que se deben satisfacer, cálculo de las cantidades recuperadas hasta el momento en que se ponga fin al periodo transitorio y, finalmente, determinación de la metodología enfocada a garantizar que en el futuro la recuperación de las cantidades remanentes se cumplirá adecuadamente. A continuación se detallan estas tres etapas.

---

[248] "Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia (CTC)".

6.4.1 Monto global que debe satisfacerse

No se cuestiona aquí el planteamiento del Gobierno en 1997 garantizando la remuneración del inmovilizado neto pendiente de amortizar en dicha fecha con los criterios de la regulación entonces vigente, con algunos aditamentos *ad hoc* que recoge la Memoria justificativa del Proyecto de la LSE, ni tampoco la reducción reflejada por el factor de eficiencia.

Con la perspectiva que proporciona el tiempo pasado, podría ahora discutirse si los costes estándar que reconocía el MLE y que por tanto se tomaron en consideración a la hora de calcular las cantidades que la Administración debía garantizar, eran adecuados o no. El objetivo del MLE no era meramente recuperar los activos, sino también garantizar la estabilidad financiera de unas empresas que, por unas causas u otras, atravesaban ciertas dificultades, y desde ese punto de vista podría ser discutible la conveniencia de garantizar la completa recuperación de los valores estándar de inversión, dado que estos incorporaban otros muchos conceptos. Este Libro Blanco opta por no cuestionar los valores determinados por el MLE, y por tanto tomarlos como referencia para evaluar las cantidades que el regulador, atendiendo a los intereses de los consumidores y de las empresas, habrá de decidir que deben satisfacerse. Discutir este enfoque pondría sobre la mesa un proceso tremendamente complejo que obligaría a retomar cómo se remuneraron todos los activos casi desde su origen, y por tanto a tratar de "rescatar" cómo en tiempos pretéritos la tarifa -a través de OFILE, por ejemplo- financiaba estas inversiones, algo que simplemente ahora ya no parece razonable afrontar.

Así, se opta por seguir tomando los costes estándar como base del cálculo. A efectos de cálculo de los CTC, lo relevante es si la central ha recibido o no ingresos para recuperar los costes fijos, y no si los ha amortizado o no contablemente, aspecto que depende de la política de cada una de las empresas -práctica que en general consistió en acelerar en lo posible las amortizaciones contables, que se realizaban de forma lineal mientras que la recuperación de los costes en el MLE se difería para evitar un mayor impacto en la tarifa-.

Se recomienda, eso sí, extender en su totalidad el cálculo de los valores estándar de inversión, contemplando por completo la vida útil económica fijada en su momento en el MLE, y por tanto teniendo en consideración los conceptos que en el cálculo original quedaron fuera de la evaluación, tal y como se detallaba en el punto 6.3.1: la segunda parte de la inversión en equipo electromecánico y la totalidad de la obra civil de las centrales hidráulicas y de bombeo, así como la parte de la amortización de las nuevas inversiones térmicas que terminaban su vida útil económica más allá de 2013[249].

[249] Consultada la CNE, la valoración de estas cantidades sería de alrededor de 6968 M€. En esta cantidad estarían incluidas el total de las inversiones hidráulicas -y de bombeo- que no se tuvieron en cuenta en el cálculo original de CTC -todo aquello que sobrepasaba los 35 años de vida útil económica-, incluyendo las nuevas inversiones en equipo electromecánico de las centrales que cumplieron los 35 años antes del 31 de diciembre de 1997 y excluyendo el valor de estas inversiones en equipo electromecánico correspondientes a centrales que debieran afrontarlas pasada esa fecha, cantidades que estaban establecidas en la normativa que constituía el MLE y que, como estimación

El factor de eficiencia

Como se ha discutido previamente en el punto 6.3.3, el objeto del factor de eficiencia formalmente era dar cumplimiento al criterio general sobre el volumen de retribución de adaptación a la competencia en relación con el inmovilizado material neto. Este criterio general mantiene su plena vigencia cuando lo que se propone es contemplar el conjunto de las cantidades cuya recuperación el MLE planteaba garantizar. Debe tenerse además en cuenta para comprender esta minoración que una buena parte de los activos afectados eran anteriores al MLE, que sólo tenía entonces 10 años de antigüedad, y que los valores estándares del MLE fueron diseñados para ayudar al sector a superar una crisis financiera, por lo que era excesivo esperar del principio de confianza legítima una proyección inmutable a futuro de la retribución basada en estándares del MLE[250].

La quita

La quita que se planteó en la Ley 50/1998 estaba justificada por cambiar una cantidad máxima por una cantidad cierta, permitiendo a los agentes titulizar una gran parte de los CTC tecnológicos. En aquel momento, de haberse confirmado la intención inicial de la Ley, la reducción tenía pleno sentido, dado que podía verse como una prima de riesgo resultante de recibir la garantía del Estado de que se percibiría una cantidad que por entonces estaba sujeta a no poca incertidumbre. En el momento actual, pasados más de siete años, a la luz de la revisión que se propone en este Libro Blanco, queda razonablemente claro que las empresas, sin necesidad de una garantía adicional por parte del Gobierno, podrán recuperar sobradamente las cantidades invertidas, por lo que no se justifica el "cobro" de tal prima de riesgo. La recomendación, en el contexto de la revisión que se propone, conviene enfatizar esto último, es no considerar la quita y, por tanto, no disminuir el valor estándar de inversión que se pretende remunerar.

6.4.2 Cálculo de la cantidad cobrada hasta la fecha

Una vez determinada la cantidad total resultante de extrapolar el valor de las inversiones estándar reconocidas en el MLE -considerando hasta el fin la vida útil económica-, el paso siguiente consiste en evaluar las cantidades que hayan sido efectivamente recuperadas por

---

previa no superarían los 500 M€. Asimismo, se incluyen en esta partida cantidades no amortizadas de la central de lignito negro en lecho fluido Escatrón -19 M€- y de las centrales Litoral 2 y Elcogás -254 M€-. Estas valoraciones ha sido confirmadas por los documentos de 1999 de la DGPEM a los que ha tenido acceso el equipo encargado de este Libro Blanco.

De esta manera, de acuerdo con los cálculos efectuados por la CNE en su informe de 2 de diciembre de 2004, y añadiendo el valor de las inversiones estándar no contempladas en el cálculo original descritas en la nota al pie previa -a falta por tanto de una parte de las cantidades correspondientes a inversiones en renovación de equipo electromecánico-, esta cantidad quedaría fijada en torno a los 39042 M€.

[250] Por tanto, la cantidad resultante de aplicar el factor de eficiencia a los valores estándar de inversión recién determinados, teniendo en cuenta el "factor equivalente al de eficiencia" calculado por la CNE, 15,28% y la cantidad apuntada en la nota al pie previa, sería de 33076 M€.

los agentes, desde el 31 de diciembre de 1997 hasta la fecha en la que se decida poner fin al periodo transitorio. Tanto para el cálculo de las cantidades efectivamente recuperadas hasta ese momento, como para la metodología que a partir de ese instante permitirá alcanzar la recuperación completa de las cantidades remanentes, este Libro Blanco determina que se deben tener en cuenta dos conceptos que emanan de los principios fundamentales que se han descrito previamente, y que no se contemplaron adecuadamente en la metodología original que hasta la fecha se ha venido aplicando en España. Como se ha reflejado anteriormente, estos principios se desprenden de las tomas de posición comunes a los organismos competentes que en la experiencia internacional ha abordado este problema.

En primer lugar, en la línea de lo expresado por la Comisión en su Comunicación relativa a los CTC: 'El efecto de los compromisos o garantías de que se trate sobre la competitividad o viabilidad de las empresas afectadas se evaluará a escala de las empresas consolidadas'. En esa línea, la revisión debe llevar hasta las últimas consecuencias la filosofía que se explicita en el documento que las Autoridades Españolas aportaron a la Comisión en 1999[251]: 'el cálculo de los costes recuperables a través del mercado (…) exige estimar el ingreso medio anual del mercado en competencia en base a la tecnología considerada óptima en la actualidad, así como hacer supuestos sobre el funcionamiento de todas y cada una de las instalaciones de generación del nuevo marco'. Así pues, la evaluación de las cantidades de los valores estándar de inversión recuperadas hasta la fecha en la que se ponga fin al régimen transitorio debe realizarse teniendo en cuenta los márgenes de mercado obtenidos por todas las instalaciones de generación que estuvieron incluidas en el Real Decreto 1538/1987, considerando en todo caso la vida útil "técnica" de las centrales, y no sólo la vida útil "económica".

El mismo criterio en que anteriormente se ha apoyado la argumentación para defender la consideración de los valores estándares de inversión -y por consiguiente como veremos más adelante los costes estándar- en vez de los valores contables, conduce en este punto a tener en cuenta los márgenes del conjunto del parque cuya futura remuneración se determinaba en el MLE. No por el hecho de que la antigüedad de una central excediese la vida útil económica definida en el MLE -o como hemos visto, los 35 años o el año 2013-, deja ésta de generar márgenes para la empresa que contribuyen a acelerar la recuperación del resto de los activos incluidos en el Real Decreto 1538/1987. Este último no sólo definía la metodología según la cual se debía remunerar un activo en el periodo previo al fin de su vida útil económica, también incorporaba el concepto de coste estándar de extensión de vida útil, por lo que en ese sentido establecía la metodología para determinar coste al cual el consumidor adquiriría la producción de una central una vez que, a través de la tarifa y en virtud del Real Decreto 1538/1987, hubiera satisfecho la totalidad de los valores estándar de inversión.

---

[251] "Información complementaria a los servicios de la Comisión sobre la notificación de las modificaciones del régimen transitorio del mercado de la electricidad", de 30 de diciembre de 1999, relativa al expediente "Ayuda de Estado NN 49/99 - España".

Este enfoque coincide con la línea del informe que, a petición de la DGPEM, ha realizado la Comisión Nacional de la Energía. Ya se ha apelado en este Libro Blanco a este informe para determinar el valor de las inversiones estándar pendientes de amortizar a 31 de diciembre de 1997. Adicionalmente, también a petición de la DGPEM, en este informe se determinan 'los resultados de explotación habidos en las instalaciones de generación de electricidad que estuvieron acogidas al MLE -Real Decreto 1538/1987- durante el periodo 1998-2003. Dichos resultados se obtuvieron como diferencia entre los ingresos realmente obtenidos -deducidos de las liquidaciones del mercado y de las liquidaciones de los costes de transición a la competencia- y de los costes operativos, obtenidos a partir de costes estándares contemplados en el marco anterior, con determinadas simplificaciones, la mayoría de ellas derivadas de la Memoria justificativa del Proyecto de la Ley del Sector Eléctrico'[252].

El equipo a cargo de la realización del Libro Blanco ha revisado detenidamente la evaluación que ha sido realizada por la CNE y ha llegado a la conclusión de que sus cálculos se atienen a la realidad y de que sus hipótesis de cálculo son razonables, excepción hecha de algunas matizaciones que más adelante se describen. Así pues, para el cálculo de los resultados de la explotación real de los generadores incluidos en el Real Decreto 1538/1987, se calculan por un lado los ingresos obtenidos y por otro la valoración de los costes incurridos.

Ingresos

Los ingresos vienen definidos por tres componentes:

- La retribución obtenida en el mercado, determinada a partir de las "Liquidaciones del mercado" de OMEL -por ventas de energía, servicios complementarios y retribución por garantía de potencia-.
- La correspondiente a los costes de transición a la competencia, de acuerdo con la información de las "Liquidaciones de las actividades y costes regulados" de la CNE.
- Los ingresos obtenidos como consecuencia del reconocimiento del déficit de las actividades reguladas de los años 2000 y 2002.

En el apartado relativo a los ingresos, la CNE deja un aspecto abierto: la forma de considerar las plusvalías que se hayan podido derivar de la enajenación de activos de generación, aspecto éste que se tratará más adelante.

Asimismo, cabría también considerar la conveniencia de contabilizar los derechos recibidos en el Plan nacional de asignación 2005-2007 como ingresos percibidos por las empresas. En principio, la opción escogida por este Libro Blanco es no hacerlo, equiparando el valor de

[252] "Adenda al informe de la CNE de 2 de diciembre de 2004", de 5 de mayo, CNE.

esta asignación al incremento de los costes vinculado al mercado de derechos de emisión vigente desde el 1 de enero de 2005, concepto que obviamente el MLE no contemplaba[253].

Costes de explotación

La CNE en su informe sugiere la conveniencia de solicitar información a las empresas acerca de los costes realmente incurridos, con el fin de realizar una estimación de los mismos. Dado que la solicitud de información de la DGPEM indica que se pueden utilizar los costes estándar, se toman estos, considerando que 'corresponden en general al valor máximo de los posibles costes reales, con lo que la diferencia entre los ingresos y costes puede corresponder al resultado de explotación mínimo que han obtenido las empresas, por lo que los plazos de recuperación de los valores estándar de inversión se podrían considerar como máximos'. Los costes variables asociados al funcionamiento de las instalaciones corresponden por tanto a los costes de combustible, costes de operación y mantenimiento -fijos y variables-, costes de estructura y en su caso costes unitarios de extensión de vida útil.

Si bien la afirmación anterior en el sentido de que estos valores pueden considerarse como máximos, parece ajustarse a la realidad, la recomendación de este Libro Blanco es utilizar los costes estándar -mención aparte merecen los costes unitarios de extensión de vida útil, que se discute más adelante-. Como la propia CNE indica, otra opción pasaría por solicitar a los interesados información acerca de los costes incurridos, lo que, además de complejo, carecería de sentido, dado que no habría garantía alguna de que las empresas así requeridas no sobreponderaran estos valores[254].

El ejercicio de la CNE considera los valores de los costes de operación y mantenimiento constantes en el tiempo. Estos evolucionaban en los últimos años del MLE con el IPC-2 -los fijos- e IPC-3 -los variables-. La CNE en su informe toma como hipótesis en sus cálculos que el valor del IPC en estos años pasados se ha situado entre estos dos valores -2 y 3%-, lo que

---

[253] Sin embargo, en pro de un tratamiento equitativo, debería a su vez tenerse en cuenta que, como se discute más adelante, el vigente PNA responde a una serie de criterios no exclusivamente regidos por la eficiencia económica y la mitigación que el impacto de la Directiva europea tendrá para las instalaciones cuya puesta en servicio es anterior incluso a la aprobación del protocolo de Kyoto. Esto derivó en una asignación de derechos a su vez importante a los ciclos combinados de gas, lo que podría considerarse a su vez como una compensación innecesaria para éstos si el mecanismo funciona como debiera. Si se dan las señales correctas con la mayor celeridad en el sentido de que la próxima asignación no tomará en cuenta las producciones durante este periodo transitorio, no habrá razón para que los agentes no internalicen el coste del derecho en sus ofertas, lo que supondría que los derechos recibidos por los ciclos constituirían un ingreso sobrevenido ya que estarán en disposición de como mínimo recuperar su coste de emisión. Si ese fuera el caso, debería reconsiderarse si sería justo adoptar el valor de la cantidad asignada a las instalaciones de carbón -incluidas todas ellas en el Real Decreto 1538/1987- como un ingreso a deducirse de las cantidades pendientes de recuperación.

[254] Asimismo, podría encargarse una auditoria independiente que tratase de evaluar los costes reales o que la propia CNE realizara estos estudios, pero de nuevo, esto constituiría una alternativa que este Libro Blanco en principio descarta por compleja y al tiempo porque los costes estándar, si bien pueden resultar elevados, responden a la remuneración que el marco anterior comprometía.

explica el por qué de la aproximación de considerarlos constantes. Si bien esta hipótesis no debe tener un impacto demasiado relevante en los resultados, no habría motivo por el cual no debiera realizarse la evaluación siguiendo el criterio mencionado de los últimos años del MLE -IPC-2 e IPC-3- incorporando los valores reales del IPC.

Costes de extensión de vida útil

El MLE preveía que en el caso de que una central agotase su vida útil estándar -económica- y se encontrase en condiciones operativas recibiría una anualidad en concepto de vida extendida, determinada anualmente por la Dirección General de Energía, en base a un coste unitario por MW de potencia instalada, diferenciada por tecnología de generación. En el caso de los grupos térmicos, este coste estaba sujeto a su vez a dos factores, uno función de la producción del grupo en sus años anteriores y otro función de la eficiencia de cada instalación.

La CNE en su análisis se ha limitado a extrapolar los valores definidos en la última ocasión en la que el MLE estuvo vigente, sin realizar actualización alguna. Teniendo en cuenta en especial la significación que estos valores pueden tener en el cálculo que debe hacerse a futuro -ver más adelante el apartado 6.4.3-, quedaría por tanto discutir si tendría sentido revisar en algún sentido estos valores, por ejemplo mediante la aplicación de algún tipo de factor de eficiencia.

En esa línea, son varias las interpretaciones que pueden darse a estos valores. Por un lado, ya que este coste refleja el potencial incremento del coste de operación y mantenimiento estándar debido a la antigüedad de las instalaciones, sería necesario determinar cuáles son los valores adecuados en el contexto actual y sobre todo en el futuro. Adicionalmente, este concepto puede entenderse también como un incentivo que el MLE establecía para que los propietarios de las instalaciones las mantuvieran en el mejor estado posible y de esta manera se maximizara la vida útil técnica de las mismas. Esta interpretación es correcta, y debería relacionarse con el incentivo que en el nuevo marco de mercado supone, para una instalación existente, el pago por garantía de potencia, mecanismo que este Libro Blanco propone redefinir pero mantener. Este concepto debería asimismo ser tenido en cuenta en el caso de que estos valores de extensión de vida útil fueran actualizados -recalculados-. Esta actualización, dado que este concepto, como se acaba de describir, no corresponde *strictu sensu* a un coste incurrido, debe realizarse de forma conjunta a la determinación del actualizador adecuado, concepto que se discute a continuación.

Actualizador

El procedimiento de cálculo usado por la CNE utiliza el Euribor como tasa en la actualización del margen operativo resultante de la evaluación de cada ejercicio. El informe opta por esta tasa dado que es la que la reglamentación vigente determina para actualizar los saldos de CTC pendientes de las empresas. Esta hipótesis, en el contexto de la revisión del cálculo que se plantea en el informe, implica suponer que ésta es la tasa con la que habría que retribuir a la generación.

Por otra parte, el Real Decreto 1538/1987 establecía que la tasa de retribución del inmovilizado se calcularía sobre la base de un tipo de interés monetario, que fuera un

indicador adecuado a la previsión de los precios en los mercados de capitales en los que se desenvuelve el sector y del coste de oportunidad de los fondos invertidos en el sector eléctrico.

Este Libro Blanco consideraría adecuado que se hiciera uso del coste medio ponderado de los recursos invertidos -*Weighted Average Cost of Capital*, WACC- como tasa de actualización de los márgenes en vez del Euribor, de tal forma que se reconozca a las instalaciones una rentabilidad razonable. En la determinación del valor adecuado, tanto para la evaluación de los márgenes obtenidos hasta la fecha como para la estimación de los futuros, deberían tenerse en cuenta diferentes aspectos: el mencionado valor que se decida considerar de los costes de extensión de vida y que se trata de una inversión por un lado de origen y carácter regulado y por tanto de rentabilidad garantizada[255] y por otro de una inversión que se va a desenvolver en un entorno de mercado, en el cual tiene sentido que perciba las señales suficientes para incentivar adecuadamente su gestión eficiente, de forma que suponga una inversión atractiva[256].

El tratamiento de las plusvalías

Uno de los -varios- aspectos que no se consideraron debidamente en la redacción original de la Disposición transitoria sexta de la LSE fue el impacto que sobre el mecanismo de recuperación de CTC podía tener la venta de activos de generación incluidos en el Real Decreto 1538/1987. La operación fallida de fusión de Endesa e Iberdrola motivó una nueva modificación de la Disposición transitoria sexta de la LSE, que se plasmó en el Real Decreto ley 2/2001, de tal manera que se extendía 'el derecho de cobro de los costes de transición a la competencia a las sociedades que adquieran posteriormente activos de generación a los que se les concedió el derecho de cobro de los mismos', previendo al tiempo que 'el incremento de valor que el mercado atribuya a estas instalaciones de generación sea descontado de los titulares iniciales de las mismas'.

La venta de la empresa Electra de Viesgo S. L. por Endesa Generación a la empresa Enel puso sobre la mesa el debate acerca de si se debían o no deducir las plusvalías generadas de los saldos pendientes de cobro de Endesa. La CNE y la DGPEM, acogiéndose a una interpretación literal de la Ley, que se refiere a la 'venta de las instalaciones de producción' y no a una venta de acciones de una sociedad, descartaron la deducción de esta plusvalía de los saldos pendientes de Endesa.

Este Libro Blanco plantea una metodología para cerrar el tratamiento de los CTC a través de una revisión que atiende a un enfoque global no necesariamente vinculado a la actual

[255] Por ejemplo, la Disposición Adicional 2ª de la Ley del Sector Eléctrico, establece la tasa que se debe aplicar en el caso de la moratoria nuclear es el MIBOR a tres meses más un diferencial de 0,3, lo que supondría un valor mínimo.

[256] En este caso, se pueden definir varios como ejemplos de valores más acordes con esta otra forma de interpretar el criterio predominante, como por ejemplo el WACC de generación del sector eléctrico peninsular, que a su vez podría interpretarse como una referencia máxima.

redacción de la Ley, y por tanto no pretende resolver el tratamiento de las plusvalías sino a la luz de dicho enfoque.

La forma de tratar este problema que propone este Libro Blanco se puede resumir muy sucintamente: en el marco de la propuesta de revisión del tratamiento de los CTC que se desarrolla, y en particular en el cálculo de las cantidades cobradas por los agentes hasta la fecha, se considera que no se debe contemplar ninguna potencial plusvalía derivada de la enajenación de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 que haya podido producirse con anterioridad a la fecha en que se publica este Libro Blanco. Esta decisión se fundamenta como sigue.

En primer lugar se debe considerar un criterio práctico: es sumamente complicado -por no decir imposible- conocer con certeza cuál es el verdadero precio de una venta de esta naturaleza. Como se apunta en el anejo que cierra este capítulo en su sección "Valoración a partir de desinversiones", la venta puede ir acompañada de todo tipo de acuerdos explícitos o implícitos entre vendedor y comprador -e. g. intercambios de activos en otros mercados o incluso sectores- que implicaría que el precio de venta finalmente declarado -e. g. la plusvalía contable- careciese de la credibilidad necesaria como para ser tenida en consideración[257]. De todas formas, no se opta por no considerar las rentas que se puedan derivar de ventas de activos acogidos al Real Decreto 1538/1987 porque sea complicado determinar el valor de venta, dado que en su caso, el regulador siempre podría optar por estimar el valor de los activos vendidos según su criterio[258].

El motivo fundamental que justifica la decisión tiene que ver con la adecuada asignación del riesgo entre las contrapartes, en este caso del riesgo regulatorio. En toda venta, el comprador valora el objeto de la misma ponderando no sólo su valor esperado, sino también su valoración de la volatilidad asociada a este valor estimado. Así, el comprador de una instalación estima su vida útil técnica residual y asume el riesgo de que por unos motivos o por otros posteriormente no logre alcanzar este valor y se vea obligado a cerrar con antelación, con la consiguiente pérdida de renta. De la misma manera, y en el caso del sector eléctrico -y, tristemente hasta la fecha, especialmente en el caso español, con una inadecuada estabilidad regulatoria- más que en otros contextos regidos por una regulación más madura -e. g. el sector financiero-, el comprador pondera y asume un riesgo regulatorio en muchos casos elevado. Y lo que es más importante, en un sector como el de la generación eléctrica, en el momento en que en el sistema se produce una venta, este riesgo regulatorio cambia de manos, pero no cambia su naturaleza. Lo asumen por igual tanto las contrapartes de la operación como el resto de agentes que en ese momento deciden no vender. Así, un cambio en la regulación debe aplicarse de forma igualitaria a todos los agentes del sistema, con independencia de las operaciones que estos pudieran haber

[257] El caso de la venta de la empresa Electra de Viesgo S. L. es un buen ejemplo.

[258] Ver la discusión del caso *Texas New-Mexico Power Company* (TNMP) en el anejo de este capítulo.

realizado con anterioridad y sobretodo, con independencia de las expectativas que hubieran podido estar detrás de las decisiones de unos y otros[259].

En este Libro Blanco se propone revisar el tratamiento que se aplica a las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, sin excepción. Esta revisión supone sin duda una alteración del valor de los activos esperado por cada uno de los agentes del mercado, alteración en principio de signo desconocido. Si este signo fuese positivo, ningún vendedor tendría derecho a reclamar una compensación basada en el incremento inesperado de los activos vendidos. Recíprocamente, un comprador que se siente posteriormente afectado por un nuevo marco regulatorio que se aplica al conjunto del sistema no tiene derecho a un trato diferenciado por este motivo.

Por tanto, como criterio a aplicar tanto a operaciones de compra-venta de activos incluidos en el Real Decreto 1538/1987 pasadas como futuras, el criterio por el que este Libro Blanco opta es por no considerar el precio de las mismas, lo que implica no considerar las potenciales plusvalías pasadas ni las decisiones empresariales futuras. De cara al pasado, tal y como plantea la CNE en su informe, la revisión debe aplicarse a los titulares de los activos con anterioridad a la publicación de este Libro Blanco independientemente de si eran los propietarios de las mismas el 31 de diciembre de 1997 o las adquirieron posteriormente.

De cara al futuro, los compromisos que se determine que deben asumir estos titulares no deben alterarse por el hecho de que decidan vender parte de ellos. La revisión que este Libro Blanco plantea pretende definir por completo y definitivamente el tratamiento regulatorio futuro que se debe otorgar a las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987. Por tanto, desde el momento en que se implantara dicha revisión, el riesgo regulatorio asociado a estas debería ser nulo, y por tanto ninguna decisión empresarial que un agente propietario de una de estas instalaciones pueda tomar -ventas, inversiones adicionales, cierres, etc.- deberían alterar los compromisos derivados de la revisión y cierre el periodo transitorio[260].

---

[259] Por poner un ejemplo ilustrativo, un nuevo agente podría haber decidido invertir en un nuevo ciclo combinado contando con que en el próximo PNA se le asignará una parte de los derechos reservados para nuevos entrantes. El regulador podría decidir de cara al nuevo plan aplicar esta vez criterios correctos y no asignar derecho alguno a los ciclos combinados. Si ése fuera el caso, no habría justificación alguna según la cual debiera hacerse una excepción con el nuevo entrante atendiendo a su expectativa de que el criterio no se iba a modificar.

[260] Así, por ejemplo, supóngase un agente titular de cinco instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, que como consecuencia de la revisión que este Libro Blanco plantea resulta que debe percibir una anualidad en concepto de CTC de X M€ durante los próximos cinco años. Si decide vender una de sus instalaciones, deberá seguir siendo el perceptor de la anualidad -o responsable de satisfacerla si X fuera una cantidad negativa-. De la misma manera, si el futuro tratamiento resultante de la revisión fuera el que el agente estuviera vinculado a un contrato virtual -financiero- por una cantidad fija calculada a partir de una estimación de su producción futura con las cinco centrales y un precio fijo calculado a partir de los márgenes futuros estimados y las inversiones estándar pendientes, tras efectuar la venta de una de sus instalaciones continuaría siendo la contraparte del mismo contrato sin transferencia alguna del mismo a la parte compradora.

Resultado de explotación y valor de las inversiones pendientes de amortizar en 2004

Como cálculo orientativo, el resultado de explotación resultante del periodo transcurrido desde el 1 de enero de 1998 hasta el 31 de diciembre de 2004, de acuerdo con los cálculos de la CNE, fue de 17405 M€, lo que implicaría que, de acuerdo con las hipótesis definidas en este Libro Blanco, el valor de las inversiones pendientes de amortizar en dicha fecha sería: 33076 M€ - 17405 M€ = 15671 M€.

Por tanto, una vez que se determine la fecha en la que se pone fin al periodo transitorio -por ejemplo el 31 de diciembre de 2005- se debería reproducir el análisis, incorporando las consideraciones descritas con anterioridad, con el fin de evaluar el posible incremento en los resultados de explotación en el año 2005.

6.4.3 El futuro tratamiento regulatorio de las instalaciones

Una vez valoradas las cantidades totales que se deben satisfacer y calculadas las cantidades recuperadas hasta el momento en que se ponga fin al periodo transitorio, resta definir el tercero de los pasos de los que se compone el tratamiento de los CTC que este Libro Blanco propone: la determinación de la metodología enfocada a garantizar que en el futuro la recuperación de las cantidades remanentes se cumplirá adecuadamente, asegurando al tiempo que se evitará cualquier interferencia que afecte a la función que el mercado debe tener como verdadero mecanismo revelador del precio de la electricidad.

El resultado del análisis citado en el apartado anterior permitirá deducir para cada empresa el valor de las inversiones pendientes de amortizar de ese punto en adelante. Ahora bien, como ha quedado suficientemente ilustrado en la discusión presentada hasta este punto, es de esperar que el resultado de explotación futuro de las instalaciones de generación incluidas en el Real Decreto 1538/1987 permita seguir recuperando a buen ritmo las citadas inversiones pendientes de amortizar. La CNE en su informe[261] plantea que, si las centrales obtuvieran el resultado de explotación medio de los siete años anteriores a 2005, i. e. unos 2500 M€ por año, se podría afirmar que el valor neto de las inversiones en generación acogidas en su día al Real Decreto 1538/1987 quedaría amortizado en un periodo corto de tiempo[262]. A grandes rasgos, la aplicación grosera de esta estimación a los resultados provisionales descritos en el punto anterior podría llevar a concluir que, en menos de seis años, se podrá haber recuperado la totalidad de las inversiones -la totalidad en sentido estricto, incluyendo aquellas que quedaron fuera del cálculo original-.

Pero inmediatamente se plantea la pregunta de qué debiera ocurrir después de esta fecha. Hay que comenzar por reflexionar sobre la diferencia del significado de los CTC en 1997 y

---

[261] "Informe solicitado por la DGPEM sobre los ingresos y costes de las instalaciones de generación que estuvieron incluidas en el Real Decreto 1538/1987, durante el periodo 1998-2003", Comisión Nacional de la Energía, 2 de diciembre de 2004.

[262] Si atendemos a las cantidades recuperadas en el pasado ejercicio 2004, resultantes de la "Adenda al informe de la CNE de 2 de diciembre de 2004" de 25 de abril de 2005, este ritmo se ralentizaría apreciablemente, requiriéndose más años de los que la CNE plantea en su informe de 2004.

ahora en 2005. En 1997, como lo muestran los documentos de la época -Memoria justificativa del Proyecto de la Ley, informes de la CSEN, etc.- existía una gran incertidumbre sobre lo que los generadores existentes podrían recuperar de sus activos pendientes de amortización en el nuevo régimen de mercado. Se hicieron unas estimaciones -basadas en simplificaciones e hipótesis que algunos consideraron muy cuestionables- de la cantidad con la que como máximo debiera compensarse a las empresas, se estableció un mecanismo de recuperación "por diferencias" que permitiera ajustar las compensaciones a las verdaderas condiciones del mercado y se apuntó la conveniencia de revisar el procedimiento unos años más tarde.

¿Cuál es la situación ahora en 2005? En primer lugar, como se ha descrito con anterioridad, por diversas razones -los diferentes ritmos de recuperación con respecto a la liquidación oficial de unos y otros agentes[263], la aparición de nuevos agentes, la instalación definitiva de nuevas centrales de ciclo combinado en principio no vinculadas al mecanismo-, la interferencia que sobre el mercado siempre ha supuesto el actual diseño del mecanismo de recuperación de CTC, "aprobada" por el regulador y asumida por los agentes en los primeros años de funcionamiento, se presenta en la actualidad como un pesado lastre para el necesario avance de la liberalización efectiva del negocio de generación y comercialización de energía eléctrica en España.

Por otro lado, como se ha podido ilustrar, tras siete años de funcionamiento del mercado se sabe cuál ha sido el margen de explotación de los generadores con CTC y se puede hacer una mejor estimación acerca de cuál será su margen futuro. La mayor parte de las instalaciones que han percibido CTC disfrutarán de una vida útil mucho más larga -particularmente las centrales hidroeléctricas, aunque también las nucleares[264] y, en menor grado, las de carbón y fuel-oil- que la que se utilizó en los cálculos de 1997, durante la cual podrán obtener márgenes de explotación -muy dependientes de la tecnología de cada instalación- que les permitirán recibir una remuneración significativamente superior a la que se justificaría por la mera retribución de sus valores estándar de inversión a una tasa de retribución más que razonable.

Previo paso a la descripción del conjunto de alternativas que este Libro Blanco presenta a la consideración del regulador, se describen a continuación los criterios que deben ser tenidos en cuenta para tratar adecuadamente este asunto. Posteriormente, a la luz de estas consideraciones, se discuten las mencionadas alternativas y se ofrecen las valoraciones que este Libro Blanco asigna a cada una de ellas, con el fin de que el regulador, en función de la

---

[263] Del cálculo que se propone en este Libro Blanco, en la línea del informe de la CNE para la DGPEM, se concluye que, al considerar todas las variables relevantes, estos ritmos no han sido muy distintos. Otra cosa será el análisis de los ritmos de recuperación futuros, que en virtud de las diferentes carteras de generación de unos y otros sí podrán ser significativamente dispares.

[264] El Presidente del Foro de la Industria Nuclear Española, en declaraciones efectuadas en junio 2005, sostiene que las centrales nucleares españolas debieran extender su vida útil técnica hasta los sesenta años.

relevancia que desee dar a estos criterios y valoraciones, opte por la solución que estime más oportuna.

Criterio básico y consideraciones relevantes

En primer lugar, conviene recordar la definición básica del concepto que se trata: los costes de transición a la competencia deben constituir la compensación adecuada a los agentes del sistema afectados por la alteración del valor de los activos de generación debida a la reestructuración de la industria. De otra forma, debe tratarse de un mecanismo que les permita la recuperación de las inversiones afrontadas en el contexto del pasado marco regulatorio respetando las perspectivas de rentabilidad que el pasado marco también determinaba.

Con ese fin, el cálculo de los CTC debe consistir en la diferencia entre la estimación de los flujos de caja a los que habría dado lugar el mecanismo regulatorio anterior a la reestructuración -expuestos tan sólo al riesgo regulatorio- y los flujos esperados en el nuevo marco de mercado.

Así, los mecanismos de cierre que se planteen deben ser coherentes con la metodología descrita para el cálculo de las cantidades efectivamente recuperadas. El enfoque básico escogido por este Libro Blanco es el definido en la literatura como cálculo de "abajo hacia arriba" -*Bottom-up method*, en la terminología anglosajona[265]-, según el cual las compensaciones pendientes se calculan como las inversiones pendientes de recuperación menos el valor estimado de los activos en el marco liberalizado. En todos los casos, el objetivo fundamental consiste en realizar una estimación del valor de las instalaciones contempladas en el Real Decreto 1538/1987 en el marco liberalizado -evaluando por tanto los márgenes a que se espera darán lugar- y compararlo con las cantidades pendientes de recuperación determinadas en el paso anterior. Por tanto, en todos los casos se tomarán estas últimas cantidades como punto de partida, por lo que cada uno de los métodos que siguen presenta diferencias en la forma de estimar el valor residual en el mercado de las instalaciones.

Planteado el criterio general, se describen a continuación una serie de consideraciones que deben ser tenidas en cuenta en el diseño definitivo.

Vinculación con la mitigación del poder de mercado

Como condición necesaria, el tratamiento que se proponga para culminar el periodo transitorio de los costes de transición a la competencia ha de estar necesariamente acompañado de las medidas que garanticen que se alcanza una situación de verdadera competencia en el mercado español, en la línea de lo descrito en el punto anterior -a corto plazo, ejecutando las medidas que se proponen en el capítulo 3 y en el futuro, a través del permanente respeto de la regla de limitación de cuota libre descrita en el mismo capítulo-.

---

[265] Ver por ejemplo "*Electric Utilities: Deregulation and Stranded Costs*", *Congressional Budget Office*, October 1998.

Los procesos de evaluación y posterior reconocimiento del derecho de recuperación de costes de transición a la competencia por parte de los reguladores competentes han estado en esencia siempre ligados a la constatación de que existirán las suficientes garantías de que las empresas demandantes carezcan de los incentivos suficientes para incurrir en comportamientos estratégicos oligopolistas de relevancia.

Así, ya en los orígenes del proceso liberalizador, la Comisión Federal Reguladora de la Energía -*Federal Energy Regulatory Commission,* FERC- en su Orden 888, exigía demostrar que la empresa demandante de CTC no iba a tener en el mercado subsiguiente posición dominante alguna, lo que era condición necesaria para que las comisiones reguladoras reconociesen los CTC que podían derivarse del paso a mercado. Dado que la cuota de generación de muchas de esas empresas se consideraba excesiva, se conminó a las empresas a vender parte de sus carteras de generación, al tiempo que se condicionaba la cantidad con la que se autorizaba a percibir en concepto de CTC a los valores resultantes de estas desinversiones. Esta condición, al tiempo, ponía sobre la mesa una herramienta de gran utilidad para afrontar la tarea de evaluar el montante de CTC que correspondía reconocer a las empresas afectadas, dado que a través de la enajenación de los activos -o de parte del capital social de las empresas- afloraba el valor de mercado de los mismos.

La Comisión Europea, en su documento "Comunicación de la Comisión relativa a la metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a costes de transición a la competencia (CTC)", de 26 de julio de 2001, plantea el asunto en los mismos términos en el punto 4.9: 'El dispositivo de pago de la ayuda deberá permitir tener en cuenta la evolución efectiva futura de la competencia. Esta evolución podrá medirse, en particular, a través de factores cuantificables -precio, cuotas de mercado u otros factores pertinentes que indique el Estado miembro-. Al influir la evolución de las condiciones de competencia directamente sobre el importe de los costes de transición a la competencia elegibles, el importe de la ayuda pagada se supeditará necesariamente al desarrollo de una competencia verdadera, y el cálculo de las ayudas pagadas a medida que vaya pasando el tiempo deberá tener en cuenta la evolución de los factores pertinentes para medir el grado de competencia alcanzado'.

Minimizar la interferencia con el mercado de generación

A lo largo del conjunto de este Libro Blanco, se ha dejado bien clara la apuesta por un diseño regulatorio que permita sentar las bases para que el mercado mayorista de generación funcione y por tanto cumpla adecuadamente su función como revelador del coste de la generación y emisor de señales eficientes tanto para generadores como consumidores.

En los capítulos anteriores se han descrito las medidas que se consideran necesarias para que sea posible aproximarse a este objetivo, partiendo de la definición de las imprescindibles condiciones que la estructura del mercado debe reunir para en lo posible mitigar -a presente y a futuro- el potencial poder de mercado de los agentes generadores, y siguiendo por el diseño adecuado del mecanismo de garantía de potencia y de la tarifa.

El diseño del mercado descrito hasta este punto podría entenderse en sí mismo mirando exclusivamente hacia el futuro, pero obviamente no puede analizarse correctamente sin

considerar en paralelo los CTC. Los CTC aparecen como una necesaria herencia del pasado marco regulatorio que corresponde respetar y que sin duda complica la regulación a desarrollar en adelante.

La primera consideración a tener en cuenta debe ser el intento de minimizar el impacto que tenga el futuro diseño del mecanismo de recuperación sobre la adecuada gestión eficiente de los activos de generación. El futuro diseño debe por tanto eliminar el actual impacto inadecuado que el mecanismo supone para los agentes, incentivándoles a alterar -en el medio plazo- la gestión de sus instalaciones o el análisis de sus futuras inversiones o desinversiones y -en el corto- sus ofertas, buscando maximizar conjuntamente sus ingresos por CTC y sus ingresos por mercado. De esta manera, el mecanismo resultante debe tener el menor impacto posible en las estrategias de corto y medio plazo de los agentes. Los ingresos o liquidaciones anuales vía CTC de una empresa no deben ser distintos en función de cuánta sea la producción de los generadores vinculados al mecanismo, y en la medida de lo posible, la cantidad total futura que un agente termine percibiendo por esta vía no debería depender de una futura revisión que tome en consideración los años venideros. La condición *sine qua non* que debe cumplir cualquier mecanismo de resolución de los CTC debe ser garantizar que, a diferencia de lo ocurrido con el actual mecanismo al que se propone poner fin, no se envíen señales erróneas a los agentes, que desincentiven la gestión óptima del parque de generación. Para cumplir este objetivo fundamental, se hace necesario un diseño que evite que cualquier estrategia empresarial de los agentes pueda afectar al impacto económico que el mecanismo tenga sobre los mismos. Todo mecanismo que pueda conllevar a que los agentes perciban que mediante sus estrategias de corto y medio plazo tienen capacidad modificar el resultado futuro de sus márgenes derivados de la recuperación de los CTC terminará de una u otra manera, en uno u otro plazo, generando una interferencia indeseable para el correcto funcionamiento del mercado.

Asimismo, la solución que se adopte será tanto más adecuada cuanta mayor sea la cantidad de energía que se vea totalmente expuesta a los precios del mercado. El mecanismo actual fija un precio de referencia a toda la producción de las instalaciones vinculadas al Real Decreto 1538/1987 -lo hace de una manera "peculiar", a través del precio de referencia implícito en tarifa, distinto año a año en función del diseño de ésta-. Por un lado, el hecho de que esta cantidad sea exactamente la que se produzca -no una cantidad fija anual, independientemente de si finalmente se produce o no- interfiere gravemente en el funcionamiento del mercado en el corto plazo, y por otro, el mecanismo actúa como una cobertura implícita que reduce el riesgo al que se exponen estos agentes. Si bien esto para el correcto funcionamiento de un mercado no tiene necesariamente por qué ser un problema[266], no cabe duda de que lo más conveniente sería que, en ausencia de poder de mercado, la cantidad de energía que estuviera expuesta al riesgo de precio de mercado fuera la mayor posible.

[266] Son varios los mercados europeos y americanos, a menudo puestos como ejemplo a seguir para el español, en los que una parte de la energía que se produce no está expuesta al precio del mercado: el mercado de Nueva Gales del Sur, Australia, en su primera época, condicionado por los *Electricity Tariff Equalisation Funds*, Ontario, California, Italia, Francia y un innumerable etcétera.

Reducir las asimetrías entre tecnologías y empresas

De la misma forma que para evaluar qué proporción de las inversiones pendientes se han recuperado hasta la fecha se plantea realizar un análisis detallado como el que aborda la CNE a petición de la DGPEM en su informe, en el que se evalúan los márgenes obtenidos instalación a instalación, carecería de sentido decidir el tratamiento de las cantidades pendientes sin tener en cuenta los márgenes a los que dará lugar la explotación de las mismas instalaciones en el futuro.

Basta una primera aproximación a este análisis para reparar en que los márgenes por instalación serán por naturaleza muy distintos en función de la tecnología de la que se trate. No se puede comparar, por poner un ejemplo, el margen que obtendrá una instalación de fuel-oil, cuya vida útil técnica residual es relativamente limitada y cuya producción y margen sobre costes variables esperados -altos como corresponde a esta tecnología- serán en principio escasos -excepción hecha de los potenciales ingresos que por garantía de potencia pudiera percibir-, que una instalación hidráulica cuya vida útil técnica se extiende por un amplísimo periodo de tiempo y cuyos costes variables son comparativamente mucho más reducidos.

Las carteras de instalaciones sujetas al Real Decreto 1538/1987 de los diferentes agentes están constituidas por una combinación más o menos variada de tecnologías. Es posible afirmar que con una gran probabilidad el futuro, a todas sin excepción, les deparará una recuperación más que suficiente de las inversiones comprometidas bajo el anterior marco regulado. Sin embargo, este hecho no implica que, por ejemplo, una medida "tabla rasa" que no tuviera en cuenta el futuro del conjunto del parque a largo plazo no tratase asimétricamente a unos y otros.

Mantener el equilibrio económico equitativo entre generadores y consumidores

Además del aspecto recién descrito, a la hora de afrontar el fin del periodo transitorio, cabe asimismo hacerse una pregunta adicional. ¿Tiene sentido seguir planteando todavía el régimen regulatorio de estas instalaciones en términos de "terminar de recuperar los CTC"? ¿Y qué pasa cuando vaya siendo evidente que las vidas útiles de las instalaciones sobrepasan ampliamente lo previsto en la determinación de los CTC y se muestre que las cantidades recuperadas de CTC eran ampliamente excesivas? Una vez que se ha conseguido un adecuado equilibrio financiero de las instalaciones de generación a las que se les han reconocido CTC ¿no debe considerarse gravoso para los consumidores el continuar pagando a precio de mercado la electricidad producida por instalaciones cuyos costes de inversión han sido ya totalmente -en su caso- pagados por estos mismos consumidores?

En el momento en el que se planteó la liberalización, se consideró oportuno apelar al compromiso -moral, que no legal- según el cual el regulador, a través de la tarifa y en representación de los consumidores, en cierta medida avalaba la recuperación de las inversiones para justificar el reconocimiento de unos costes de transición a la competencia, de tal suerte que se asegurase la estabilidad financiera de las empresas. Así, el paso al mercado no supuso una asunción completa del riesgo al que las instalaciones que provenían del modelo regulado anterior se exponían en el nuevo marco. El principio de confianza legítima sobre el cual se apoyaron las medidas compensatorias debe por tanto

entenderse de forma recíproca, una vez garantizado el equilibrio económico-financiero para las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987. Tal y como se precisa en el último punto del capítulo dedicado al periodo transitorio y a los mecanismos de adaptación a la competencia de la Memoria justificativa del Proyecto de la LSE, no debe olvidarse el objetivo complementario: 'resulta necesario efectuar comprobaciones del modelo que permitan corregir posibles efectos (…) que resulten gravosos para los consumidores'.

La LSE comienza su Exposición de Motivos afirmando que 'El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía'. El artículo 15.2, referente al régimen económico de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, establece que 'para la determinación de las tarifas o peajes y precios que deberán satisfacer los consumidores, se establecerá reglamentariamente la retribución de las actividades con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico'. En este Libro Blanco se considera que los argumentos que han sido expresados a lo largo de este capítulo justifican una reconsideración de la Disposición transitoria sexta de la LSE, en el sentido de aplicar los instrumentos regulatorios adicionales para dar un adecuado cumplimiento al mecanismo de recuperación de los CTC, de acuerdo al sentido inicial que inspiró su creación. A este fin, este Libro Blanco recomendará una línea de actuación que, minimizando la interferencia en el mercado eléctrico mayorista, limite el pleno ejercicio de los derechos económicos de la generación CTC en dicho mercado, acogiéndose a lo establecido en el artículo 53 de la Constitución Española y al mandato de la LSE de buscar la eficiencia económica -distributiva en este caso- en la retribución de estos generadores.

Así, por consiguiente, corresponde a este Libro Blanco proponer un mecanismo regulatorio que permita dar por terminado el periodo transitorio de adaptación a la competencia, que dé paso al régimen permanente de mercado y que al tiempo permita liquidar los costes de transición a la competencia de forma equitativa, atendiendo a la definición conceptual fundamental presentada con anterioridad en el punto 6.1.

Ponderar y graduar el impacto sobre los agentes

Como se ha comentado, uno de los riesgos más relevantes a lo que están sujetos los resultados a corto y medio plazo de las empresas del sector en la actualidad es el riesgo regulatorio. En ese sentido, cuanto menos radical -"traumático"- sea el cambio de la regulación que afecta a los CTC, menor será el impacto sobre la posición financiera de las empresas. No se puede obviar que la interpretación literal de la Disposición transitoria sexta de la LSE conllevaría unas consecuencias distintas de las que se pueden derivar de cualquiera de las opciones que en este Libro Blanco se proponen, por lo que sería conveniente estudiar la conveniencia de implantar el nuevo mecanismo de una forma gradual si se estimase que, de no ser así, pudiera tener un impacto inadecuado en el corto plazo sobre la posición de las empresas.

De la misma forma, el escenario que se determine debe en todo momento garantizar que la rentabilidad derivada de la explotación de las instalaciones incluidas en el Real

Decreto 1538/1987 sea razonable, manteniéndose los incentivos adecuados para maximizar la eficiencia de su gestión.

Minimizar los cambios reglamentarios

Como se indicaba en el capítulo de diagnóstico, la reestructuración del sector eléctrico español fue una de las experiencias pioneras en el mundo. Fue -y sigue siendo, dado que el periodo transitorio sigue abierto- un proceso complejo, que además se puso en marcha en un tiempo sin duda récord en comparación con otros países. Al tiempo, la peculiar idiosincrasia del negocio de generación eléctrica en unos y otros sistemas implica que las experiencias previas no fueran fácilmente extrapolables al caso español. Todo ello motivó que la regulación que se alumbró en el año 1998 haya estado sujeta a un frecuente proceso de revisión, en algunas ocasiones de forma totalmente justificada -en otras no tanto-, para suplir algunas indefiniciones no previstas en origen.

Estas indefiniciones y cambios han tenido un impacto claramente negativo sobre el mercado. Por un lado, han dejado a las empresas expuestas a un elevado riesgo regulatorio, lo que ha constituido una grave interferencia con el mercado, así como una barrera de entrada para los nuevos entrantes. Por otro, esta falta de estabilidad ha conllevado una pérdida de credibilidad de la regulación, contestada con frecuencia por unos y otros agentes, que en no pocas ocasiones han seguido estrategias dispares en función de su particular interpretación o de sus apuestas de cambio de las normas.

Desde el punto de vista reglamentario hay dos aspectos que sería muy conveniente tomar en consideración en la reforma que se proponga: que los cambios reglamentarios sean los mínimos necesarios, de forma que se respete en lo posible el acuerdo que dio origen a la LSE en su actual formulación, y sobre todo, que la definición legislativa del marco futuro sea lo más coherente posible y regulatoriamente correcta, para minimizar la posibilidad de futuros cambios.

Alternativas de tratamiento futuro de los CTC

El análisis de las alternativas que se plantea en este Libro Blanco parte de una breve discusión crítica de las soluciones más extendidas que se han puesto sobre la mesa del debate en los últimos tiempos.

Una primera conclusión apresurada del cálculo de las cantidades efectivamente recuperadas hasta la fecha puede llevar al error de suponer que, aprovechando que parece claro que todos los agentes recuperarán sus inversiones más tarde o más temprano con mayor o menor probabilidad -alta en todos los casos-, la solución es tan sencilla como precipitar el fin del periodo transitorio suprimiendo ya el mecanismo de recuperación de los CTC y evitando entrar en un proceso de valoración más ajustada que puede no resultar sencillo. Sin embargo, este enfoque choca inmediata y frontalmente contra dos aspectos que deberían cuanto menos ser tenidos en cuenta: por un lado, el impacto asimétrico que esta medida tendría sobre las diferentes tecnologías de generación y por tanto, en virtud de la diferente composición de las carteras de generación acogidas al Real Decreto 1538/1987 de unos y otros, entre los diferentes agentes; y por otro, el impacto asimétrico que tendría entre

los consumidores y el conjunto de las empresas, dado que también con alta probabilidad la rentabilidad final resultante de estas inversiones podría ser mucho más que razonable.

Por este motivo, menos sentido aún puede tener aceptar una solución que se limite a 'igualar las cuotas de recuperación de los CTC pendientes según la liquidación oficial de la CNE' previo paso a la supresión del mecanismo de recuperación de los CTC. De nuevo, esa opción implicaría buscar una solución que desprecie el análisis de los márgenes futuros a los que darán lugar las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 hasta el fin de sus vidas útiles técnicas.

Dado que este Libro Blanco plantea una serie de propuestas para poner solución a muchas de las imperfecciones que están detrás del actual diseño del mecanismo de recuperación de los CTC -en especial relativas a la mitigación de poder de mercado-, se opta por una metodología que permita poner fin al periodo transitorio. Se propone definir un esquema regulatorio que ya sea de carácter permanente y que, además, evite cualquier interferencia indeseada con el mercado. Al tiempo, se debería establecer un trato equitativo entre unas y otras empresas y entre éstas y los consumidores, garantizando al menos que se cumpla el compromiso de asegurar la recuperación ajustada de las inversiones contempladas en el Real Decreto 1538/1987, definiendo un marco definitivo no sujeto a futuras revisiones.

A continuación, se presenta y comenta un conjunto reducido de alternativas por las que podría optarse para liquidar definitivamente los CTC. Las soluciones que aquí se plantean tienen como objetivo cumplir en la mayor medida posible con las consideraciones recién presentadas. Sin embargo, como se discute a continuación, no existe una solución "mágica" que satisfaga todas ellas por completo. Algunas opciones consiguen aproximarse más a algunos objetivos mientras que se alejan ligeramente de otros y viceversa. Necesariamente, el mecanismo que se implante debe responder a una solución de compromiso en la que el regulador pondere cuál de estas consideraciones juzga más relevante respetar. Este Libro Blanco se limita a presentar una valoración de cada una de estas alternativas, ya que es el regulador, en función de la relevancia que desee dar a estos criterios y valoraciones, quien ha de optar por la solución que estime más oportuna.

La presentación general del conjunto de alternativas

Afortunadamente, el paso de los años ha permitido que la regulación comparada ofrezca numerosas experiencias de mecanismos de adaptación a la competencia, experiencias que permiten definir el marco regulatorio que seguirá al periodo transitorio con mayor conocimiento de causa. Los mecanismos alternativos que se plantean se presentan alrededor de dos enfoques diferentes, enfoques alrededor de los cuales se pueden igualmente clasificar los procesos de recuperación de costes de transición a la competencia que se han llevado a cabo en otros países.

Sucintamente, la diferencia de estos dos enfoques es la siguiente: el primero de ellos, que se desarrolla justo a continuación y que se ha denominado "estimación *ex ante*", consiste en que, en el momento previo a la puesta en marcha de un mercado en competencia, el regulador estime el valor residual que los activos de generación tendrán en el mercado, lo compare con las inversiones pendientes de recuperación que el marco regulado se había

comprometido a satisfacer, obteniendo de la diferencia la cantidad de CTC. Esta metodología fue la que se utilizó mayoritariamente en los Estados Unidos.

En principio este enfoque requería realizar un único cálculo en origen sin necesidad de revisión, con las ventajas que ello significaba y que posteriormente en la sección siguiente se discuten -mayormente minimización de la interferencia del mecanismo con el mercado-. Sin embargo, la realidad fue otra. Dada la complejidad del cálculo y la gran incertidumbre al que estaba expuesto, no fueron pocos los casos en los que una vez puesto el mercado en marcha, se produjeron revisiones posteriores -recálculos, *true-up mechanisms*- de las cantidades inicialmente determinadas ante las protestas de una u otra parte. Así, la ventaja implícita del mecanismo, basada en la escasa interferencia del mismo con la toma de decisiones y en general con la gestión de los activos en el mercado, no terminó de cumplirse.

Quizá por este motivo -la complejidad del cálculo *ex ante* y la potencial controversia a la que posteriormente podría dar lugar- en no pocos mercados se optó por un enfoque alternativo, diseñándose mecanismos que pretendían evitar el impacto de la estimación inicial del margen futuro por parte del regulador. Con esta idea surgieron los mecanismos por diferencias, como fue el propio caso español o el californiano, así como muchos otros ejemplos que adoptaron diferentes formatos pero que en el fondo compartían la misma filosofía[267].

La segunda alternativa que se plantea en este Libro Blanco -consistente en fijar las cantidades anuales sujetas al mecanismo de CTC, manteniendo la cláusula de salvaguardia que supone el precio de referencia- toma esta filosofía, i. e. el actual mecanismo por diferencias vigente, como punto de partida. Se proponen las modificaciones mínimas necesarias hasta 2010 que permitan dar con un diseño que respete en mayor grado las consideraciones presentadas como relevantes anteriormente. A partir de 2010 se ofrecen diversas variantes, entre las que habría que elegir ahora, con objeto de dar fin cuanto antes al periodo transitorio.

---

[267] Como en parte se mencionaba en una nota al pie previa, se pueden encontrar ejemplos en esta línea por ejemplo en Nueva Gales del Sur, Australia y Ontario, Canadá. La regulación de los costes de transición a la competencia en este segundo sistema presenta multitud de características desafortunadamente similares a las del caso español: precio de referencia vinculado a la tarifa integral, con la consiguiente aparición de déficit tarifario. Originalmente, el *Ontario Electricity Act* de 1998 no establecía cláusula de salvaguardia alguna sobre el precio que en el mercado debían percibir los activos previamente regulados -pertenecientes todos a la nueva empresa que se creó tras la liberalización, *Ontario Power Generation*-. Los costes de transición a la competencia se esperaba que se pudieran recuperar a partir de los excedentes que a final de cada ejercicio resultasen de la tarifa. El incremento de los precios del mercado derivó en un acusado déficit tarifario que puso en riesgo la estabilidad financiera del sistema -y al propio Gobierno-. Todo ello motivó una redefinición del conjunto de la regulación, el *Electricity Restructuring Act* de 2004, que entre otras medidas enfocadas a incentivar la inversión y la obtención de un margen de reserva saludable, determina un precio máximo para todo MWh producido por las instalaciones provenientes del marco anterior, lo que supone cerca del 40% del total de la energía del sistema.

Estimación ex ante

La primera de las opciones que se propone aplicar consiste en extender la metodología aplicada en el paso anterior para calcular las cantidades recuperadas hasta la fecha en la que se decida llevar a cabo la revisión que en este Libro Blanco se propone y evaluar administrativamente los márgenes que las instalaciones obtendrán en el futuro. Para ello sería necesario realizar una estimación del valor que tomarán todas las variables implicadas en la determinación del mencionado valor residual en el mercado de las instalaciones.

Este enfoque sería similar al cálculo que en su momento se abordó como paso previo al arranque del mercado y que se describió en la Memoria justificativa del Proyecto de la LSE, con la salvedad de que esta última optaba por una metodología complementaria, definida en la literatura como *top-down method*, fundamentada en el cálculo del VAN de la diferencia entre los ingresos esperados en el antiguo marco regulatorio y los ingresos estimados bajo el marco entrante. La estimación *ex ante* fue una de las metodologías más utilizadas en la resolución de los CTC en los Estados Unidos[268] y es la metodología que se plantea en Portugal para la segunda etapa -periodo II- del mecanismo de resolución de los "Costes de mantenimiento del equilibrio contractual" -*Custos para a manutenção do equilíbrio contratual*, CMEC- que la Comisión Europea aprobó el pasado 22 de noviembre de 2004[269] y que se tradujo en el Decreto-Lei nº 12/2005 de 7 de enero de 2005[270].

De la misma forma, en el mecanismo que aquí se propone, una vez calculadas las cantidades correspondientes y definidas las anualidades que tendrían como destino la tarifa de acceso -que se añadiría como un concepto regulado-, las instalaciones pasarían a operar en el mercado expuestas en su totalidad al precio del mercado -excepción hecha de las cantidades que se hubieran podido contratar virtualmente atendiendo a la norma de mitigación de poder de mercado-.

Como ha quedado indicado, el cálculo final de las compensaciones se realiza a partir de las inversiones pendientes de remunerar, determinadas siguiendo lo descrito en el punto anterior 6.4.2, menos el valor de mercado estimado de las instalaciones.

---

[268] Ver por ejemplo "*Application of the United Illuminating Company for calculation of stranded costs*", Docket no. 99-03-04, *Department Of Public Utility Control*, *State of Connecticut*, *August* 4, 1999.

[269] Ver "*Auxílio estatal N 161/2004 - Portugal. Custos ociosos em Portugal*", Bruselas, 22.IX.2004 C (2004) 3468fin.

[270] Como se menciona con anterioridad, el mecanismo aprobado en el caso portugués, hasta donde se puede deducir del citado Decreto-Lei, plantea el cálculo del montante bruto para cada instalación como la diferencia entre el valor del CAE -*Contrato de aquisição de energia*- y las rentas esperadas en régimen de mercado, deducidos los costes variables de explotación. En los primeros diez años de vigencia del mecanismo, se realizarán ajustes anuales de los CMEC, tomando como base la producción resultante del modelo Valorágua y unos precios de referencia definidos para cinco bloques de cada mes -precios que resultan en un valor medio anual de 36€ /MWh-. Pasados los diez años -periodo II- los CMEC pendientes serán objeto de un ajuste final sin efectos retroactivos.

Así, para evaluar este último, si se acepta la hipótesis de que resultaría equivalente a la estimación del margen que obtendrán en el mercado, sería necesario que el regulador determinase para cada instalación el valor que tomarán los siguientes parámetros:

- Ingresos: obtenidos a partir de la estimación de las cantidades producidas y los precios a los que se espera que resulten remuneradas.
  - Cantidad: sería necesario determinar la vida útil técnica residual de la instalación y correspondientemente la producción estimada para cada año de la misma.
  - Precio: supuesto que las medidas de concentración se han aplicado y que resultan efectivas, coincidiría con el coste marginal de corto plazo estimado en cada momento del futuro.
- Costes: En el cálculo *ex post* de las cantidades recuperadas hasta la fecha en que se decida poner fin al periodo transitorio, se ha propuesto utilizar los costes estándar[271]. En una búsqueda de coherencia del tratamiento global que se propone, la misma discusión que se plantea para la valoración de los costes *ex post* descrita en el apartado anterior debería valer para este cálculo *ex ante*. Así, de la misma manera, los costes que deberían ser tenidos en cuenta serían los equivalentes a los ingresos resultantes de la extrapolación del MLE, dejando un concepto abierto a la discusión: el de la valoración adecuada y ajustada de los costes de extensión de vida y del actualizador o tasa de descuento -el coste medio ponderado de los recursos invertidos (*Weighted Average Cost of Capital,* WACC)-.

Tras esta evaluación, se obtendrían unas nuevas cantidades que constituirían las compensaciones que determinarían el fin del periodo transitorio. Para el caso de una empresa e, esta cantidad resultaría de la siguiente expresión:

$$CTC_e^R = I_e + Q_e^{RD1538} \cdot C_e - Q_e^{RD1538} \cdot \tilde{P}_e^M$$

en donde

I_e	Inversiones estándar pendientes de recuperar
Q_e^{RD1538}	Cantidad que en el futuro se estima que producirá la empresa con su cartera de generadores incluidos en el Real Decreto 1538/1987
C_e	Proyección de los costes estándar que se reconoce a los generadores de la cartera de la empresa incluidos en el Real Decreto 1538/1987
$\tilde{P}_e^M$	Estimación del precio que percibirá la empresa por la energía producida por su cartera de generadores incluidos en el Real Decreto 1538/1987 en el mercado en el futuro

[271] Ver la discusión al respecto del punto 6.3.1.

Estas cantidades, independientemente de que resultasen positivas o negativas, deberían laminarse en un número de años a determinar como un cargo asociado a la tarifa de acceso. Conviene abundar en que lo relevante para evitar interferencias con la operación eficiente de los activos sería garantizar que no estarían sujetas a revisión alguna -así, en el caso de que resultasen positivas, cosa poco probable como se ha comentado, debería permitirse a los generadores la titulización de las mismas.

El análisis de las ventajas e inconvenientes de este enfoque se plantea a continuación a la luz del cumplimiento de las consideraciones que se presentaron en la sección anterior.

La estimación *ex ante* de las compensaciones, si se toma como hipótesis imprescindible que el regulador bajo ningún aspecto puede contemplar la posibilidad de revisar los resultados de las cantidades resultantes -tanto si son positivas como especialmente si resultan negativas-, una vez realizado el cálculo, da paso a un mercado en el que las decisiones de los agentes no se ven en absoluto afectadas por los CTC[272]. Excepción hecha de las cantidades que, a causa de la regla de mitigación de poder de mercado hayan podido ser objeto de un contrato virtual, el total de la energía del mercado estaría expuesto al precio del mercado mayorista en cada momento, maximizándose la anchura del mercado.

Asimismo, si el cálculo se realiza de forma rigurosa y transparente, contemplando todas las variables que se deben tener en cuenta, no hay motivo alguno para que en él no se conjugue el respeto por las tres consideraciones que definen el equilibrio entre empresas y consumidores y la rentabilidad razonable de los activos.

Esta metodología implica un cambio radical con respecto a la que se ha venido aplicando hasta el momento actual, lo que aconsejaría una implantación gradual que permita no alterar abruptamente el impacto de la liquidación de las cantidades anuales sobre los márgenes de los agentes, e. g. ajustando la anualidad escalonadamente o evitando liquidar el total de la cantidad en un número escaso de años si fuera necesario -no hay que olvidar que la vida útil de alguna de las instalaciones involucradas podría alargarse hasta el año 2062, por lo que carecería de sentido concentrar todos los pagos en un número pequeño de años-.

Resulta por otro lado obvio que el análisis del margen de explotación no es ni mucho menos sencillo. Estimar administrativamente cuál es el valor de los activos en el nuevo mercado requiere tener en cuenta los múltiples factores de riesgo a los que estarán sometidos los márgenes de explotación de las instalaciones y -de nuevo- hacerlo además para un plazo en algunos casos muy largo -la vida útil de muchas de las instalaciones, en especial las hidráulicas pero incluso también las centrales nucleares, se extiende por un

[272] El regulador debería intentar articular los mecanismos reglamentarios necesarios, definiendo el nuevo marco sin dejar huecos a futuras interpretaciones, para prevenir el potencial interés de los agentes de "arbitrar" contra la resistencia del regulador a no revisar el cálculo inicial. Simplificando, una vez determinada la estimación del precio futuro implícito en los cálculos de las cantidades correspondientes a una empresa, si esta percibe que el regulador o el diseño regulatorio deja hueco a que en un futuro pueda replantearse la cantidad, podría forzar una bajada de los precios del mercado con el fin de reclamar un recálculo en su favor apelando a un tratamiento injusto.

número de años tan elevado como para que carezca de sentido abordar el estudio[273]-. Además, la forma correcta de realizar el análisis sería a través de un modelo de costes de producción capaz de valorar los diferentes escenarios que pudieran darse, lo que introduce una complicación adicional a la configuración de los potenciales escenarios: la asociada a definir las características del modelo[274]. Esto llevaría a la necesidad de abrir un proceso tremendamente prolijo y complicado de afrontar, aspecto que debería ser ponderado por el regulador a la hora de optar entre este enfoque y el alternativo que se describe más adelante, fundamentado en ventas virtuales -subastas o contratos-, que plantea la considerable ventaja de minimizar el impacto de la estimación del precio futuro del mercado.

Asimismo, a diferencia de este otro enfoque, esta opción expone a las empresas por completo al riesgo inherente a la estimación que el regulador realice del margen futuro, en particular de los precios a los que la energía producida por estos activos bajo hipótesis de funcionamiento eficiente será remunerada en el mercado en el futuro, dado que como se ha apuntaba previamente, coherentemente con la valoración previa *ex post* que previamente se propone para valorar las cantidades recuperadas hasta la fecha, los costes que podrían tenerse en cuenta se corresponderían con los costes estándar.

La estimación *ex ante* que se acaba de describir en principio no está ligada a ninguna de las medidas de mitigación de poder de mercado que finalmente se implanten. En el anejo que se incluye al final de este capítulo 6, se discute cómo se debería adaptar la metodología de valoración en el caso de que se pusieran en práctica una o varias de las medidas propuestas -desinversiones y ventas virtuales, bien en su formato de subastas o contratos-.

---

[273] En el caso de la segunda etapa de los CMEC mencionada anteriormente es algo distinto. Las plazos de vida útil económica residual -momento en el cual parece estar estipulado en los CAE que la instalación revierte al Estado, con lo que se elimina el problema de tener que considerar extensiones de vida- que restarán tras los diez años iniciales serán considerablemente menores que muchos de los que habría que tomar en consideración en el caso español.

[274] Ver por ejemplo la experiencia que sobre el particular se describe en "*Application of the United Illuminating Company for calculation of stranded costs*", Docket no. 99-03-04, *Department Of Public Utility Control*, *State of Connecticut*, *August* 4, 1999. Las empresas aportaron tres valoraciones realizadas por consultores distintos utilizando diferentes modelos fundamentados a su vez en diferentes variables de entrada. La Comisión reguladora, tras una amplia discusión, si bien coincidía en que el uso de un modelo de costes de producción era el enfoque más adecuado, terminó discrepando de muchas de las hipótesis en las que se basaban.

Las experiencias internacionales sirven precisamente para ilustrar lo complicado de este tipo de análisis. En los Estados Unidos se pueden encontrar innumerables casos que demuestran lo controvertido de afrontar este enfoque. Además del previamente aludido caso del Estado de Connecticut, tómese por ejemplo la experiencia de Arizona. La empresa eléctrica APS evaluó *ex ante* los costes de transición a la competencia y solicitó a la Comisión reguladora de Arizona -*Arizona Corporation Commission*, ACC- una compensación de 533 millones de dólares. La ACC finalmente le permitió recuperar exclusivamente 350 millones, poniendo de manifiesto la disparidad entre las valoraciones que ambas partes realizaron -ver "*Status of State Electric Industry Restructuring Activity*", *Energy Information Administration*, 2003-.

Una vez descrita la metodología correspondiente al primero de los enfoques comentados al inicio de este apartado, y planteados sus *pros* y *contras*, con el fin de abrir el abanico al regulador para que pueda adaptar la solución final al peso que según su criterio decida dar a cada una de las consideraciones indicadas, a continuación se describe una opción alternativa que se puede englobar en el segundo de los enfoques aludidos. Esta forma de abordar el problema toma como punto de partida el actual diseño del mecanismo de recuperación de CTC tal y como se ha venido aplicando estos últimos años. Se plantea un cambio menos drástico con respecto a las reglas que hasta la fecha rigen el procedimiento de liquidación de los CTC, dando por tanto mayor peso al criterio tendente a alterar en el menor grado posible el diseño regulatorio vigente.

Fijar las cantidades anuales sujetas al mecanismo de CTC y mantener la cláusula de salvaguardia

La idea fundamental consiste en definir dos periodos diferenciados[275]. El primer periodo implicaría agotar el periodo transitorio tal cual está actualmente definido en la LSE, hasta 2010, introduciendo las necesarias modificaciones para eliminar su interferencia indeseada con el mercado. El segundo periodo sería el que sucedería al fin del transitorio, i. e. de 2010 en adelante, periodo para el cual se podría optar por diferentes alternativas, desde no aplicar tratamiento alguno a las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 hasta darles un tratamiento regulatorio que sin interferir significativamente el mercado, permita garantizar una recuperación y rentabilidad de las inversiones que sean adecuadas.

Esta alternativa cumpliría con el objetivo primordial, reducir la interferencia del mecanismo en las decisiones de corto plazo de los agentes, minimizando al tiempo el volumen de modificaciones con respecto al marco vigente actualmente y por tanto en la Ley.

Periodo I: Hasta el año 2010

A lo largo de este primer periodo se mantendría la cláusula de salvaguardia que establece la LSE, el actual precio de referencia para las instalaciones sujetas al mecanismo de CTC hasta el año 2010, pero fijando *a priori* las cantidades afectadas anualmente por el mecanismo para cada uno de los agentes. De esta manera, se convertiría el mecanismo de recuperación en una especie de contrato por diferencias de precio fijo y cantidad fija, con lo que se eliminaría el incentivo a ofertar por debajo -o por encima- de costes variables con el objetivo de incrementar el ritmo de recuperación de CTC. Estas cantidades deberían determinarse a partir de las producciones medias estimadas del conjunto de las instalaciones acogidas al mecanismo de CTC de cada agente, pero contemplando una serie de consideraciones enfocadas a procurar que, de acuerdo con uno de los criterios antes descritos, se maximice la cantidad de energía que se vea totalmente expuesta a los precios del mercado. Estas consideraciones, válidas tanto para lo expuesto para este primer periodo como para el segundo, se discuten más adelante.

[275] En este sentido guarda una cierta similitud con el planteamiento del diseño de los CMEC en Portugal.

Estos contratos por diferencias deberían llevar asociado un perfil determinando bloques de energía -e. g. punta y base- para cada periodo -estaciones o meses-[276]. Este perfil debería tratar de ajustarse de la mejor manera posible al perfil de producción de las instalaciones vinculadas al mecanismo de CTC de la empresa -e. g. un perfil plano podría no ser adecuado ya que se podría dar la circunstancia de que eso implicase que los agentes involucrados tuvieran una posición financiera corta en valle, lo que podría situar a los agentes en una situación contra natura-. De cara a evitar interferencia alguna con el mercado y la explotación óptima de las instalaciones, la única condición que habría que garantizar sería que ni este perfil ni los precios asociados se modificasen por ninguna causa.

La determinación de estas cantidades anuales -y de sus correspondientes perfiles- sería razonablemente sencilla en el caso de dos de las tecnologías involucradas -hidráulica y nuclear-, dado que en el plazo que comprende este periodo -y también a lo largo del definido como "Periodo II", si como veremos fuera el caso- podría tomarse un valor próximo a la media de la producción de los últimos diez años. Para la evaluación de las cantidades que los contratos deberían incluir derivadas de la explotación del resto de tecnologías incluidas en el Real Decreto 1538/1987 -carbón y fuel-, la recomendación sería no contemplar cantidad alguna asociada a la potencial producción futura de estas instalaciones. Para llegar a esta conclusión se han tomado en consideración los criterios que se describen en la sección "Determinación de las cantidades afectadas por los contratos por diferencias. El carbón y el fuel-oil" que se puede encontrar más adelante. Así también se cumple el objetivo de minimizar las cantidades vinculadas a los contratos por diferencias, tal y como se mencionaba más arriba.

Esta alternativa se apoyaría en primer lugar en el probado buen ritmo de recuperación de las inversiones cuando se considera que la remuneración de los activos sujetos al mecanismo de CTC viene determinada por el actual precio de referencia -en virtud del exceso que el ingreso al precio de referencia supone sobre los costes estándar-, tal y como se viene haciendo desde su puesta en marcha -ritmo significativamente más acelerado que el que determinaban las vidas útiles económicas definidas en el MLE-. Asimismo, los cálculos descritos en el apartado 6.4.2 denotan el parejo -y alto- ritmo de recuperación de las inversiones estándar de los diferentes agentes hasta la fecha -ritmo que, como ha quedado suficientemente dicho, no parece que se vaya a mantener de la misma forma en el medio y sobre todo en el largo plazo-. De la misma manera que se puede cuantificar cuál ha sido el grado de recuperación en el pasado, en la línea del citado informe de la CNE, sería posible evaluar aproximadamente cuál sería en el futuro. Bastaría con valorar, exclusivamente por las cantidades involucradas en el contrato -el resto quedaría fuera de estas ponderaciones- el margen que sobre los costes estándar previstos de las plantas nucleares e hidráulicas

[276] Por ejemplo, el Decreto-Lei nº 12/2005 de 7 de enero de 2005 de la República de Portugal, que desarrolla la metodología que se seguirá para recuperar los *Custos para a manutenção do equilíbrio contratual* (CMEC), define para cada mes cinco bloques distintos para cada uno de los cuales establece un precio de referencia.

-incluyendo todas las consideraciones descritas previamente- determinaría el precio del contrato por diferencias[277].

De esta manera se conjuga el doble objetivo de minimizar los cambios legislativos necesarios y de no afectar al estado financiero de las empresas en el corto plazo. Más bien al contrario, se mantiene el ritmo de recuperación de las inversiones, dado que se mantiene el precio de referencia que se viene actualmente aplicando y que se establece en la LSE que se aplicará hasta 2010, pero eliminando el incentivo indeseado sobre la gestión de las instalaciones que supone el que la cantidad afectada sea toda la que éstas produzcan. Queda sin embargo analizar con algo más de detalle el grado de cumplimiento del resto de consideraciones descritas en el apartado anterior.

En lo que respecta a la interferencia del mecanismo con la gestión óptima de los activos de generación, quedaría por determinar con claridad el tratamiento que recibirían estas instalaciones pasado el año 2010. Independientemente de qué forma tome, sería necesario definir ahora cuál será ese tratamiento. Si ése no es el caso, y el problema se deja de nuevo abierto, las decisiones de explotación de las instalaciones de los agentes se verán necesariamente influidas por la incertidumbre del futuro tratamiento de las cantidades pendientes y en general de sus instalaciones de generación. El riesgo regulatorio asociado a las mismas sería de nuevo elevado, lo que supondría una barrera que impediría que, por ejemplo, se emprendiesen procesos de venta de activos en condiciones adecuadas, dada la alta prima de riesgo inherente a esta incertidumbre. El regulador debería por tanto definir, en el momento de implantación de esta medida, el tratamiento que aplicará a estas instalaciones una vez haya pasado el año 2010. A continuación se contemplan tres posibles formas de tratar el problema.

Periodo II: Del año 2010 en adelante

Una opción puede consistir en consentir que todos los activos pasen libremente a mercado, lo que sin duda respondería con mayor fidelidad a una interpretación literal de la LSE y del Protocolo de 1996, aunque no tanto de sus afirmaciones respecto a la necesidad de efectuar comprobaciones posteriores del modelo que permitan corregir posibles efectos que pudieran resultar gravosos para los consumidores. En este caso el regulador debería tener en cuenta y ponderar que se encontraría por un lado con el problema del asimétrico impacto de la medida sobre los agentes, debido a la dispar rentabilidad futura de unas y otras

[277] Dicho de otra forma, estos márgenes -vinculados a las producciones esperadas de las instalaciones hidráulicas y nucleares- son los que permitirán ir recuperando en el futuro las inversiones pendientes. En el caso de que se estimase que la composición de la cartera de activos incluidos en el Real Decreto 1538/1987 de una empresa pudiera no permitir la recuperación completa de las inversiones, las cantidades no recuperables por esta vía debieran compensarse a través de un cargo fijo en la tarifa. Éste sería por ejemplo el caso de una empresa cuyo margen derivado de la cantidad contratada, calculada a partir de la estimación de la producción futura proveniente de instalaciones hidráulicas y nucleares, fuera insuficiente, como puede ser el caso de Elcogás. En particular, en este último caso, dado el especial carácter de esta instalación, debería por un lado, al igual que para el resto, garantizarse la recuperación de la inversión y dejar que sean criterios de eficiencia económica los que rijan su gestión, sin que un precio de referencia la condicione.

instalaciones -tecnologías- y además, con el desequilibrio entre generadores y consumidores.

Una segunda opción, que permite tratar equilibradamente a cada tecnología y al conjunto de los generadores con respecto a los consumidores, consiste en estimar *ex ante* para cada agente -tal y como se detalla en el apartado anterior y en el anejo de este capítulo- los márgenes por encima de costes estándar a que podrán dar lugar las instalaciones cuya vida útil técnica se extienda más allá del año 2010 y deduciendo las cantidades resultantes de las inversiones pendientes de recuperar y, si las cantidades resultantes fueran superiores a estas últimas, determinando unas compensaciones por parte de los generadores que se podrían reflejar en reducciones de la tarifa de acceso de todos los consumidores[278]. De nuevo, nos encontraríamos con los problemas que conlleva la estimación *ex ante*, la dificultad de estimar los precios a largo plazo, la incertidumbre respecto a la vida útil de las instalaciones, sujetas a concesiones, licencias, etc. Teniendo en cuenta que si no se quiere interferir en el funcionamiento del mercado estos cálculos habría que realizarlos en el mismo momento en que se decidiera cambiar el actual mecanismo vigente, salvo si se valora muy significativamente el implantar los cambios gradualmente en dos etapas y al tiempo respetar el horizonte definido por el año 2010, esta opción no presenta ventajas relevantes con respecto a la estimación *ex ante* completa descrita anteriormente.

Una tercera alternativa, que mantiene las ventajas de la anterior opción respecto a conseguir una solución equilibrada pero que evita las dificultades de la estimación *ex ante*, consiste en extender el mecanismo del periodo I -hasta el año 2010- de contratos por diferencias -financieros- de cantidad fija -de nuevo la producción estimada de las instalaciones- y precio definido por el correspondiente a la extrapolación del coste estándar comprometido en el MLE, incluyendo todas las consideraciones de rentabilidad razonable que se consideren oportunas[279].

---

[278] A este respecto, resulta muy ilustrativo lo que se describe en "*The difficult transition to competitive electricity markets in the US*", de Paul L. Joskow, de mayo de 2003: 'Los reguladores podrían tratar los CTC negativos de forma simétrica al caso de los CTC positivos fijando un precio para el servicio en competencia a su valor en el mercado competitivo y asignando un cargo en concepto de "beneficio sobrevenido" -"*stranded benefit*"- en la tarifa de acceso apoyado en el "acuerdo regulatorio" histórico. Sin embargo, no es esta la forma en que los reguladores han tratado los precios para las pocas compañías con beneficios sobrevenidos en los estados que han implantado programas de competencia en el suministro. Por contra, estos se han limitado a desagregar -en mayor o menor medida- la componente del coste de generación regulado de la tarifa integral, estableciéndolo como el precio por defecto del servicio'. En España hemos podido comprobar que, si este cargo no se asigna adecuadamente a la tarifa de acceso -que pagan todos los consumidores- y se limita sin reconocer los desvíos resultantes, la tarifa se convierte en una competencia invencible para el mercado minorista.

[279] Igualmente se podría definir una senda gradual -siempre prefijada- para pasar del actual precio de referencia a los niveles definidos por la extrapolación de los costes estándar reconocidos en el MLE, evitando así que en el fin del periodo transitorio en el año 2010 se produjera una discontinuidad demasiado acusada.

Este enfoque tiene una ventaja muy significativa: tal y como se detalla en el anejo de este capítulo, ya que una vez fijada la cantidad, el precio del contrato determinaría unívocamente la estimación de los ingresos a los que daría lugar la cartera de cada empresa. Se evita por tanto estimar el precio futuro al que resultarán remuneradas las instalaciones, con lo que la evaluación de las compensaciones necesarias se simplifica enormemente.

Por contra, con gran probabilidad, las cantidades que se verían afectadas por estos contratos serían mayores que las que resultarían de la aplicación de la regla de mitigación de poder de mercado definida en el apartado previo de este Libro Blanco, lo que reduce la cantidad de energía que entra al mercado libre de un compromiso de contratación previo, aunque éste sea puramente financiero. Como se apuntaba previamente, no cabe duda de que lo más conveniente sería que, en ausencia de poder de mercado, la cantidad de energía que estuviera *a priori* expuesta al riesgo de precio de mercado fuera la mayor posible[280].

Afortunadamente, es posible reducir las cantidades vinculadas a estos contratos -pudiendo así aumentar el volumen de energía que percibiría plenamente el riesgo de precio del mercado mayorista-, si se examinan las implicaciones que al respecto tienen los márgenes previsibles de explotación de dos tecnologías de generación propias de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987: carbón y fuel-oil. Estas implicaciones debieran tenerse en cuenta tanto para el diseño de los contratos por diferencias para el "Periodo I" -hasta el año 2010- como para este segundo periodo si se optara por esta tercera alternativa.

Determinación de las cantidades afectadas por los contratos por diferencias. El carbón y el fuel-oil

Se ha precisado previamente que, si bien estos contratos por diferencias -financieros- estarían vinculados a las empresas involucradas y no a la producción real de ninguna de sus instalaciones en particular, las cantidades involucradas tomarían como referencia las producciones que en el futuro se estimase que resultarían de la explotación de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 -y en particular la parte de éstas que generase márgenes significativos-.

En primer lugar, la estimación de las cantidades que tanto la energía nuclear como la hidráulica producirán en el largo plazo es relativamente sencilla. Por un lado, la vida útil técnica de ambas tecnologías puede conocerse con casi total exactitud, dado que ambas dependen de una u otra manera bien de autorizaciones administrativas o bien de concesiones hidrográficas[281]. Por otro, las centrales nucleares producen en base con un

[280] En todo caso esta alternativa sería significativamente superior al mecanismo vigente en la actualidad, según el cual ni uno solo de los MWh producidos por una instalación incluida en el Real Decreto 1538/1987 percibe el precio del mercado -el ingreso marginal de una unidad producida de más es siempre 36,06 €/MWh-. Fijar la cantidad anual sujeta al contrato por diferencias supone un avance significativo en el proceso liberalizador, porque se mitiga la interferencia del mecanismo y porque se envía la señal adecuada a los generadores, que percibirán el precio del mercado por toda cantidad que consigan percibir por encima o por debajo de la vinculada al mecanismo.

[281] En principio, esta afirmación se asienta sobre el supuesto de que el estado de las concesiones de aprovechamientos hidráulicos para la generación de electricidad está claramente determinado por el régimen jurídico de las concesiones de aguas, plasmado en los artículos 59 a 80 de la Ley de Aguas

factor de disponibilidad bastante predecible y la producción media de la generación hidráulica en un plazo suficientemente largo -en ciclos de no más de seis o siete años-, puede afirmarse que es razonablemente estable -alrededor de 27-28 TWh para el conjunto del sistema español-.

Por el contrario, las centrales de carbón y de fuel presentan, con respecto a las centrales hidráulicas y nucleares, rasgos claramente diferenciales y relevantes de cara al análisis del margen futuro esperado -y por tanto de la cantidad que corresponde considerar en los contratos por diferencias-. Especialmente en el contexto actual, desde la implantación del mercado de derechos de emisión, estimar la cantidad de energía que producirá una instalación de carbón es una tarea harto compleja -en menor medida del fuel, cuya producción se puede estimar que será insignificante-. Se ha comentado que son dos los conceptos que hay que evaluar para estimar la cantidad total esperada en el futuro[282]: la vida útil técnica residual y la cantidad que en cada uno de estos años de vida residual estimada se espera que produzca cada instalación. Revisemos más detalladamente cada uno de estos aspectos.

Comparativamente al resto de tecnologías de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, la vida útil técnica residual de una instalación de carbón -y en mayor medida de fuel- es significativamente inferior -"de un orden de magnitud inferior", valga la expresión-.

Al tiempo, las inversiones que a corto y medio plazo deberían realizarse en estas instalaciones si se quisiera alargar su permanencia en el sistema son importantes. Las empresas que deseen mantenerlas en servicio deberán realizar un análisis de riesgos en el que tengan en cuenta su expectativa sobre la conveniencia de invertir en la renovación y adecuación de sus equipos a las nuevas exigencias medioambientales. Parece claro que el futuro de muchas de estas instalaciones, si no afrontan importantes inversiones -e. g. en instalaciones de desulfuración-, deberán a corto plazo cerrar -o e. g. reconvertir sus calderas de carbón a gas- o reducir su papel en el sistema a servir de apoyo a la garantía de suministro del sistema, limitando su producción a niveles muy inferiores a los actuales[283]. Por tanto, una estimación *ex ante* de la vida útil técnica de estas instalaciones debería llevar a unos valores bajos -más próximos a las vidas útiles económicas-, dejando en manos de los propietarios de las plantas la responsabilidad de, siguiendo criterios de eficiencia y de

---

-Texto refundido, aprobado por el Real Decreto Ley 1/2001, de 20 de julio- y preceptos de desarrollo del Reglamento del Dominio Público Hidráulico. Sin embargo, la experiencia parece mostrar que no es sencillo conocer con exactitud el estado en el que en particular se encuentra cada una de las concesiones de las diferentes instalaciones hidráulicas.

[282] Ver la discusión previa acerca de la estimación *ex ante*.

[283] El Real Decreto 430/2004 establece una serie de normas sobre la limitación de emisiones de SO2, NOx y partículas procedentes de las Grandes Instalaciones de Combustión -más de 50 MW- que plantea a los propietarios de las instalaciones dos alternativas, invertir en desulfuración o cerrar tras haber funcionado un máximo de 20000 horas entre 2008 y 2015.

mercado, tomar la decisión de invertir por su cuenta y riesgo en las mismas para alargar su vida útil técnica.

Por otro lado, estimar las cantidades que estas instalaciones producirán en el futuro es un asunto más complejo aún si cabe. El contexto del sistema ha cambiado significativamente con respecto al que se contemplaba el año 1997 cuando en la Memoria justificativa del Proyecto de Ley se realizó una evaluación similar a la que aquí se discute. En aquel momento, el régimen de funcionamiento de las centrales de carbón y fuel estaba sujeto a un factor de riesgo principal: el crecimiento de la demanda. Se pensaba entonces que la nueva tecnología de ciclo combinado iba con el tiempo a constituir una severa competencia, lo que resultó no ser el caso, y que además su incorporación al sistema se iba a producir con mayor antelación[284]. La llegada de los ciclos combinados de gas se ha retrasado, y no se ha producido hasta que la combinación del incremento de la demanda y sobre todo del impacto esperado del Protocolo de Kyoto y la implantación del mercado de derechos de emisión han creado las condiciones para hacer de los ciclos combinados de gas una inversión atractiva.

En este contexto, la incertidumbre asociada al coste de los derechos de emisión, en este periodo definido como transitorio -hasta 2008- y en adelante, y en menor medida, a los costes de la tonelada de carbón en los mercados internacionales[285], hace casi imposible estimar el régimen de funcionamiento que tendrán las instalaciones sujetas al mecanismo de CTC de carbón y fuel. Sin embargo, todo parece indicar que la presión que el mercado de derechos de emisión ejercerá sobre las tecnologías más contaminantes será alta y que la producción con carbón se reducirá significativamente.

Examinados los criterios a tener en cuenta para estimar la cantidad de energía que las instalaciones de carbón y de fuel oil producirán en el futuro, quedaría por tanto discutir cuál sería el margen que se esperaría que obtuvieran estas instalaciones por su producción. A este respecto, de nuevo el carbón, y en mayor medida el fuel, presentan una diferencia relevante con respecto al resto de tecnologías incluidas en el Real Decreto 1538/1987: sus costes de combustible son muy superiores a los de las tecnologías hidráulica y nuclear, lo que de salida nos lleva a concluir que su margen operativo sobre el precio del mercado será significativamente menor. De nuevo, y especialmente en este punto, el mercado de derechos de emisión juega un papel fundamental. Si se toma como hipótesis necesaria que el coste de la tonelada de CO2 se traslada al coste de producción de cada unidad de

[284] Esto, como se ha discutido extensamente con anterioridad, ha tenido un impacto muy relevante sobre los costes de transición a la competencia. Aparte de las simplificaciones que en su día se adoptaron a la hora de realizar los cálculos, se esperaban menores precios del mercado y menos horas de funcionamiento, lo que llevaba a una expectativa de CTC mayor de la que finalmente resultó.

[285] En estos últimos tiempos -año 2004 y principios del 2005- los costes del carbón están siendo altos, pero se espera que los productores en un futuro, si desean seguir dando salida a su producción, de la que los generadores eléctricos son uno de sus principales clientes, deberán moderarlos.

energía que se oferte en el mercado[286], el coste variable de esta tecnología va a estar en unos niveles mayores de los que ha tenido hasta la fecha. Esto supondrá que, o bien estas instalaciones se verán forzadas a competir con los ciclos combinados -si el precio de la tonelada de CO2 es bajo y al tiempo el coste de la tonelada de carbón se modera, lo que no parece ser el caso- o bien le situarán al margen, en donde, supuesto que las medidas de mitigación del poder de mercado junto con la necesaria supervisión de las instituciones competentes funcionan eficazmente, obtendrá un margen muy escaso sobre sus costes variables.

Así, a falta de una condición adicional relativa a los derechos de emisión asignados gratuitamente, que se describe justo a continuación, podría afirmarse que una estimación *ex ante* del margen de explotación de los grupos de carbón y fuel que estaban incluidos en el Real Decreto 1538/1987, y por tanto de su valor en el mercado, nos llevaría a concluir que éste sería lo suficientemente pequeño como para que pudiera aceptarse el ignorarlo. Tan sólo se haría necesaria una puntualización muy relevante para que esto último pudiera considerarse cierto.

En el capítulo 10 se plantea que no tiene sentido alguno el asignar derechos de emisión a los ciclos combinados -más allá de una voluntad política de primar la inversión en esta tecnología sin búsqueda alguna de contraprestación efectiva desde el punto de vista de la eficiencia medioambiental, atendiendo a otros criterios estratégicos que se considerasen de orden superior[287]-, ya que en todo momento, si se preservan las señales necesarias para que el mecanismo del mercado de derechos de emisión cumpla su objetivo, podrán trasladar el coste del derecho a sus ofertas y recuperarlo de la remuneración marginal del precio del mercado. Dado que este Libro Blanco propone compensar por completo las inversiones estándar de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, en el marco global de su propuesta requeriría replantear los criterios que coherentemente deberían ser tenidos en cuenta a la hora de realizar el nuevo Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión -PNA-. Así, para que realmente en el cálculo del valor residual futuro de las carteras de generación vinculadas al mecanismo de CTC pudiera despreciarse el margen derivado de la explotación de los activos de carbón y fuel, sería necesario no asignar gratuitamente derecho alguno a estas instalaciones en el próximo PNA. Efectivamente, de nuevo bajo el

---

[286] Esta hipótesis no es sólo necesaria desde el análisis de CTC, sino desde todo punto de vista, en especial de la eficiencia en la reducción de gases de efecto invernadero, ver las discusiones a este respecto en los capítulos del Libro Blanco que tratan el particular.

[287] En esa línea, y claramente contemplando criterios de esta naturaleza, podría plantearse una asignación vinculada a las cantidades necesarias para cumplir con el Plan de la minería del carbón nacional, dado que el objetivo de este último, actualmente bajo revisión para los años futuros, consiste en asegurar una producción mínima a partir de este combustible. Al tiempo, ya que a los derechos de emisión no se les puede -ni debe- otorgar un tratamiento de "usar o perder" -"*use it or loose it*", en la terminología anglosajona-, se debe asegurar a través de la prima, tal y como estaba definida hasta la fecha, que estas cantidades efectivamente se producirán igualando los costes del carbón nacional a los del carbón de importación, de acuerdo con los criterios que la Comisión Europea autoriza en sus directivas.

supuesto de que -como debe ser si la regulación se diseña adecuadamente y se evita que la asignación de derechos gratuitos envíe señales no deseadas que incentiven comportamientos no eficientes- se traslada el precio de la tonelada de CO2 a las ofertas de unos y otros, si el precio del mercado de derechos de emisión es alto, el carbón y el fuel serían marginales, y por tanto verían compensado este incremento de coste.

Quedaría en este punto discutir el tratamiento que en este contexto debería recibir la cantidad vinculada a la asignación gratuita de derechos de emisión resultante del Plan nacional de asignación de derechos de emisión de dióxido de carbono -PNA- para el primer periodo transitorio 2005-2007. En principio, dado que se propone garantizar la recuperación de los costes de inversión, podría considerarse esta asignación de derechos como otro ingreso más a tener en cuenta. Sin embargo, esta asignación se ha visto condicionada por el inadecuado diseño actual de la tarifa[288], lo que ha conducido a un reparto también para los ciclos combinados de gas, que tampoco los necesitarían. Por tanto, dado que no puede entenderse esta asignación más que como una herramienta *sui generis* para compensar a todas las instalaciones del sistema, en el marco de este diseño que aquí se propone, no estaría justificado contabilizar el valor de esta asignación gratuita como parte de los ingresos destinados a compensar los costes de inversión pendientes de recuperación.

Este planteamiento limitaría las cantidades vinculadas a los contratos virtuales a la estimación de la producción futura de las instalaciones hidráulicas y nucleares. Adicionalmente, en una búsqueda de minimizar las cantidades completamente expuestas al precio del mercado, las cantidades contratadas se podrían asimismo reducir, recalculando el precio del contrato de la manera siguiente:

$$P_e^{CV} = \frac{I_e + Q_e^{RD1538} \cdot C_e - (Q_e^{RD1538} - Q_e^{CV}) \cdot \tilde{P}_e^{M}}{Q_e^{CV}} \qquad \text{(Ec. 8)}$$

en donde

P_e^{CV}	Precio del contrato por diferencias
Q_e^{CV}	Cantidad vinculada al contrato por diferencias
I_e	Inversiones estándar pendientes de recuperar
Q_e^{RD1538}	Cantidad que en el futuro se estima que producirá la empresa con su cartera de generadores incluidos en el Real Decreto 1538/1987
C_e	Proyección de los costes estándar que se reconoce a los generadores de la cartera de la empresa incluidos en el Real Decreto 1538/1987

[288] Ver la discusión sobre el particular en los apartados de este Libro Blanco dedicados al mercado de derechos de emisión.

$\tilde{P}_e^M$ Estimación del precio que percibirá la empresa por la energía producida por su cartera de generadores incluidos en el Real Decreto 1538/1987 en el mercado en el futuro

En definitiva, la opción escogida en este Libro Blanco es proponer soluciones alternativas a la que actualmente determina la legislación vigente. El actual mecanismo, que implicaría mantener las liquidaciones oficiales por diferencias de la CNE hasta el año 2010, haciendo devolver a las empresas los excesos de 36,06 €/MWh independientemente de si sus saldos pendientes se anulen o no -la LSE establece que se trata de cantidades máximas-, se ha mostrado como una alternativa de futuro nada deseable[289], y por tanto se descarta taxativamente, salvo en el caso de que no se sentasen las bases que permitieran contar con una estructura en la que se minimizase el potencial poder de mercado de los agentes. En ese caso, gran parte de las recomendaciones que se plantean en este Libro Blanco carecerían de sentido, y el actual mecanismo al menos serviría como mecanismo de protección del consumidor -protección en el corto plazo frente a precios inadecuados, pero negativo más allá de ese plazo, por lo que supondría de fracaso del diseño del "supuesto" mercado-.

[289] Conscientemente no se hace alusión en este apartado al impacto que sobre las empresas propietarias de activos incluidos en el Real Decreto 1538/1987 tiene el déficit tarifario -los coeficientes 'provisionales' definidos durante este curso ya no cubren estrictamente a todas ellas-. Esta situación, si se cumplen las condiciones que se proponen en este Libro Blanco -mitigación de poder de mercado, tarifa aditiva, etc.- no debería darse ya en el futuro.

Anejo Cap. 6 Los CTC y los mecanismos de mitigación de poder de mercado

En este anejo se examinan y valoran algunos instrumentos regulatorios que se han propuesto anteriormente para la mitigación del poder de mercado y se examinan sus propiedades en relación a las alternativas de terminación del periodo transitorio para la recuperación de los CTC.

Valoración a partir de desinversiones

La mayor complicación del cálculo de "abajo hacia arriba" -*Bottom-up method*- y en general de cualquier método que pretenda evaluar los CTC *ex ante*, consiste en cuantificar el valor de los activos en el mercado, i. e. en ponerles un precio. Por tanto, el hecho de que una empresa decidiese vender una parte de sus activos sujetos al mecanismo de CTC permitiría en principio afrontar el cálculo descrito en el punto anterior con mayor sencillez. La propia venta no sólo determinaría en sí misma el valor de los activos, sino que podría resultar un indicador válido para valorar el resto de la cartera no vendida.

Éste fue uno de los principales mecanismos sobre el que se apoyó una gran parte de la determinación de los CTC en los Estados Unidos[290]. Tal y como determinaba la Comisión Federal Reguladora de la Energía -*Federal Energy Regulatory Commission,* FERC- en su Orden 888, demostrar que la empresa demandante de CTC no iba tener en el mercado subsiguiente posición dominante alguna era condición necesaria para que las comisiones reguladoras reconociesen los CTC que podían derivarse del paso a mercado. Dado que la cuota de generación de muchas de esas empresas se consideraba excesiva, se conminó a las empresas a vender parte de sus carteras de generación, al tiempo que se condicionaba la cantidad que se autorizaba a percibir, en concepto de CTC, a los valores resultantes de estas desinversiones.

El cálculo que debería realizarse sería análogo al de la estimación *ex ante* recién descrita, pero aprovechando el valor de mercado que aflora del precio de la venta para determinar las compensaciones pendientes asociadas a los activos vendidos, lo que en teoría podría llevar a concluir que la valoración sería en principio inmediata -ver la discusión que sigue-.

Si los activos vendidos fuesen lo suficientemente representativos en relación a las carteras de instalaciones afectadas por el mecanismo que conservaran las empresas, este precio podría ser un buen indicador para también estimar *ex ante* sus compensaciones correspondientes. Por tanto, sobre el papel, no habría mejor forma de resolver la evaluación de las compensaciones -en uno u otro sentido- necesarias para poner fin al periodo transitorio que aplicar la metodología descrita, tomando como referencia para determinar el valor de los activos en el marco liberalizado los precios resultantes de las ventas de activos. De esta manera, la tasación resulta de un mecanismo de mercado, no de un cálculo administrativo determinado por el regulador. Sin embargo, este enfoque plantea una serie de complicaciones de difícil resolución que implican que esta forma de abordar el problema deba ser puesta en cuestión.

---

[290] "*Status of State Electric Industry Restructuring Activity*", *Energy Information Administration*, 2003.

En primer lugar, no siempre es fácil extrapolar el valor de mercado de una instalación a partir del que haya aflorado de la venta de otra. Las diversas características de las instalaciones -diferentes tecnologías, combustibles, vidas útiles residuales, etc.- complica sobremanera este procedimiento.

Pero el verdadero problema es el incentivo que el agente vendedor tiene a no revelar el verdadero precio de venta de la cartera. La venta podría ir acompañada de todo tipo de acuerdos explícitos o implícitos entre vendedor y comprador -e. g. intercambios de activos en otros mercados o incluso sectores- que implicaría que el precio de venta finalmente declarado -e. g. la plusvalía contable- careciese de la credibilidad necesaria como para ser tenida en consideración[291].

Así pues, salvo que la venta se realice en unas condiciones de transparencia que permitan garantizar que el precio pagado por los activos refleja el verdadero valor de los mismos -e. g. a través de una subasta pública o procedimiento similar-, no parecería muy aconsejable tomar en consideración una desinversión como punto de partida del mecanismo de valoración de las cantidades pendientes, especialmente si la venta no representa más que una pequeña proporción del conjunto de las instalaciones en el Real Decreto 1538/1987.

Valoración a partir de subastas virtuales

Una de las medidas que en el capítulo anterior se proponen con el fin de mitigar el poder de mercado asociado a la estructura propia del mercado español -ibérico-, es la posibilidad de instrumentar un mecanismo de subastas virtuales, en virtud del cual se conmina a aquellos agentes cuya cuota excede el margen predeterminado de cuota libre para que pongan a disposición del mercado, a través de una subasta pública, la parte de su producción que excede la cuota estipulada[292].

Este mecanismo, al igual que el descrito anteriormente, permite estimar el valor de los activos para evaluar las cantidades pendientes basándose en criterios de mercado y así minimizando la necesidad de determinarlo administrativamente[293].

---

[291] Valga como ejemplo ilustrativo, de entre los varios que se dieron, el caso de *Texas New-Mexico Power Company* (TNMP) -ver "*Scope of Competition in Electric Markets in Texas*", *Public Utility Commission of Texas*, enero de 2005-. TNMP vendió su única instalación Sempra Energy Resources por 120 millones de dólares y reclamó 373 millones en concepto de CTC. La Comisión reguladora -*Public Utility Commission of Texas*- consideró que no había quedado comprobado que la venta se había realizado en las condiciones de transparencia suficiente como para asumir este valor, reduciéndolo a 87 millones.

[292] Cabría, conceptualmente al menos, la posibilidad de que la venta virtual se realizase a iniciativa de la propia empresa vendedora.

[293] Las subastas virtuales que se realizaron como paso previo al arranque del mercado de Alberta, Canadá, son un buen ejemplo de cómo, además de contribuir a la definición de una estructura adecuada que permita maximizar las condiciones competitivas del mercado, este mecanismo clarifica significativamente el cálculo de los costes de transición a la competencia.

De nuevo, al igual que en el caso anterior, el cálculo que debería realizarse sería análogo al de la estimación *ex ante*, pero aprovechando el valor de mercado que aflora del precio de la venta en la subasta. De la misma manera, sería necesario considerar el grado de representatividad que la energía puesta a disposición en la subasta tiene sobre el conjunto de la cartera sujeta al mecanismo. Asimismo, dado que el plazo de la subasta no es equiparable a la vida útil residual de gran parte de las instalaciones, sería necesario considerar la mejor forma posible de extrapolar el precio -y por tanto el margen y consecuentemente de éste extraer el valor de mercado de los activos-.

El hecho de que se trate de una subasta pública, y supuesto que a ésta acude un número de oferentes suficiente como para considerar que el precio resultante de la misma responde de forma ajustada al valor de mercado de la energía puesta a disposición, permite tomar el precio resultante como un indicador válido para estimar el valor de los activos de generación, especialmente si se cumplen dos condiciones adicionales.

Por un lado que la cantidad subastada sea lo suficientemente significativa como para tener garantías de que lo que se paga por ella permite extrapolar el precio al conjunto. Si esta cantidad fuese comparativamente pequeña en relación al total, podría albergarse la duda de que en la valoración de la energía pudiesen pesar aspectos distintos del precio marginal esperado en el mercado.

El mecanismo de subastas virtuales, en especial en el formato en el que se ponen a disposición del mercado bloques de energía -a diferencia del que implica subastar por un plazo de tiempo el derecho a gestionar un activo físico determinado- permite poner en venta bien diferentes cantidades con diferentes perfiles equivalentes a las distintas tecnologías de generación -e. g. bloques de punta por un lado y bloques de base por otro-, bien cantidades con un perfil lo suficientemente representativo de las diferentes mezclas de tecnologías -e. g. una combinación de ambos bloques, punta y base-, lo que facilitaría la tarea de poner en valor las diferentes carteras de unos y otros agentes. Así, se podría diseñar el formato de los contratos de energía que se subastan con la vista puesta en que resulte lo más válido posible para el análisis cuantitativo relativo al cierre del periodo transitorio.

Si bien, como se acaba de comentar, el mecanismo de subastas virtuales ofrece una mayor flexibilidad para perfilar el valor que se debe asignar a las diferentes carteras, no deja de ser cierto que el problema no se elimina. Es posible ajustar la valoración de forma mucho más adecuada, pero siempre será necesaria una estimación por parte del regulador acerca de cómo extrapolar estos precios que resultan de la subasta al conjunto de los activos afectados.

El mayor inconveniente reside en la diferencia entre los plazos característicos de las subastas virtuales -entre cinco y diez años- y la vida útil técnica residual de muchas de las instalaciones -tal vez más de cuarenta años en bastantes casos-. La subasta por tanto tan sólo determina el valor de la energía para el primer tramo de la vida futura de las instalaciones, por lo que sería necesario extrapolar los resultados de la misma para valorar el margen de los años siguientes.

Valoración a partir de los contratos virtuales

Finalmente, en el capítulo anterior, como medida de mitigación del poder de mercado, se plantea una alternativa adicional a las ventas de activos o las subastas virtuales: los contratos virtuales -semejantes en muchos aspectos a estas últimas desde el punto de vista de mitigación del impacto de la concentración en la formación del precio del mercado, excepto en que el precio para cada bloque se determina administrativamente-. Este enfoque presenta una serie de ventajas añadidas a la hora de ponderar las cantidades pendientes de remunerar para garantizar la recuperación ajustada de las inversiones comprometidas en las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987.

Los contratos virtuales son contratos financieros de muy largo plazo -podrían incluso extenderse a la mejor aproximación de la vida útil técnica residual de los activos- asociados a las cantidades resultantes de la regla que limita el nivel de concentración y por tanto que determina la cantidad máxima de la producción de un agente que puede percibir el precio marginal del sistema. Esta medida de mitigación del poder de mercado permite simplificar significativamente la tarea de evaluar el valor de mercado de los activos acogidos al mecanismo de CTC, al menos para la proporción afectada por estos contratos, dado que esta medida afecta precisamente a empresas que disponen de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987.

Por simplificar la explicación de la metodología que se debería aplicar en este caso, supóngase que las cantidades vinculadas al contrato virtual asociado a una empresa fuesen coincidentes en todo momento con la estimación de las cantidades que a futuro producirán sus instalaciones sujetas al mecanismo de CTC -ver la descripción de la cantidad a tener en cuenta en el caso de efectuar una estimación *ex ante*-. Si ése fuera el caso, una vez fijada la cantidad, el precio del contrato determinaría unívocamente la estimación de los ingresos a los que daría lugar la cartera de cada empresa.

Si el precio del contrato se diseñase coincidiendo con los costes que el regulador decidiese reconocer a estas instalaciones -i. e. los derivados de la extrapolación del MLE, incluyendo la estimación que se considerase oportuna del coste de extensión de vida, que debería diseñarse considerando los criterios descritos en al apartado 6.4.2, incluyendo entre otros conceptos la rentabilidad sobre la estimación de los costes que el regulador considere razonable que resulte de la gestión de las instalaciones-, podría suponerse que el margen de explotación de estas instalaciones, y por tanto el valor de mercado de las mismas en el futuro, sería nulo, por lo que las compensaciones pendientes serían estrictamente el valor de las inversiones estándar pendientes de recuperación calculadas siguiendo la metodología descrita anteriormente[294]. Esta cantidad, calculada en el momento en que se pone fin al

[294] Ilustremos esto último con un ejemplo simple. Supóngase que dentro de su cartera global, la cartera de instalaciones acogidas al mecanismo de CTC estuviera compuesta exclusivamente por una central nuclear y que, a resultas de la regla de control de la potencial posición dominante de algunos agentes, se hubiera decidido que la forma de reducir su excesiva cuota de generación fuese a través de un contrato virtual asociado a la producción futura estimada para su central nuclear.

periodo transitorio, momento en el que entra en vigencia el contrato, se podría laminar en el plazo que se considerase oportuno, incluyéndola como un cargo regulado en la tarifa de acceso o bien incrementando el precio del contrato por encima del nivel definido siguiendo los criterios de extrapolación adecuada de los costes estándar en la cantidad necesaria para terminar recuperándola a lo largo de la vida útil técnica estimada[295].

Los contratos virtuales presentan una ventaja práctica principal que les distingue de las anteriores opciones. Como se puede deducir de lo que se acaba de describir, no es necesario estimar en ningún momento el precio al cual las instalaciones resultarán remuneradas en el mercado. Los contratos virtuales de largo plazo[296] neutralizan el margen esperado de una parte de la generación, con lo que se reduce la incertidumbre asociada a la estimación administrativa del precio del mercado en el futuro.

El procedimiento seguido en este caso sería el siguiente. Se debería en primer lugar estimar las cantidades que en el futuro producirá la central. Así, se podría tomar como referencia la vida útil técnica residual que en ese momento tuviera autorizada y suponer por ejemplo una producción a plena carga -en base, i. e. suponiendo un perfil plano- con un factor medio de utilización de H horas/año. Si el precio del contrato se fijase en un valor acorde con el coste estimado de combustible y operación y mantenimiento más el margen que el regulador considerase oportuno establecer para mantener una rentabilidad razonable de la instalación, bastaría, a partir de ese momento, con reconocer a la empresa el derecho de cobro de la inversión estándar pendiente de recuperación.

[295] La empresa, obviamente respetando los protocolos de seguridad, aspecto que se discute en otra parte de este Libro Blanco, mantendría el incentivo a mejorar la disponibilidad de su central, dado que por las cantidades que produjese por encima de las determinadas por el contrato percibiría directamente el precio marginal del sistema.

[296] Contratos emanados de la necesidad de "apantallar" a una parte de la generación -si la decisión no ha sido forzar la venta de una u otra manera- mediante un contrato de largo plazo.

7

El mercado mayorista y el Mercado Ibérico de Electricidad

7 El mercado mayorista y el Mercado Ibérico de Electricidad

Como se planteaba en el apartado 2.1.5, en estos momentos las reformas que se propongan para el mercado mayorista de electricidad en España son ya, necesariamente, reformas que se enmarcan dentro del ámbito del Mercado Ibérico y que deben analizarse dentro de este contexto[297]. Este capítulo se concentra en primer lugar en los aspectos de diseño del mercado mayorista propiamente dicho, ya sea en el contexto español o en el contexto ibérico, -mercado a plazo, mercado diario, mercados de operación, liquidaciones, etc.- para, más adelante, dedicar los últimos apartados del capítulo a los aspectos específicos que surgen como consecuencia directa del proceso de integración de los mercados que supone el MIBEL, tales como la armonización regulatoria o los aspectos institucionales.

Además, como se comentaba en el apartado 2.1.5, existen algunos otros elementos que forman parte del diseño del mercado mayorista que, por su importancia, se abordan en un capítulo aparte; éste es el caso de los problemas relacionados con la red de transporte, que forman parte del capítulo 9, o del tratamiento de la garantía de potencia, que se ha discutido en el capítulo 4.

En cualquier caso, las reglas de detalle de funcionamiento del mercado mayorista son sin duda prolijas y no se pretende en este trabajo abordarlas en toda su amplitud. Este Libro Blanco se concentrará en señalar los aspectos más relevantes en los que es posible introducir mejoras en la regulación del mercado, sin entrar a discutir los detalles últimos de implantación de la normativa[298].

7.1 Contratación y mercado a plazo

El mercado a plazo en España -ver apartado 2.1.5- apenas existe o tiene un volumen muy poco significativo, en contraste con la gran mayoría de los mercados liberalizados de Europa y del mundo. Sin embargo, existe un consenso notable entre los agentes del sector sobre la conveniencia de tener disponibles herramientas para negociar la energía en plazos más amplios que el diario y sobre la necesidad de establecer las condiciones para que la contratación a plazo se desarrolle. De hecho, las medidas adoptadas como parte del desarrollo del MIBEL presuponen que dicho mercado a plazo va a ser un elemento relevante del mercado en el futuro.

En el análisis de los mercados a plazo conviene en general distinguir entre el papel que juega la demanda regulada -demanda a tarifa-, cuyas condiciones de compra están condicionadas por los criterios que se hayan adoptado para establecer dicha tarifa y cuya participación en el mercado a plazo está fundamentalmente relacionada con el cálculo que

---

[297] Por ejemplo, muchas de las medidas adoptadas en el Real Decreto Ley 5/2005 y en sus desarrollos, al tiempo que preparan la normativa para hacer posible la implantación del Mercado Ibérico, resuelven problemas propios del mercado mayorista español.

[298] Sólo por citar un ejemplo, no se han abordado aquí aspectos como los servicios complementarios de control de tensiones o reposición del servicio, aunque eso no significa que no sean relevantes o que no puedan ser también objeto de algún refinamiento en su regulación.

debe hacer el regulador del precio de la energía que se traspasa a la tarifa regulada, del papel que juega el resto de los agentes, que negocian en el mercado a plazo simplemente en función de sus necesidades económicas y de sus criterios de gestión del riesgo.

7.1.1 Agentes no regulados

Un criterio general que se acepta casi unánimemente en la experiencia internacional es la dificultad de crear mercados a plazo de forma artificial. Es decir, que el motor básico de la contratación en este ámbito sólo puede ser el interés de los agentes en realizar contratos de cobertura de largo plazo, y que esto no debe ser algo que se fuerce desde la regulación. El papel de las autoridades en este sentido debe ser el de eliminar obstáculos regulatorios que puedan dificultar el funcionamiento del mercado o su aparición, pero no el de crear reglas que de una u otra forma impongan la obligación de hacer uso del mercado a plazo. Serán los propios agentes, motivados por la voluntad de gestionar sus riesgos, los que voluntariamente decidan dar o no dar liquidez al mercado a plazo.

Garantía de potencia

En este sentido, el regulador debe concentrarse en eliminar los obstáculos regulatorios que puedan existir para el desarrollo de la contratación a plazo y, después, dejar que el mercado evolucione libremente y que sean los propios agentes compradores y vendedores los que den cuerpo al mercado. El principal elemento de la regulación que ha dificultado en la práctica la consolidación de este tipo de mercados a plazo es la discriminación que existe, a efectos del pago y el cobro de los cargos por garantía de suministro, entre la energía negociada mediante contratos bilaterales y la energía negociada a través del Operador del Mercado -ver apartado 2.1.5-. Es necesario que todos los generadores cobren garantía de potencia independientemente de cuál sea su forma de contratación y que todas las demandas realicen unos pagos por garantía de potencia que no dependan de cómo éstas hayan adquirido su energía.

El Real Decreto Ley 5/2005 (artículo 22.7.m) asigna al Operador del Sistema la responsabilidad de liquidar los pagos y cobros por garantía de suministro. Además, el desarrollo de esta normativa asegura que dichos pagos y cobros sólo dependen de las características de los generadores o consumidores, sin que sea relevante en qué mercado negocian su energía. Se independizan así los pagos por capacidad de las modalidades de contratación.

Los pagos a los generadores debieran estar basados en sus características técnicas y en su funcionamiento durante las horas de precios altos y los pagos de los consumidores debieran estar basados en su perfil de consumo, dando un peso grande al consumo durante las horas en las que la demanda total del sistema fue más alta -ver capítulo 5.3-. En ambos casos, es recomendable que se trate de un elemento vinculado a la tarifa de acceso -se trata de un cargo regulado, que se paga o se cobra independientemente de cómo se haya negociado la energía-, lo que ayudaría a ilustrar que se trata de un elemento del mercado que permanece constante para todas las modalidades de contratación.

Se eliminaría de esta forma el obstáculo que estos pagos han supuesto para el mercado a plazo.

Agentes que promueven la liquidez del mercado -market makers-

Por otra parte, volviendo a las condiciones que son necesarias para que el mercado a plazo funcione satisfactoriamente, la experiencia muestra la conveniencia de contar con algunos agentes que negocien frecuentemente en este mercado y que promuevan la liquidez del mismo -m*arket makers*-. En general, suele tratarse de los agentes de mayor tamaño del sistema, que deciden tomar un papel activo en el mercado y presentar ofertas en los diferentes horizontes de contratación. A pesar de que existe un consenso apreciable sobre este tipo de agentes, que se consideran prácticamente imprescindibles, parece claro que no debe ser la regulación quien se encargue de fomentar su aparición. Es el propio Operador del Mercado a plazo, a través de condiciones especiales en las tarifas que cobra por sus servicios, el que puede atraer a estos agentes y el que debe encargarse de fomentar la liquidez en su mercado. Es decir, se trata de un asunto interno entre el Operador del Mercado y sus clientes en el que la regulación no debe interferir. De nuevo, imponer obligaciones regulatorias destinadas a forzar la contratación a plazo no parece ser una buena forma de abordar el problema.

Medidas iniciales de salvaguarda: restricciones a la contratación

Finalmente, podría ser conveniente establecer ciertas reglas transitorias que limiten la capacidad de contratar de los agentes en un primer momento, hasta que el mercado a plazo se encuentre maduro, y evitar así algunas distorsiones que se podrían producir durante el transitorio de implantación.

La CNE[299] propone dos medidas de este tipo. Por una parte, propone reducir inicialmente la duración máxima de los contratos a dos años. El objetivo de esta propuesta es tratar de evitar que en los momentos iniciales se produzcan contratos de muy larga duración cuyo efecto práctico termine siendo el de retirar un cierto volumen de demanda del mercado. Una vez que el mercado a plazo esté consolidado y que todos los agentes comprendan bien su funcionamiento, este tipo de contratos podría no ser especialmente conflictivo, ya que es la demanda la que libremente decide comprometerse por un plazo largo por medio del contrato[300], pero en una primera etapa, mientras los consumidores adquieren experiencia acerca de cómo funciona el mercado, es prudente establecer ciertos límites para protegerles. Se recomienda utilizar esta restricción de dos años como duración máxima de los contratos a plazo durante un periodo inicial. Posteriormente, debería revisarse el funcionamiento del mercado a plazo para determinar si debe o no eliminarse esta condición.

Por otra parte, la CNE propone también limitar la cantidad de energía que un grupo empresarial verticalmente integrado -esto sólo se aplicaría a los operadores dominantes- puede negociar consigo mismo por medio de contratos bilaterales. Es decir, establecer un volumen mínimo de energía que dicho grupo debe adquirir a través del mercado

[299] "Modelo de organización del Mercado Ibérico de Electricidad", marzo 2002, documento conjunto de CNE y ERSE.

[300] Sujeto a los límites que, por motivos similares, impone la legislación europea de defensa de la competencia sobre la duración de todos los contratos realizados en un mercado liberalizado.

organizado, en concurrencia con los demás agentes. Esto se materializaría como una obligación, para las comercializadoras pertenecientes a operadores dominantes, de comprar al menos un 20% de su energía en el mercado organizado -*spot*-, para cada uno de los periodos de programación.

Esta medida intenta abordar el problema de la excesiva bilateralización del mercado, que puede reducir apreciablemente la liquidez del mercado *spot* y perjudicar a los agentes de menor tamaño. No obstante, es posible que algunas de las medidas que se van a proponer, para la demanda a tarifa en el siguiente subapartado, tengan un efecto similar de contrarrestar la bilateralización del mercado, de modo que hagan que no sea ya tan necesario imponer esta obligación sobre las comercializadoras libres. Por ello, se propone no establecer esta condición en un principio, suponiendo que las medidas adoptadas sobre la demanda a tarifa serán suficientes para asegurar la liquidez de los mercados de corto plazo, pero conservar esta limitación a la contratación intra-grupo como un potencial elemento de salvaguarda adicional, que puede comenzar a aplicarse si se detecta que el volumen de negocio de los mercados organizados de corto plazo es excesivamente bajo.

7.1.2 Demanda a tarifa

El panorama cambia en parte cuando se trata de discutir los efectos de la contratación a plazo sobre la demanda a tarifa. En este caso, el elemento relevante de la discusión no es el mercado a plazo en sí mismo, sino cómo traspasar y en qué medida los costes de estas compras al precio de la energía que se incorpora a la tarifa regulada.

Criterios generales

Hay dos criterios contrapuestos que deben tenerse en cuenta como parte de esta discusión:

- Por una parte, es conveniente que la tarifa regulada sea más o menos estable y que sea, en lo posible, conocida de antemano. Obviamente, existe la posibilidad de estimar cuál va a ser el precio de la energía para el próximo año, utilizar este valor para construir la tarifa, e incorporar en la tarifa del siguiente año los posibles desvíos entre la previsión y la realidad que se detecten *a posteriori*. El problema de este enfoque es que puede resultar difícil de manejar si los desvíos son grandes. Otra posibilidad consiste en contratar a plazo una parte apreciable de la demanda sujeta a tarifa y usar el precio del contrato a plazo como el precio de la energía que se incorpora a la tarifa, evitando así el riesgo asociado a las variaciones en el precio de corto plazo final. Esta segunda opción, en la que la volatilidad del precio *spot* es compensada mediante el contrato, cumple mucho mejor los requisitos de estabilidad que son interesantes en el precio de la energía que se traspasa a tarifa. Por este motivo, sería deseable que una gran parte de la demanda regulada se pudiera comprar a plazo.

- Por otra parte, como se mencionaba en el subapartado anterior, en general es siempre muy útil mantener un nivel razonable de liquidez en el mercado de corto plazo. En

algunos mercados -por ejemplo, en Holanda[301]- existe una cierta preocupación acerca de la posibilidad de que los agentes de mayor tamaño del sistema utilicen la decisión sobre en qué horizonte temporal realizar sus ventas como una variable estratégica para ejercer su poder de mercado.

En efecto, es posible que estos agentes tiendan a realizar la mayoría de sus operaciones en el mercado a plazo, evitando participar de forma relevante en el mercado spot -o no realizando apenas ofertas a precios razonables en este mercado-. De este modo, si un agente de menor tamaño que ha conseguido negociar un contrato de venta de energía de largo plazo sufre un desvío al llegar al corto plazo -por ejemplo, porque la demanda de su cliente aumenta-, no encuentra a nadie que le venda la energía que necesita para compensar sus desvíos a un precio razonable y debe pagar un precio muy alto por ellos. Los agentes grandes, sin embargo, pueden compensar este tipo de desvíos con otros generadores de su misma cartera, con costes razonables, de modo que la falta de liquidez en el corto plazo se termina convirtiendo en una forma de penalizar a los agentes pequeños.

Por ello, una reducción excesiva del volumen de negocio en este mercado spot podría terminar siendo un obstáculo a la competencia. Esto se resuelve en cierta medida consiguiendo unos precios razonables en los servicios complementarios, que limitan el coste de los desvíos, pero al mismo tiempo es un argumento a favor de mantener una parte suficientemente significativa de las compras de la demanda -y en este caso lo relevante son las compras de la demanda regulada- en el ámbito del mercado de corto plazo.

Existen, por tanto, argumentos a favor y en contra de contratar toda la demanda regulada mediante contratos de largo plazo. Una solución razonable consiste en mantener una solución de equilibrio y buscar que la demanda a tarifa se contrate, por ejemplo, un 60% en el mercado a plazo y un 40% en el mercado *spot*. En función del énfasis que se quiera poner sobre los dos argumentos anteriores se pueden modificar estos porcentajes en una u otra dirección.

Propuesta

La siguiente cuestión consiste en determinar qué significa exactamente contratar en el mercado a plazo. A diferencia del mercado diario, en los mercados a plazo la energía correspondiente a una determinada hora se puede contratar a lo largo de múltiples sesiones -frecuentemente, se trata de una casación continua en la que es posible vender o comprar energía para un cierto momento del futuro en cualquier instante, desde varios años hasta unos pocos días de antelación-. En ese caso, es preciso determinar cuál de todos esos precios de la energía es el que se traslada a la tarifa. Y, más aun, es conveniente establecer algún criterio para que el comercializador regulado decida en qué horizonte debe comprar.

---

[301] Ver, por ejemplo, el documento realizado por DTe, el regulador holandés, "*Development of Liquidity of the Dutch Electricity Market 2003 - 2004. Observations and Recommendations*", de marzo de 2004.

En este contexto, las preocupaciones sobre la contratación intra-grupo que se mencionaban en la última parte del apartado 7.1.1 cobran importancia. En efecto, las operaciones que tienen lugar entre un comercializador regulado y un generador de su mismo grupo empresarial no son simplemente un contrato entre los dos que no tiene efectos económicos para el resto de agentes del sistema, sino que es una transacción que se utiliza, en principio, para determinar la tarifa regulada, y por tanto que repercute en los pagos de los clientes a tarifa. En un contexto en el que la tarifa reconociese sin más todas las compras de energía que realizara el comercializador regulado, un contrato a un precio mayor implicaría directamente mayor beneficio para el generador y mayores pagos para la demanda. Es necesario controlar, de algún modo, qué compras realiza el comercializador regulado y cómo se transfieren éstas a la tarifa.

Una primera medida que podría parecer recomendable consiste en ignorar, a efectos del cálculo de la tarifa regulada, las compra-ventas que tengan lugar entre agentes del mismo grupo empresarial. Esto debe aplicarse, sin duda, a los contratos bilaterales, pero también a los contratos a plazo negociados en el contexto de un mercado organizado -especialmente cuando el mercado no es completamente maduro y no ha conseguido una gran liquidez en todas las horas-, ya la existencia de múltiples instantes de tiempo en los que negociar el contrato de futuro favorece que un agente verticalmente integrado pueda realizar transacciones intra-grupo a través del mercado.

No obstante, las ventajas de la integración vertical van más allá de la manipulación de la tarifa regulada. Para un generador, la posibilidad de contar con información sobre cómo va a realizar sus compras la demanda regulada -o una parte de ella- es una ventaja competitiva notable que le permite estimar los precios mejor que sus rivales. Es fácil imaginar que la demanda busque un instante de tiempo en el que el mercado a plazo tenga poca liquidez para realizar una compra a la que acudan mayoritariamente generadores de su grupo. Igualmente, cabe imaginar la posibilidad de emplear las compras de la demanda regulada para elevar los precios en ciertos instantes y favorecer así a la generación del grupo que está vendiendo en ese momento. En definitiva, es posible programar las compras de la demanda regulada de modo que maximicen los beneficios del grupo empresarial, lo que puede ser bastante diferente de programar dichas compras de modo que el coste de adquisición sea nulo.

Por supuesto, en un mercado perfecto, infinitamente líquido y con una gran cantidad de arbitradores, cualquier intento como los descritos anteriormente de utilizar el mercado a plazo para aumentar el poder de mercado sería compensado por una maniobra de los arbitradores tratando de capturar un posible beneficio. Sin embargo, en un mercado con algo menos de liquidez como parecen ser casi todos los mercados eléctricos en su etapa inicial, las posibilidades de manipulación existen, y son mayores si se cuenta con la posibilidad de decidir en qué horizonte compra la demanda regulada -o una parte de ella-.

Por ello, se ha optado aquí por recomendar un enfoque prudente. Se propone que se establezcan de antemano una serie de sesiones del mercado a plazo en las que la demanda regulada debe ir a comprar su energía. Al ser públicas y conocidas, todos los generadores interesados pueden acudir a ese mercado y se garantiza el mejor nivel posible de concurrencia, que una forma de reducir las posibilidades de manipular el precio. De este

modo, la demanda regulada no tiene ningún grado de libertad a la hora de gestionar sus compras: se determina administrativamente cuándo debe adquirir su energía, y se le reconoce de forma directa el coste en el que incurra; es decir, el precio que resulte de esos mercados de referencia.

Más concretamente, el proceso funcionaría de la siguiente forma.

- Cada comercializador regulado es responsable de una cierta demanda a tarifa.
- Es posible que se hayan implantado algunos procedimientos propuestos en los capítulos 3 y 6, que impliquen la existencia de contratos de largo plazo, cuya contraparte sería típicamente la tarifa de acceso -es decir, la tarifa de todos los consumidores-.
- Entonces, por la parte de la demanda de cada comercializador regulado que no esté cubierta por estos contratos realizados en el contexto del control del poder de mercado, el comercializador tiene la obligación de comprar el 60% de la misma en el mercado a plazo y el 40% en el mercado *spot*.
- Dicho 60% se divide, por ejemplo, en cuatro bloques del 15% cada uno, que corresponden a cuatro compras diferentes con frecuencia trimestral.
- El regulador establece una determinada sesión del mercado a plazo, una vez al trimestre, en la que el comercializador regulado debe comprar el 15% de su demanda no cubierta por medio de un contrato a plazo con una duración de un año. Es decir, se van vendiendo *franjas* de demanda con una duración de un año y un volumen aproximado del 15%.
- La tarifa reconoce directamente los costes incurridos en estas compras.

Este tipo de enfoque haría innecesaria la solución de eliminar las compras intra-grupo del cálculo del precio, ya que la propia concurrencia del proceso de compra resuelve ese problema.

Hay que tener en cuenta que los volúmenes de energía a adquirir se basan en las previsiones de la demanda hechas por los comercializadores a tarifa. Existe la posibilidad de que dichas previsiones se empleen para eludir o manipular la obligación de acudir al mercado a plazo -típicamente, equivocándose sistemáticamente a la baja en las previsiones si es que no se quiere comprar esta demanda en el mercado a plazo-. Una posibilidad de solución consiste en que la previsión de la demanda regulada la realice el Operador del Sistema, pero no parece un enfoque demasiado atractivo. Una solución alternativa consiste en introducir algún tipo de penalización ligera sobre las previsiones de demanda. Aquí se propone utilizar este segundo enfoque. Utilizando valores numéricos que son simplemente orientativos, la propuesta podría ser algo como:

- Al llegar el tiempo real, se comprueban *a posteriori* los errores entre la demanda estimada -de acuerdo con las compras realizadas en los mercado a plazo- y la demanda real.

- Para errores inferiores al 2%, se reconoce en los precios del año siguiente una bonificación respecto a lo que resulte en el mercado a plazo de un x%.
- Para errores superiores al 5%, se aplicará en los precios del año siguiente una deducción respecto a lo que resulte en el mercado a plazo de un y%.

Concentración de las operaciones en el mercado a plazo

Una de las características, quizás problemática, de este enfoque es que, aunque genera un volumen de negocio notable en el mercado a plazo, lo concentra todo en unas pocas sesiones. Esto va de alguna forma en contra de la filosofía más común de los mercados a plazo, donde la cotización es continua, y de alguna forma tiende a distorsionar la naturaleza del mercado. Más aún, es posible que otros agentes no regulados aprovechen los mercados que se establecen en esas fechas predeterminadas asociadas a la demanda regulada, y la liquidez que se genera alrededor de ésta, para realizar sus operaciones, aumentando todavía más la concentración del mercado en unas pocas fechas.

De todos modos, el papel de la demanda regulada no es el de facilitar la liquidez del mercado a plazo, sino simplemente el de adquirir de la mejor forma posible la energía asociada a estos consumidores[302]. El volumen de negocio del resto de las sesiones del mercado a plazo dependerá en buena medida del resto de los agentes, que decidirán voluntariamente si negocian o no en ese ámbito. Al proponer esta solución no se está ayudando especialmente al mercado a plazo -salvo por el hecho muy relevante de que se le asegura un volumen apreciable de energía negociada, con sus correspondientes cuotas-, pero tampoco se le están poniendo trabas para que se desarrolle. Será la libre iniciativa de los agentes la que creará o no liquidez en este mercado.

Incentivos para comprar óptimamente

Otra característica del enfoque propuesto que puede resultar controvertida es que los comercializadores regulados no tienen capacidad de gestionar sus compras. Es decir, deben comprar obligatoriamente en los mercados que han sido designados para ello. Eso impide que los agentes detecten oportunidades de comprar la energía de forma más barata de lo que resultaría de acuerdo con los criterios fijados por el regulador y puedan obtener ventaja de ello. De hecho, impide que los agentes optimicen sus decisiones acerca de en qué mercado comprar su energía y no da incentivos para que la demanda de los consumidores a tarifa sea adquirida de la forma más barata posible. El criterio que se ha adoptado, limitando las decisiones que pueden tomar los comercializadores regulados para evitar los problemas de la integración vertical, tiene como contrapartida este efecto. No obstante, esto se justifica si se considera que los problemas asociados a la manipulación del mercado son más graves que esta falta de incentivos. En efecto, si las compras de la comercializadora regulada se utilizan con criterios de maximizar el beneficio total del grupo empresarial verticalmente

[302] Se han propuesto otras soluciones, como por ejemplo utilizar como precio de referencia la media aritmética de todas las sesiones del mercado de futuros, que sí tienden a fomentar que todos los comercializadores regulados participen activamente en las actividades de *trading*, pero seguramente ese no debe ser el objetivo de la tarifa regulada.

integrado, es muy probable que los precios para los consumidores sean mucho más altos. En general, si el mercado es razonablemente eficiente, los ahorros asociados a la optimización de las compras son relativamente pequeños, mientras que los costes asociados a la manipulación pueden ser más altos.

En cualquier caso, cuando en el futuro el regulador observe que el mercado a plazo ya está suficientemente maduro y que tiene un volumen de liquidez muy notable, de modo que los efectos de la integración vertical dejan de ser un problema porque son compensados por la acción de los arbitradores, podría estar interesado en plantear un diseño de la tarifa que incentivara a los comercializadores regulados a comprar óptimamente.

Una idea interesante en este sentido es que no se traspase íntegramente el precio de adquisición de la energía de cada comercializador a su tarifa por defecto, sino un valor promedio que se define más adelante, y permitir que cada comercializador a tarifa decida libremente en qué combinación de mercados comprar la energía que demandan sus clientes. El motivo es doble. Por un lado es una buena práctica regulatoria el crear incentivos para que los comercializadores, incluso aquellos que venden a la tarifa regulada por defecto, adquieran la energía al precio más bajo posible. Por otro lado en la regulación española existe el condicionante de que la tarifa por defecto es única para todos los consumidores de un mismo tipo, con independencia de cuál sea su comercializador por defecto.

Una expresión bastante general de un mecanismo incentivador de la eficiencia para el traspaso del precio de la energía a la tarifa es la siguiente:

Precio de energía reconocido a un comercializador en su tarifa por defecto en la hora t =
= alfa x precio medio de adquisición de energía por el comercializador en la hora t +
+ (1 - alfa) x precio medio de adquisición de energía en el mercado para su venta a tarifa por defecto en la hora t

donde el parámetro alfa, que ha de estar comprendido entre cero y uno, pondera el riesgo para el comercializador: riesgo -e incentivo- nulo si alfa es uno y riesgo -e incentivo- máximo si alfa es cero.

Nótese que para que la tarifa por defecto sea única no es obligatorio que alfa sea cero. Puede determinarse la tarifa única por defecto a partir del precio medio de adquisición de energía en el mercado organizado para los consumos a tarifa única y, simultáneamente, aplicar la expresión anterior para determinar el coste de adquisición que se reconocería a cada comercializador en el proceso de liquidación, como si su tarifa por defecto, en vez de ser la tarifa única, se hubiese determinado con el precio de energía a él reconocido.

Ha de tenerse en cuenta que en la determinación del precio de la energía adquirida por un comercializador cualquiera se han de tomar en cuenta los costes de adquisición en cada uno de los mercados organizados en los que intervenga, ya sean de largo o de corto plazo. Por consiguiente, el incentivo a comprar la energía al precio más bajo posible es ahora, con el procedimiento propuesto, mucho mayor que con la normativa vigente actualmente en España, en donde el promedio se realiza solamente sobre las transacciones en el mercado

de corto plazo. En efecto, la dispersión de precios entre los mercados de corto y de largo plazo sería en general mucho mayor, lo que incrementa el riesgo y el incentivo.

Otra alternativa, empleando una filosofía similar, para ello consiste en conservar el esquema anterior y los coeficientes alfa y (1-alfa), pero reemplazar el precio medio de adquisición de todas las comercializadoras reguladas por el precio de un mercado -o combinación de mercados- de referencia determinados por el regulador. Se puede utilizar para ello la combinación de mercados de referencia que se discutía en la propuesta anterior -el mercado diario y las cuatro sesiones de referencia del mercado a plazo, una por trimestre-, o cualquier otro índice de precios que se considere representativo -por ejemplo, sólo el mercado diario, o la media del valor del futuro, etc.-. Esta alternativa tiene la ventaja, en comparación con la solución de traspasar el precio medio de todos los comercializadores, de que es más robusta frente a posibles situaciones de colusión tácita en el mercado. Por el contrario, si el mercado de referencia que determina el regulador está muy alejado de la forma óptima de adquirir la energía, el precio que en esta variante se traspase a los clientes finales será más alto que el que hubiera calculado el método de los precios medios.

De todas formas, este Libro Blanco no propone usar, en una primera etapa, este tipo de enfoques, sino la solución en la que el grado de libertad de los comercializadores regulados para hacer sus compras es prácticamente nulo, para reducir el potencial de manipulación del mercado. Sólo si se percibe que la liquidez del mercado a plazo es muy alta y que existe un nivel de actividad tal que hace que se aprovechen la gran mayoría de las oportunidades de arbitraje, entonces sería razonable plantear un modelo de incentivos como el que se acaba de describir.

7.2 Mercados diario e intradiarios

7.2.1 Mercado diario

El funcionamiento de las reglas de la casación del mercado diario ha sido razonablemente satisfactorio en estos años y no parece que sea necesario realizar grandes cambios en ellas.

El cambio más evidente que se propone es el de eliminar la necesidad de asociar las ofertas a una unidad física de producción. Esta condición, muy razonable como cautela durante el periodo de arranque del mercado, ya no es necesaria hoy día, cuando los agentes han madurado y asimilado completamente el funcionamiento de la casación.

Además, en un contexto en el que exista un mercado a plazo con un volumen significativo de contratación, las unidades de venta ya no corresponden necesariamente a generadores físicos, sino que también es posible vender una energía que previamente se ha comprado mediante un contrato a plazo. Bajo estas condiciones, el concepto de unidad de oferta asociado a un generador deja de tener el sentido que ha tenido hasta ahora y parece aconsejable relajar esta condición y dejar que las empresas presenten ofertas para toda su cartera de grupos, y posteriormente indiquen -nominen- cuáles de sus generadores van a producir la energía comprometida.

Otra modificación sencilla que resulta muy conveniente, una vez que se desarrolla el mercado a plazo, es permitir que las ofertas de demanda también marquen el precio del

sistema (como se proponía en el capítulo 4). En efecto, el precio de la casación debe estar marcado por el punto de corte entre las curvas de oferta y demanda y no existen motivos de peso -salvo una voluntad excesiva de proteger a los consumidores en las etapas iniciales del mercado- para que si resulta ser una oferta de demanda la oferta marginal ésta no determine el precio del mercado. Esto distorsiona el equilibrio competitivo del mercado -por ejemplo, podría ocurrir que algunas demandas no aceptadas tengan un precio de oferta superior al del mercado y el precio no permita explicar por qué no han sido casadas-. Cuando los agentes compradores no son únicamente los consumidores, sino cualquier agente que vendió en el mercado a plazo y busca deshacer parcialmente su posición, este problema pasa a ser mucho más relevante y requiere ser corregido. Esta situación se ha venido dando de forma relevante en los mercados intradiarios, donde el número de agentes compradores con precios no muy elevados es grande, y la experiencia muestra la necesidad de permitir que se empleen también las ofertas de la demanda para computar el precio del mercado.

Respecto a las reglas de ingresos mínimos y de rampas, que hacen que la casación del mercado diario no sea completamente simple, se ha planteado la posibilidad de suprimirlas buscando hacer el diseño del mercado más similar al de otros mercados europeos y con el argumento de que los agentes podrían ofertar sin dificultad aunque estas condiciones complejas no existieran. No obstante, el grado de integración del mercado español con otros mercados europeos -concretamente, con el mercado francés y, a través suyo, con el resto de Europa- no es tan alto como para que sea necesaria una total convergencia en este sentido. Es posible lograr un nivel de coordinación elevado sin tener que adoptar las mismas reglas de casación. Por otra parte, a pesar de que muchos de los grandes agentes del sistema no necesitan ya de estas ofertas complejas, su existencia tampoco supone un trastorno para ellos, y es posible que alguno de los nuevos entrantes -dado su pequeño tamaño, que hace que sea más costoso corregir la posición resultante del mercado diario utilizando los siguientes mercados intradiarios, ya que no es posible utilizar el resto de los grupos de la cartera para compensar- sí pueda beneficiarse de reglas como la de rampas o la de ingresos mínimos. En definitiva, estas condiciones complejas en la oferta no suponen especial problema en el mercado y se propone no modificarlas, al menos hasta ver qué uso hacen de ellas los nuevos entrantes.

7.2.2 Mercados intradiarios

Como se discutía en el apartado 2.1.5, los mercados intradiarios son una anomalía dentro del contexto europeo, donde esta función la realiza un mercado de desvíos -*balancing market*- que se lleva a cabo más próximo al tiempo real. No obstante, al igual que sucedía con la casación del mercado diario, su funcionamiento ha sido razonablemente satisfactorio hasta hoy y no parece que en este momento sea necesario armonizar los formatos de los mercados para comerciar eficientemente con el resto de Europa. Por tanto, por mantener la continuidad del diseño, se estima que lo más adecuado es mantenerlos en su formato actual.

En este punto, al existir varios mercados intradiarios, se plantea a pequeña escala un problema similar al que se planteaba en el mercado a plazo sobre los incentivos para comprar óptimamente. En este caso, la normativa actual establece que todos los comercializadores regulados recibirán un precio igual a la media de los costes de compra

de todos ellos, de modo que los más ineficientes serán perjudicados y los más eficientes recibirán un premio[303]. De hecho, esta solución se aplica no sólo a las compras en los mercados intradiarios, sino a todos los costes de operación de los comercializadores regulados -desvíos, etc.-. El mecanismo parece razonable y, en principio, no hay motivos para modificarlo.

Ahora bien, hay que señalar que esto no implica un incentivo para comprar la energía preferentemente en el mercado diario, salvo por el hecho de que se presupone que los precios se irán haciendo más caros a medida que el mercado se acerque al tiempo real y que, por tanto, el mercado diario será más barato que cualquiera de los intradiarios. Si se percibe que esto puede ser un problema, la solución más directa consiste en penalizar de alguna forma leve las compras en los mercados intradiarios. Por ejemplo, se puede argumentar que la demanda que compra en el intradiario es responsable de una parte proporcionalmente mayor de los costes de la reserva secundaria del sistema, en la medida en que el Operador del Sistema tiende a programar más reservas ante la incertidumbre de percibir que la demanda casada en el mercado diario es inferior a la prevista por él. Este tipo de medidas pueden implantarse de forma sencilla dentro de los cambios que se proponen en el sistema de liquidaciones -ver apartado 7.5- y suponen una mejora en la norma.

7.3 Mercados de operación

Los mercados de operación, que gestiona el Operador del Sistema, son una pieza clave en el engranaje del mercado, en la medida en que hacen posible el funcionamiento en tiempo real del sistema y porque constituyen la última instancia en la que un agente puede acudir a cubrir sus posibles desvíos. En su tratamiento, hay dos preocupaciones fundamentales -ver apartado 2.1.5- que orientan las propuestas que se van a realizar aquí:

- Por una parte, los mercados de servicios complementarios deben funcionar correctamente, y es preciso corregir los posibles abusos de posición de dominio donde existan, siguiendo el criterio general de hacer que el precio del mercado -y el precio de los servicios complementarios es una componente del mismo, aunque relativamente pequeña- sea creíble.

- Por otra parte, es importante que el precio de los servicios del sistema sea razonable. Como se discutía en la primera parte del apartado 7.1.2, es posible que los agentes dominantes intenten penalizar a los nuevos entrantes a través de precios altos en los mercados de corto plazo, de modo que cualquier desvío entre su producción y sus contratos resulte en un coste muy alto. Desde este punto de vista, los mercados de operación resultan ser el último mercado al que se puede acudir para cubrir esos desvíos y es relevante que tengan un precio lógicamente alto, porque se trata de una energía más

[303] Esto ha estado distorsionado por la existencia de algunos costes -fundamentalmente los de restricciones- que se asignaban de forma discriminatoria, beneficiando a los agentes que compraban su energía en el mercado intradiario. El Real Decreto 2351/2004 ha resuelto ya este problema.

costosa que la producción del mercado diario, pero no prohibitiva, de modo que no se convierta en una barrera de entrada.

7.3.1 Reserva primaria

La reserva primaria es un servicio fundamental para mantener la integridad del sistema. Por ese motivo, su actual condición de requisito técnico necesario para tener el acceso a la red parece la mejor alternativa para su tratamiento[304]. No parece necesario introducir competencia en su gestión, ni asociarle pagos específicos, en la medida en que es considerado un prerrequisito para poder conectarse al sistema.

Sin embargo, debe reforzarse la labor de inspección del Operador del Sistema y de la CNE a este respecto, asegurándose que todos los equipos instalan y regulan adecuadamente los equipos asociados a la reserva primaria. Sería conveniente realizar un plan de revisión por parte del regulador de estos aspectos, sancionando si es preciso a las centrales que lo incumplan, hasta hacer que todos los generadores implicados presten con normalidad este servicio.

7.3.2 Reserva secundaria

Asignación de la reserva

Como se ha descrito en el apartado 2.1.5, la regulación secundaria es un servicio complementario donde los generadores hidráulicos con capacidad de regulación -Iberdrola es propietaria de una parte notable de este tipo de tecnología- tienen una importante cuota de mercado, que les hace prácticamente imprescindibles para que el servicio pueda prestarse. Por lo tanto, en el momento en que el Operador del Sistema realiza la subasta para adquirir la capacidad de regulación necesaria, se está enfrentando a un mercado en el que existe una apreciable posición de dominio por parte de estos grupos, que puede dar lugar a una distorsión de los precios al alza.

En estas condiciones el mercado no está realizando una asignación eficiente de los recursos. Una posible solución podría consistir en modificar las condiciones técnicas que impone el Operador del Sistema a la reserva secundaria, relajándolas, de modo que hubiera más generadores en el sistema capaces de proporcionar este servicio y se redujera así la cuota de mercado de la tecnología hidráulica. En concreto, en estos momentos se establece un tiempo de respuesta equivalente a una respuesta lineal con una constante de tiempo de 100 s. Los requisitos de la UCTE hablan de un rango entre 50 s y 200 s, de modo que existiría todavía algún margen para ampliar dicha constante de tiempo.

---

[304] Con la salvedad de las centrales de pequeño tamaño -mini-hidráulica, eólica-, en cuyo caso no es tan obvio que se puedan cumplir los requisitos de la reserva primaria y para las que quizás pudiera estudiarse la conveniencia de establecer alguna normativa menos estricta. En general, conviene tener en cuenta, al menos en una primera etapa, las características técnicas de los equipos ya instalados en el sistema -por ejemplo, el valor de la banda muerta- al fijar los requisitos técnicos para este tipo de reserva, con el fin de evitar situaciones en las que una interpretación muy rigurosa de la norma internacional pudiera ser más estricta que las prestaciones típicas de los fabricantes.

Sin embargo, en estos momentos ya se están produciendo algunas dificultades originadas por las distintas velocidades de respuesta de las diferentes tecnologías. El aumento de la constante de tiempo requerida para este servicio provocaría la coexistencia de unidades todavía más dispares, y daría lugar a que este tipo de problemas fueran más frecuentes. Esto parece desaconsejar por sí mismo la idea de relajar la constante de tiempo. De hecho, cabría pensar si no tiene sentido hacer más estricto este requisito para intentar homogeneizar la respuesta de las distintas máquinas a este servicio.

De forma más general, dentro de la revisión del mecanismo de implantación del propio servicio de reserva secundaria -la llamada Regulación Compartida Peninsular- que se discute en el siguiente subapartado sería interesante, incluso aunque no se modifique esta constante de tiempo, estudiar el problema de cómo tratar las diferentes velocidades de respuesta de la reserva.

Por otra parte, una modificación de las normas orientada a relajar la constante de tiempo que se exige a la reserva secundaria supone, sin duda, hacer el sistema un poco menos seguro, y requeriría de la conformidad del Operador del Sistema. En este sentido, los incentivos para que REE optimice los costes de operación -ver capítulo 9- podrían servir de marco a una acción de este tipo. El Operador del Sistema podría aumentar esta constante de tiempo para intentar reducir sus costes de adquisición de reservas y así capturar una parte de los incentivos económicos que el regulador le ofrece.

Sin embargo, es probable que este tipo de medidas no fuesen suficientes para controlar el poder de mercado que existe en el mecanismo de adquisición de reserva secundaria y limitar los posibles abusos. Por este motivo, se recomienda evitar los problemas asociados a este cambio y, en su lugar, adoptar otro procedimiento de adquisición de la reserva basado en contratos de largo plazo realizados entre el Operador del Sistema y los generadores capaces de proporcionar el servicio.

De forma anual -o en plazos más largos, si se estimase oportuno-, el Operador del Sistema firmará contratos para proveer una cierta banda de reserva secundaria con los generadores que puedan dar este servicio. El objetivo fundamental de que el contrato tenga una duración mayor es facilitar el proceso de supervisión: en lugar de estar discutiendo los precios de las ofertas que se hacen día a día, el regulador puede concentrar todos sus esfuerzos en un único precio anual, donde además los posibles abusos pueden hacerse más evidentes. Se trataría, entonces, de un proceso de contratación fuertemente supervisado por el regulador, que se encargaría de investigar para que no se produjeran grandes abusos en el precio que soliciten los generadores para dar este servicio. En realidad, resulta un proceso casi regulado, donde tan importante es la negociación con el Operador del Sistema como el control del regulador sobre el precio del contrato.

El contrato comprometería a la empresa generadora a proporcionar la potencia de banda pactada, al precio fijado en el contrato, siempre que el Operador del Sistema se lo requiera en el momento de casar el mercado de secundaria para el resto de los generadores. Asimismo, el contrato incluiría condiciones de penalización para el caso de incumplimiento. Además, los contratos podrían establecer cláusulas asociadas a mantenimientos, indisponibilidades, etc., que reflejen la operativa del grupo. No obstante, si

es posible, sería preferible que estos contratos se asignen al conjunto de la empresa, de modo que ésta pueda hacer una gestión interna de su cartera y no sea necesario incluir cláusulas específicas para hacer frente a este tipo de contingencias.

Control de la respuesta de la reserva

El actual sistema de áreas de regulación está favoreciendo a las empresas de mayor tamaño de forma injustificada, sin fomentar que el servicio se preste efectivamente de la mejor forma posible.

Siguiendo las sugerencias de la CNE[305], se propone modificar el modo en que se evalúa el cumplimiento por parte de un generador de sus obligaciones de reserva secundaria. Debe establecerse un procedimiento de medida que muestre la respuesta de cada uno de los generadores a las señales de control secundario, y permita comprobar individualmente si los diferentes generadores que han vendido banda de secundaria al Operador del Sistema están efectivamente cumpliendo con su obligación. La idea, equivalente en la práctica a utilizar un área de regulación única para todo el sistema, permite no pagar a ningún grupo que no esté dando el servicio y hace que deje de existir la ventaja que hasta ahora disfrutaban las empresas mayores.

El reparto de los costes asociados a la reserva secundaria dejaría de este modo de estar asociado a las áreas de regulación, para repartirse entre todos los usuarios del servicio -ver más detalles en el apartado 7.5-.

Además, como se mencionada en el subapartado anterior, también es interesante analizar cómo incorporar al modelo el efecto de la heterogeneidad en la velocidad de respuesta de cada uno de los grupos. En general, esta revisión debería intentar primar los beneficios extra que aporta al sistema una respuesta más rápida y bonificar de algún modo a los grupos hidráulicos con menor tiempo de respuesta. Una medida adicional en este sentido es la de supervisar de forma rigurosa el cumplimiento de los requisitos técnicos en este sentido, y penalizar de forma significativa a los generadores que no aporten la regulación secundaria comprometida.

7.3.3 Reserva terciaria

El mercado de reserva terciaria no presenta problemas de concentración tan acusados como los que existen en el de reserva secundaria. Por tanto, no sería necesaria en este caso la estricta supervisión propuesta para la reserva secundaria, y el diseño actual del mercado podría funcionar sin necesidad de plantear modificaciones.

Al mismo tiempo, se podría analizar la conveniencia de abrir la posibilidad de que esta reserva terciaria también pudiera ser comprada a plazo por parte del Operador del Sistema, análogamente a lo que se ha propuesto con la reserva secundaria, permitiendo mayor libertad de acción al Operador del Sistema en la provisión de estos servicios. De hecho, esto

[305] "Informe sobre la propuesta de modificación de las reglas de funcionamientos del mercado de producción de energía eléctrica", CNE, septiembre 2003.

se enmarcaría en el proceso general orientado a reducir los costes de operación que se puede derivar de los incentivos al Operador del Sistema que se describen en el capítulo 9. No obstante, el hecho de que no existan pagos fijos a la reserva terciaria y que sólo se pague la energía que realmente se utiliza, hace más complicado comprar este tipo de reserva en el largo plazo, al menos sin cambiar el paradigma actual de que en la reserva terciaria sólo se paga el uso. En países como Noruega, Suecia u Holanda, el Operador del Sistema compra reservas de operación, análogas a una reserva terciaria, en el largo plazo. En el caso noruego, por ejemplo, el Operador del Sistema paga por anticipado esa energía, independientemente de si la va a necesitar durante la operación o no, y tiene derecho a despacharla cuando la necesite. De algún modo, la energía de reserva comprada por este procedimiento recibe un pago fijo por estar disponible, que no depende de qué cantidad de esa energía es requerida finalmente, sino de cuánta estaba disponible para el Operador del Sistema. Se podría diseñar algún esquema para poner en marcha una compra de reserva terciaria en el largo plazo[306], pero no resulta nada evidente determinar si las ventajas de la adquisición de la reserva en el largo plazo justifican la complejidad de diseñar un nuevo procedimiento. En principio, se sugiere no modificar el mecanismo del mercado de terciaria actual, y únicamente plantearse el hacer si el Operador del Sistema identifica alguna ventaja sustancial asociada a las compras en el largo plazo.

No obstante, la obligación de presentar ofertas en este mercado no debería aplicarse a todos los generadores del sistema, sino únicamente a los que son capaces de responder técnicamente en los tiempos requeridos. Es decir, a los grupos cuya inercia les permite reaccionar en menos de quince minutos. Para el resto de los grupos, no tiene sentido obligarles a presentar ofertas para un servicio que no pueden realizar por sus propias condiciones técnicas.

Sin embargo, es razonable que el Operador del Mercado quiera tener ofertas de todos los generadores disponibles, para poder darles instrucciones en caso de emergencia y tener una base económica y regulatoria para articular este proceso. En ese caso, quizás sería recomendable crear un nuevo tipo de reserva más lenta -cuaternaria- con un tiempo de respuesta de, por ejemplo, dos horas, a la que se pudieran acoger todos los generadores sin tener que exigirles por encima de sus características de funcionamiento -ignorando para estos efectos a las centrales nucleares-.

Los incentivos a producir durante los instantes críticos asociados al mecanismo de garantía de potencia podrían también jugar un papel relevante en mantener a todos los grupos disponibles para funcionar en caso de emergencia. Esto sugiere que la figura de la reserva cuaternaria pudiera no ser necesaria en un primer momento. No obstante, queda como mecanismo de seguridad, que podría implantarse cuando el Operador del Sistema detectase

[306] Por ejemplo, el Operador del Sistema solicita ofertas de terciaria con un año de antelación y se queda con una parte de la curva de ofertas que le remiten los agentes. Al llegar el corto plazo, las ofertas de esta curva de largo plazo -hasta completar un cierto volumen predeterminado, que corresponde a la energía que se quiere comprar en el largo plazo- tienen prioridad sobre las ofertas de terciaria realizadas en plazos más cortos. Los agentes ganan esa cierta prioridad al ofertar antes del corto plazo, y el Operador del Sistema gana una cierta estabilidad sobre el precio de la terciaria.

problemas a la hora de conseguir que las diferentes centrales disponibles reaccionaran a sus peticiones.

7.3.4 El papel del bombeo

El bombeo juega un papel peculiar en la operación del sistema. Por una parte, se trata de una reserva casi instantánea que proporciona una gran seguridad al sistema[307]. Por otra parte, durante la mayoría del año -al menos antes de 2005- las diferencias de precios entre el valle y la punta no justifican económicamente el bombeo, de modo que se puede decir que es una energía cara. El Operador del Sistema tiende a buscar que los vasos de las centrales de bombeo estén llenos, para tenerlas disponibles en caso de que se produzca un fallo en el sistema, y aprovechar así su buena capacidad de respuesta. No obstante, como se ha descrito en el apartado 2.1.5, en el pasado ha tenido algunos problemas para controlar el funcionamiento de las centrales de bombeo y conseguir que se ajuste a sus requisitos de seguridad.

Se ha propuesto que dichas centrales de bombeo sean controladas directamente por el Operador del Sistema, para evitar así los problemas actuales. Sin embargo, la opinión de este Libro Blanco -ver apartado 4.4- es que es preferible no tener que recurrir a estos extremos, sino mantener la operación de las centrales en manos de sus propietarios y la influencia del Operador del Sistema enmarcada dentro de la compra de los servicios complementarios.

De este modo, se propone crear un nuevo servicio complementario, diseñado específicamente para adaptarse a los requisitos que el Operador del Sistema quiere de las centrales de bombeo. Se trata de un mecanismo por el que REE compra, en principio con dos días de antelación, un cierto volumen de energía que deberá estar disponible para reaccionar de forma rápida en una cierta hora de dentro de dos días -el Operador del Sistema podrá modular los requisitos de esta reserva a lo largo de las diferentes horas del día-. La central de bombeo deberá gestionar sus compras de energía para poder llenar adecuadamente el vaso antes de que llegue la hora u horas en la que el compromiso se hace efectivo. De este modo, es responsabilidad de la central de bombeo mantener la central preparada para proporcionar el servicio, y él decidirá en qué condiciones y bajo qué mercados compra la energía necesaria para llenar el vaso. Además, el mecanismo debe incluir un procedimiento de verificación, de modo que si el embalse no cuenta con el volumen suficiente en el momento de cumplir con la obligación la central resulte penalizada.

De todas formas, teniendo en cuenta que el número de centrales de bombeo es relativamente escaso y que, además, la necesidad de utilizarlas suele corresponderse con criterios de ubicación en la red de transporte, parece necesario controlar de alguna forma el

[307] Un volumen mayor de reserva instantánea podría permitir, por ejemplo, relajar la actual restricción que limita la potencia inyectada a la red desde un único nudo. Esta restricción busca que el impacto en potencia de la pérdida de un nudo no supere a la potencia que puede importarse como apoyo desde Francia. La reserva instantánea serviría para dar un apoyo suplementario en ese caso.

poder de mercado que pudiera aparecer en este servicio. La opción de las compras en contratos de largo plazo, propuesta anteriormente, es menos obvia de emplear aquí, puesto que eso implicaría que la central de bombeo debe predecir sus precios de compra de la energía. Una alternativa sería adoptar una supervisión muy intensa por parte del regulador de estas ofertas, quizás estableciendo unos precios de referencia basados en los precios de adquisición de la energía en el mercado diario e inspeccionando todas las ofertas que superen esos valores.

En principio, en este mecanismo podrían participar todos los grupos hidráulicos capaces de dar este tipo de respuesta rápida. En realidad, los requisitos de las máquinas y el procedimiento de adquisición de la reserva es relativamente similar al de la reserva secundaria -salvo por que en este nuevo procedimiento la antelación es un poco mayor, para permitir a la central llenar el vaso comprando energía en el mercado diario; y porque se le asocia aquí un procedimiento de verificación del volumen embalsado-. No obstante, siguiendo un criterio de prudencia, es aconsejable mantener este mercado, al menos inicialmente, como un servicio específico en el que únicamente pueden participar las centrales de bombeo.

7.4 Restricciones

Procedimiento de gestión de restricciones

Las restricciones de la red de transporte y, más concretamente, el proceso para resolverlas ha pasado de ser una preocupación menor en el inicio del sistema a convertirse en un problema notable en los últimos años. Afortunadamente, el Real Decreto 2351/2004 ha reformado de manera apreciable el mecanismo, solucionando los defectos más importantes que se habían detectado en las anteriores reglas de operación. No entraremos en este apartado a discutir en detalle estos problemas, considerando que ya han sido solucionados satisfactoriamente, sino que nos limitaremos a concentrarnos en los dos o tres aspectos, ajenos al núcleo central de este Real Decreto, que todavía admiten algunas mejoras.

Transparencia del Operador del Sistema

Un primer problema asociado a restricciones, que se menciona en el apartado 4.4, es la oscuridad del procedimiento que detecta y resuelve dichas restricciones. Debe exigirse al Operador del Sistema que el mecanismo de restricciones no se convierta en un agente más del mercado, y que que facilite en lo posible el análisis del mecanismo a los agentes, de modo que sus decisiones sean previsibles y comprensibles para los afectados. Igualmente, es importante dotar al Operador del Sistema de todas las herramientas regulatorias específicas que necesite, en forma de nuevos servicios complementarios cuando haga falta, para evitar que utilice el mecanismo de restricciones por motivos que no se derivan estrictamente de un problema de restricciones. En este sentido, es fundamental la labor del Comité de Agentes y, especialmente, del regulador supervisando la actividad del Operador del Sistema y encauzando sus actuaciones dentro de las figuras regulatorias adecuadas.

Poder de mercado local

En cualquier caso, el problema fundamental asociado al tratamiento de las restricciones en el mercado español es el abuso de una situación de dominio que puede ejercerse con cierta frecuencia. En efecto, un generador que sabe que es necesario para hacer viable el despacho del sistema porque está ubicado en una zona en la que es imprescindible una cierta inyección de potencia puede, conociéndolo, solicitar un precio muy alto por su energía, y el sistema no tiene más remedio que pagarle esa cantidad elevada.

El Real Decreto 2351/2004 modifica el tratamiento de las restricciones dentro del mercado español y permite, entre otros elementos, que existan ofertas diferenciadas para el mercado diario de energía y para el tratamiento de las restricciones. Esto facilita la tarea del regulador, que debería revisar sistemáticamente las ofertas del generador con posición de dominio y penalizarle si efectivamente abusa de ella. Esto daría lugar, seguramente, a revisiones frecuentes de las ofertas, y a que el generador tuviera que presentar alegaciones y explicar su oferta. Se puede pensar que es extraño organizar un mercado en una situación como ésta en la que no existe competencia, y que eso motiva una actuación intensiva de la función de supervisión del mercado, que debe realizar un trabajo mucho más intenso que lo que le correspondería de forma natural. Parece más cómodo para todos y con menos riesgo regulatorio el determinar una remuneración fijada administrativamente cuando no exista posibilidad suficiente de competencia en la resolución de la restricción.

Se propone que el Operador del Sistema establezca contratos de largo plazo -con una duración de uno o varios años- con los grupos generadores situados en zonas críticas, de modo que sus precios queden prefijados y no sea necesario discutirlos cada vez que el grupo es llamado por restricciones. Estos contratos se activarían sólo si los generadores afectados son llamados a producir por restricciones. El regulador vigilaría el precio de estos contratos para asegurar que se ajusten razonablemente a los costes de producción.

Se trata, en definitiva, de concentrar todo el proceso de supervisión de las ofertas por parte del regulador, las alegaciones por parte de la empresa generadora y el posible procedimiento sancionador en un único contrato -uno cada año- en el que tanto el regulador como la empresa discuten sus enfoques y llegan a un valor razonable del precio que recibirá el grupo cuando funcione por restricciones[308].

Este contrato podrá ser todo lo detallado que sea preciso. Un formato razonable son las ofertas complejas que se establecen en el Real Decreto 2351/2004 (Anexo, artículo 4.1) para los grupos que no han sido despachados en el mercado diario, que consta de un coste

[308] Una objeción razonable a este mecanismo es que el precio del contrato de restricciones puede ser empleado por el regulador como un límite máximo al precio del mercado diario, e investigar el comportamiento del grupo cuando cualquiera de sus ofertas supere este nivel. Seguramente se trata de un problema menor, en la medida en la que los costes del mercado diario suelen ser bastante inferiores a los de producir por restricciones, pero en cualquier caso esto dificultaría el proceso de negociación del contrato con el Operador del Sistema y además introduciría un elemento de distorsión en el mercado de energía. El regulador debe evitar la tentación de utilizar estos contratos para algo distinto que para fijar la remuneración de los equipos que funcionan por restricciones.

de acoplamiento, un coste variable de energía, un coste de arranque en caliente y un coste de arranque en frío. Así mismo, estos parámetros podrán estar indexados a elementos explicativos del coste de combustible del grupo, como el precio del CO2, o el precio del petróleo.

Cronología de la resolución de restricciones

Un último asunto, de importancia claramente menor, es la posibilidad de retrasar el momento de la resolución de las restricciones, hasta aproximarlo todo lo que sea posible al tiempo real. El objetivo sería evitar que el procedimiento solucione problemas que hubieran desaparecido solos después del primer intradiario. Seguramente, los incentivos al Operador del Sistema harán que éste estudie por sí mismo una medida de este tipo, buscando reducir los costes de las restricciones, y compare los costes extra de estas restricciones que se podrían no haber resuelto con el coste extra de tener que llamar a operar a algún generador más cerca del tiempo real. Típicamente, será el propio Operador del Sistema el que encuentre cuál es el instante óptimo para tratar las restricciones de red.

7.5 Liquidaciones y otros aspectos de implantación

7.5.1 Liquidaciones

En los últimos años, las liquidaciones han sido una pieza conflictiva del funcionamiento del mercado. El Real Decreto Ley 5/2005 y sus desarrollos aportan un primer elemento de solución al problema, modificando las responsabilidades en esta materia y separando claramente las actividades que debe liquidar el Operador del Mercado de las que debe liquidar el Operador del Sistema.

Es el propio MIBEL el motor de este cambio. La posibilidad de que exista un mercado a plazo o unas transacciones bilaterales que no tengan una importancia testimonial, sino que sean una parte relevante del mercado, hace inadecuada la situación pasada en la que OMEL era el responsable de la mayoría de las liquidaciones, y hace necesario separar los procesos de liquidaciones, distinguiendo entre los cargos que deben pagar todos los agentes del sistema y los cargos que se derivan directamente de los intercambios de energía acordados en OMEL. En este sentido, parece claro que las medidas adoptadas en el Real Decreto Ley 5/2005 favorecen la racionalización del proceso de liquidación.

Así que, en general, se distinguirán tres grandes bloques a efectos de las liquidaciones:

- Por una parte, los pagos asociados a las compras de energía. Son ingresos o pagos asociados a los precios que resultan en los diferentes mercados -diario o intradiarios- y a las transacciones allí realizadas, y son liquidados por OMEL cuando se realizan en los mercados organizados por éste.

  Igualmente, otros posibles mercados, ya sean mercados a plazo o mercados *spot* competidores de OMEL, liquidarían por sí mismos los pagos por energía de las transacciones organizadas a través suyo, utilizando cada uno sus propios mecanismos para hacerlo. Estos mecanismos formarán parte de sus respectivas reglas de operación.

- Por otra parte, los pagos y cobros asociados a los servicios del sistema, que deben ser pagados por todos los agentes del sistema -una diferencia relevante respecto a los pagos anteriores es que en este caso no hay posibilidad de elegir si se utiliza una plataforma de contratación u otra; todas las transacciones pasan a través del mismo Operador del Sistema- y que liquida el Operador del Sistema.

- Finalmente, los cargos regulados -transporte, distribución, etc.- que liquida la CNE.

Respecto a los primeros, los cargos por energía, una vez que se han separado de otros pagos más relacionados con la operación del sistema, su liquidación resulta ser sencilla. Puesto que los precios de estos mercados se conocen rápidamente y las cantidades negociadas por cada uno de los agentes en dichos mercado también se conoce sin dificultad, es posible calcular los cobros o pagos de cada uno de los participantes en estos mercados de forma casi inmediata, sin que sea necesario ningún ajuste posterior.

Igualmente, estos cargos quedan limpios de elementos regulados propios de la tarifa de acceso, como la garantía de potencia, y únicamente podrían pagar un cargo adicional -depende de las características del Operador del Mercado -ver apartado 7.5.2-- en concepto de cuota por uso de los servicios del Operador del Mercado, que cada plataforma fijará como quiera.

Respecto a los cargos por operación del sistema, siguiendo algunas de las sugerencias expresadas por Red Eléctrica, se propone utilizar un sistema de precios calculados *a priori* para cada uno de los servicios del sistema, de modo que bastaría con conocer las medidas de un cierto agente para realizar sus liquidaciones, sin que sea necesario esperar a que se encuentren disponibles las medidas de todos los agentes. Los errores que se produzcan entre los precios estimados *a priori* y los costes reales de operación se considerarán un desvío, y se incluirán entre los costes a recuperar en el siguiente periodo.

Esto permite que los cargos del sistema se conozcan *a priori* por cada agente, que es la situación en la mayoría de los mercados europeos. Esto facilita el negocio en este mercado, ya que evita la incertidumbre sobre el volumen de los cargos del sistema, que puede resultar disuasoria para un agente que pretende negociar una cantidad pequeña de energía -es el caso típico de los *traders*-.

Además, se propone asignar estos pagos intentando reflejar de forma algo más precisa el impacto que cada agente tiene en los costes del sistema.

Existe un grupo de costes, entre los que están los costes de banda de regulación secundaria, pero también otros costes como los de restricciones o los asociados a las pérdidas, que no dependen del comportamiento de los agentes en el tiempo real -de sus desvíos-, sino de su comportamiento potencial. En efecto, aunque al estudiar una cierta hora *a posterior* se observe que no ha tenido lugar ningún desvío, todavía en esa hora hubiera sido necesaria la reserva secundaria y todavía se hubiera incurrido en algunos costes asociados a la banda de secundaria, con el fin de proteger al sistema contra el riesgo de un potencial desvío. Por este motivo, se propone que este tipo de costes se asignen entre todos los consumidores en función de su demanda. Y, en este caso, en función de su demanda medida, para evitar que aparezcan discriminaciones entre los agentes en función de dónde compran su energía.

Por otra parte, existen algunos costes del sistema como la energía de la regulación secundaria o de la terciaria que sí dependen directamente de la magnitud de los desvíos de cada agente y que deben cobrarse en proporción a dichos desvíos.

Resulta así en definitiva un pago binómico, con un término que depende de la demanda medida de cada agente y al que se asocian los costes de la banda de secundaria y la mayoría de los costes del sistema y otro que depende de sus desvíos, al que se asocian los pagos por energía secundaria, terciaria y de desvíos.

Una variante para el pago de la reserva secundaria[309] consiste en aumentar el término asociado a los desvíos, imputándole el coste de la energía de desvíos y el de la banda efectivamente utilizada, y reducir así el término asociado al valor del consumo, al que se le imputarían únicamente los costes de la banda no utilizada. Si no han existido desvíos, todos los pagos dependen de la demanda de los agentes; si un agente se desvía sistemáticamente y hace más uso de la secundaria, contribuye a financiarla en mayor medida. Sin embargo, los pagos de éste último agente no depende de que el volumen total de desvíos sea mayor o menor, sino únicamente del valor de su propio desvío.

Un problema espinoso ligado a lo anterior es la propia definición de un desvío. En concreto, la cuestión es si un desvío que un agente hace de forma no intencionada pero que resulta ir en dirección contraria a los desvíos del resto de los agentes y, por tanto, reduce el desvío total del sistema, debe ser considerado igualmente un desvío, debe ser tomado como nulo, o debe merecer un pago como "desvío negativo". El argumento fundamental a favor de la primera de las opciones -es un desvío- es que no considerarlo como tal elimina los incentivos de los agentes para reducir sus desvíos. Así, un agente de muy pequeño tamaño cuyos desvíos no estén correlacionados con los del sistema, terminará no pagando nada por desvíos aunque no se ajuste a su programa, simplemente porque por estadística algunas veces deberá pagar y otras cobrará por ellos. El argumento esencial a favor de que debe ser considerado un "desvío negativo" es que lo contrario favorece a los agentes de gran tamaño. Un mismo par de agentes con desvíos en sentidos opuestos pagan mucho menos por desvíos si se consideran de forma conjunta -si el punto de medida se sitúa de modo que los englobe- que si se consideran de forma separada -hay un punto de medida para cada uno-, lo que parece un síntoma de mala regulación[310]. Una posibilidad que se emplea en algunos países de Europa es que los "desvíos negativos" no reciban el precio completo del desvío, sino una fracción del mismo -por ejemplo, el 60%-. Cuanto menor sea esa fracción, más énfasis se estará poniendo en la señal para que los agentes eviten los desvíos; cuando mayor sea este valor, más énfasis se estará haciendo en el problema del tamaño.

Finalmente, en cuanto a la garantía de potencia, los desarrollos del Real Decreto Ley 5/2005 establecen que sea Red Eléctrica quien realice las liquidaciones asociadas a la misma. Esto

---

[309] "Informe sobre la propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica", CNE, septiembre 2003.

[310] Nótense los paralelismos con el problema del *pancaking*, que aparecen en el cálculo de peajes de transporte.

es una ventaja respecto al procedimiento anterior, ya que se consigue que estos pagos se independicen del precio de la energía. Formaría parte, por tanto, del término que depende de la energía medida de cada agente. Sobre eso, es posible añadir una modulación que concentre los costes sobre las horas de mayor demanda, por ejemplo -ver apartado 5.3-. No sería tampoco descabellado incorporar la garantía de potencia a la tarifa de acceso, de forma que fuera directamente la CNE quien lo liquidase de forma análoga a como sucede con los costes asociados a la red de distribución.

Esta racionalización del proceso de liquidaciones llevaría, en buena lógica, a eliminar las liquidaciones anticipadas, que suponen una anomalía en el proceso de liquidaciones y una subvención encubierta a los agentes que las realizan que debería, en su caso, canalizarse a través de mecanismos más ortodoxos[311].

Todo esto permitiría, al mismo tiempo, reducir los avales que actualmente solicita OMEL, ya que podrían reducirse los plazos de las liquidaciones -podría llegarse incluso a liquidar diariamente-. Algunos agentes han mostrado su preocupación por el hecho de que los avales que se les solicitan son demasiado altos, y lo han indicado como una posible barrera de entrada al mercado.

En general, sobre el problema de las garantías, una preocupación adicional es el riesgo de que al dividir las responsabilidades de la liquidación en dos y asignar una parte del Operador del Sistema y otra a OMEL pueda suceder que el volumen total de los avales pueda aumentar. Aunque en teoría el aval debe estar dimensionado en función de los pagos involucrados en cada liquidación, lo que implicaría que la suma de los dos nuevos avales es igual al total del aval antiguo, es probable que se duplique el coeficiente de seguridad y que finalmente el monto total a pagar sea mayor. En este sentido, los movimientos que al parecer se están produciendo para unificar el sistema de garantías aunque la liquidación sea separada parece una buena solución. De hecho, una sugerencia que parece especialmente útil en este sentido sería la de externalizar el mecanismo de avales, de forma que sea una entidad financiera independiente, dedicada a gestionar este tipo de riesgos de crédito, la que se encargue de ello. Esto permitiría, por una parte, contar con una gestión específica de esta cuestión -probablemente con mayores niveles de seguridad de cobro para los agentes del mercado o a menor coste- y, por otra parte, se garantizaría que el volumen de los avales deje de ser un elemento de discusión dentro de las reglas del mercado.

7.5.2 Reglas y financiación de OMEL

En general, existe un dilema regulatorio entre permitir que el Operador del Mercado decida libremente cuáles son sus reglas de funcionamiento, de modo que sea la competencia con otros operadores similares la que le obligue a mejorar dichas reglas para hacerlas atractivas

[311] Además, algunas mejoras de detalle más o menos recientes que han tenido lugar en los procesos de liquidación y medida, como la introducción de un perfil estándar para algunos casos en los que los agentes no cuenten con perfiles de medidas válidos -ver "Resolución de 28 de diciembre de 2004, de la Dirección General de Política Energética y Minas"-, contribuyen sin duda a mejorar el proceso de liquidación.

para sus clientes; o aceptar el hecho de que en la inmensa mayoría de los sistemas únicamente existe un Operador del Mercado, que en España ya hay uno instalado (OMEL) que cuenta con una cierta ventaja frente a posibles competidores y que es difícil que esto cambie a corto plazo. Eso justificaría la voluntad del regulador de opinar o influir de alguna forma las reglas internas del Operador del Mercado.

Un argumento a favor del primer enfoque está la idea de que, aunque sólo haya un Operador del Mercado, la competencia decide cuál es ese único operador. Si un cierto operador toma sistemáticamente decisiones equivocadas sobre el diseño de su mercado, o resulta ser notablemente caro, los agentes simplemente se marcharán en bloque a otro operador, y este segundo se acabará convirtiendo de nuevo en el único lugar donde intercambiar energía al cabo de un tiempo.

A favor del segundo enfoque se puede mencionar la posibilidad de que las reglas del mercado serán más independientes de los agentes en la medida en que el operador no dependa estrictamente de sus clientes. En efecto, si un operador debe asegurarse un cierto volumen de negocio, es posible que tienda a favorecer a los grandes clientes para asegurarse de que no se vayan. Sin embargo, si el Operador del Mercado se financia a partir de la tarifa eléctrica, entonces ese tipo de presiones no se produce.

A la vista de estos factores, la recomendación más razonable es la de mantener un cierto equilibrio entre ambas soluciones. Es una buena idea que los Operadores del Mercado se financien con cuotas de sus clientes, aunque también es razonable tener un cierto transitorio para llegar a ello. Al mismo tiempo, la demanda regulada tiene una obligación de comprar en los mercados organizados -OMEL y OMIP-, lo que se convierte de alguna forma en un subsidio para estos dos operadores. Esto justificaría que el regulador pudiera intervenir para realizar algunas recomendaciones sobre la normativa de funcionamiento de los dos mercados, orientadas a garantizar su neutralidad y su buen funcionamiento.

7.5.3 Información sobre el mercado

Respecto a la información que reciben los agentes sobre el mercado, conviene identificar tres grandes bloques:

- Resultados del mercado: precios y cantidades que resultan de cada una de las etapas intermedias del proceso de despacho: después del mercado diario, después de restricciones, después del primer intradiario, etc.
- Información general sobre el sistema: indisponibilidades de grupos, indisponibilidades de líneas, previsiones de demanda o previsiones de producción eólica.
- Información sobre las ofertas: precios y cantidades ofertadas en el mercado -es decir, la curva de oferta-.

El primer grupo de datos son los resultados del mercado. En general, es conveniente hacer públicos este tipo de datos para dar mayor credibilidad al mercado y para fomentar la confianza de los agentes en los resultados de la casación, que pueden supervisar y estudiar sin trabas hasta que confíen en ella.

El segundo grupo de datos son precisamente los datos que los agentes de pequeño tamaño han reclamado de forma casi unánime en el pasado. Se argumenta que no hacer públicos esos datos supone dar una ventaja competitiva a las grandes empresas, para quienes es relativamente sencillo estimarlos, mientras que las empresas pequeñas no es posible realizar estimaciones precisas del precio sin ellos.

Por último, el tercer grupo de datos no es especialmente relevante para los agentes pequeños, que son en su mayoría tomadores de precio y a los que les es suficiente con predecir el precio del día siguiente. Sin embargo, esta información sí es muy interesante para las grandes empresas, que pueden utilizarla para estimar cómo optimizar su oferta y, posiblemente, para explotar de la forma más eficaz posible su poder de mercado.

De este modo, una propuesta interesante sobre qué información del mercado debe hacerse pública consiste en aportar mucha información sobre los dos primeros grupos de datos, y publicar sólo con un retraso grande -por ejemplo, seis meses o un año- los datos relativos a las características de las curvas de oferta en el mercado.

7.6 Interconexiones internacionales

En este apartado se comentan exclusivamente los aspectos regulatorios relacionados con el funcionamiento de la interconexión entre España y Portugal. La interconexión con Francia es objeto del apartado 9.5.

El proceso de decisión sobre cómo gestionar esta interconexión ha pasado por varias fases, pero en estos momentos se ha realizado el encargo a las comisiones reguladoras -CNE y ERSE- de establecer una metodología para ello, basándose en los avances que ambas realizaron en marzo de 2002[312].

Antes de dicho documento, existió una cierta discusión sobre este problema que se concentraba en el debate entre el procedimiento de dos nudos -m*arket splitting*- y el de nudo único -c*ountertrading*-. Teniendo en cuenta que es probable que la interconexión todavía se sature con frecuencia en los próximos años, es técnicamente más razonable utilizar el modelo de dos nudos. Independientemente de los hipotéticos intereses de la demanda de cada país -el procedimiento de un nudo favorece a los generadores españoles y a los consumidores portugueses-, el procedimiento de *market splitting* da resultados más próximos a los verdaderos costes marginales y parece preferible.

En este sentido, la opción planteada en algún momento desde el lado portuguée de realizar *market splitting* siempre que la congestión sea severa, pero *countertrading* cuando ésta sea leve no parece justificarse especialmente. En general, cuando la línea alcanza su capacidad máxima se satura, y siempre que eso ocurre es preferible utilizar *market splitting* para enviar la señal económica correcta a los agentes del mercado. No se percibe ningún argumento sólido que justifique esta solución más allá de las dificultades que pueden aparecer en el mercado portugués cuando la interconexión se sature y se encuentren con un mercado local

[312] "Modelo de organización del Mercado Ibérico de Electricidad", marzo 2002, documento conjunto de CNE y ERSE.

notablemente concentrado en manos de EDP. Sin embargo, ese problema seguramente deba ser resuelto con algún procedimiento similar al propuesto anteriormente para restricciones, no modificando las señales económicas del mercado conjunto.

Igualmente, la propuesta de los dos reguladores de realizar subastas explícitas de la capacidad de interconexión en el medio-largo plazo parece una buena idea.

7.7 Aspectos institucionales y armonización regulatoria con Portugal

Finalmente, se abordan de forma muy esquemática los temas más directamente relacionados con la implantación del Mercado Ibérico y con la puesta en marcha del mercado conjunto. Existe todo un conjunto de temas que deben armonizarse o discutirse entre las autoridades de los dos países para avanzar en este objetivo. Algunos de los más relevantes son los siguientes:

- Aspectos organizativos: la supervisión del mercado conjunto, y la coordinación de los dos reguladores para hacerlo. Uno de los tratados proponía la creación de un consejo de reguladores encargado de este tema.

- Aspectos organizativos: los requisitos de estructura del Operador del Sistema y el transportista. Deben tener criterios comunes de independencia, separación de actividades, etc.

- Poder de mercado: la implantación de los CMEC. En principio, estos contratos contrarrestan completamente los incentivos para abusar de las posiciones dominantes de EDP, pero sería preciso estudiar el procedimiento en detalle y asegurarse de que es robusto y que realmente no existen oportunidades de manipular el precio para EDP. Aspectos como la necesidad de que el modelo Valorágua que se emplea en el cálculo de los CMEC sea público, junto con los datos empleados, o que exista una cierta supervisión sobre cómo se ejecuta el modelo y con qué datos son elementos que conviene considerar.

- Poder de mercado: sin perjuicio de lo anterior, es interesante que ambos países acuerden criterios comunes de control del poder de mercado -ver capítulo 3-, de modo que las reglas se apliquen a cualquier posible fusión o movimiento empresarial en el Mercado Ibérico.

- Mercado mayorista y precios de la energía: establecer reglas aceptables para ambos países acerca de la remuneración de los operadores del mercado y de la creación de nuevos mercados.

- Mercado mayorista y precios de la energía: establecer criterios comunes sobre cómo se calcula el precio de la energía que se traspasa a la tarifa -ver capítulo 7.1-.

- Mercado mayorista y precios de la energía: establecer reglas o criterios conjuntos acerca de la remuneración de los servicios complementarios, sus liquidaciones y cobro de los desvíos, y sobre cómo tratar los posibles problemas de concentración en esos mercados -ver apartado 7.3-

- Mercado mayorista y precios de la energía: establecer reglas conjuntas acerca de la información que cada agente y cada Operador del Sistema debe proporcionar al mercado.

- Mercado mayorista y precios de la energía: fijar los procedimientos de gestión de la interconexión -ver capítulo 7.6-, así como los procedimientos técnicos para coordinar la operación de los dos sistemas en el corto plazo.

- Mercado mayorista y precios de la energía: eliminar el incentivo espurio que tienen ahora las distribuidoras portuguesas para comprar en España.

- Red de transporte: señales de localización, especialmente pérdidas.

- Garantía de suministro: mientras existan congestiones significativas entre los dos países es razonable que cada uno de ellos adquiera y gestione su garantía de suministro de forma separada, y que además no se cuente con las importaciones o exportaciones para ello.

  De todas formas, sí sería conveniente que ambos coincidieran en el formato común del producto garantía de potencia -las opciones- y, especialmente, que el precio umbral asociado a esas opciones fuera común para ambos, por el elemento que tiene de control del poder de mercado, y para evitar posibles situaciones de distorsión que podrían aparecer si los dos países percibieran precio diferentes por este efecto. Es decir, que lo ideal sería que cada Operador del Sistema comparara o asignara según su criterio unas opciones a la generación de su área, que el precio de la prima fuera independiente en cada sistema, pero que en ambos casos fueran opciones y con un precio umbral común.

- Mercado minorista: es necesario armonizar algunos elementos de este mercado; al menos los procedimientos de cambio de suministrador.

El mercado minorista y la participación de la demanda

8 El mercado minorista y la participación de la demanda

Un mercado eléctrico no está completo sin una participación activa del consumidor final. Hemos denominado mercado minorista al conjunto de actividades que hacen posible la incorporación al mercado del consumidor final, donde la actividad de comercialización juega el papel esencial. En el mercado español existen varias dificultades importantes que impiden un adecuado funcionamiento del mercado minorista, tal como se diagnosticó en el apartado 2.1.6. Los grandes temas que deben resolverse son los siguientes: a) la actual interferencia de las tarifas por defecto en la actividad de comercialización; b) las dificultades para que las empresas comercializadoras puedan ejercer adecuadamente su función, que se derivan de la insuficiente separación entre las actividades de distribución y comercialización; c) la existencia de prácticas abusivas en los procedimientos de cambio de suministrador; d) el escaso desarrollo de mecanismos de promoción de una participación más activa del consumo en el mercado minorista. En las audiencias realizadas para la preparación de este Libro Blanco se observó una total coincidencia entre los agentes respecto a la relevancia del buen funcionamiento del mercado minorista para el éxito del modelo, aunque las recomendaciones respecto a las reformas necesarias fueron en general bastante discrepantes.

Debe señalarse además que el funcionamiento del mercado minorista está actualmente entorpecido por un injustificado retraso en el desarrollo normativo. En efecto, aunque a finales de 2002 se publicaron los dos Reales Decretos que establecieron el marco general para desarrollar los procedimientos de cambio de suministrador y de implantación de los equipos de medida necesarios para ello, la normativa de detalle que ha de hacer que todo esto sea posible de forma ordenada y correcta no se ha publicado todavía. Aunque se está funcionando como si tal normativa -que tendría rango de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas- existiese, no se trata de una situación que proporcione la adecuada cobertura jurídica a la actividad de comercialización y permite actuaciones incorrectas o abusivas por parte de los agentes.

8.1 La interferencia de las tarifas por defecto

Como se discutía en el apartado 5.1, se trata de favorecer la actividad de comercialización evitando que las tarifas integrales por defecto puedan competir de forma demasiado directa con ella.

Una vez aceptado que el diseño de las tarifas de acceso e integrales se realiza de acuerdo a los principios regulatorios ortodoxos que se han presentado en el capítulo 5, quedarían dos problemas prácticos por resolver. El primero es evitar, por ejemplo por medio de un pequeño cargo adicional en la tarifa implícita de acceso en las tarifas integrales -justificado como una prima de riesgo-, que las tarifas integrales con traslado completo del precio de la energía no dejen “hueco” a la actividad de comercialización. El segundo problema es cómo salvar la discontinuidad que, para algunas categorías de tarifas, aparecerá al pasar de los valores actuales de las tarifas a los calculados con los nuevos métodos. Y, en caso de que se aplique un procedimiento de paso gradual de unos valores a otros en el transcurso de varios años, cómo evitar que los nichos existentes de “tarifas refugio” perduren durante este

tiempo. Se ha dado cumplida respuesta a estos dos problemas en el apartado 5.1 de este Libro Blanco.

8.2 La insuficiente separación entre distribución y comercialización

Tal como se diagnosticó en el apartado 2.1.6, en el origen de buena parte de las dificultades y barreras de entrada que se han detectado para el ejercicio de la actividad de comercialización está la insuficiente separación de las actividades de distribución y comercialización. Posiblemente por ser un tema central para el adecuado funcionamiento del mercado minorista, muchos de los agentes e instituciones con los que el equipo encargado de la elaboración de este Libro Blanco ha tenido la oportunidad de entrevistarse han expresado su opinión sobre este asunto, habiéndose recogido propuestas bastante diversas[313]. Esta necesidad de mejorar la separación entre las actividades de distribución y comercialización ha venido a coincidir en el tiempo con el mandato de la Directiva 2003/54/CE de julio de 2004, acerca de la separación -al menos jurídica- entre el gestor de la red de distribución y el resto de actividades distintas de la distribución, entre las que se incluye explícitamente el suministro de electricidad, ya sea en el mercado libre o a tarifa.

A continuación se comienza por examinar diversas opciones para transponer la Directiva en lo referente a esta separación de actividades, para luego exponer las líneas de actuación que este Libro Blanco propone adoptar para el sector eléctrico español.

La reforma necesaria para la transposición de la Directiva

En el apartado 2.1.6 se indicaron los requisitos de separación que establece la Directiva 2003/54/CE. Para darle cumplimiento se debe optar por alguna de las alternativas que se exponen a continuación y trasladar lo que se haya decidido a la normativa española.

A falta de mejor información, este Libro Blanco no toma en cuenta la posible interpretación de la Directiva en el sentido de que el suministro a tarifa -esto es, la comercialización regulada- pudiera considerarse incluido de forma natural en la actividad de distribución, en cuyo caso la Directiva europea no exigiría ninguna adaptación de la normativa española[314]. Por tanto -y partiendo del hecho de que la comercialización libre ya está separada jurídicamente de la distribución en el marco regulatorio español- las dos alternativas válidas restantes serían:

---

[313] Además de las empresas y asociaciones del sector, la propia CNE ha expresado sus puntos de vista, también con discrepancias internas, en documentos como el "Informe por el que se examinan las modificaciones normativas necesarias para incorporar al ordenamiento jurídico español las exigencias derivadas de la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad y la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de Gas Natural", Consejo de Administración de la CNE, julio de 2004, y asimismo en "Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico", Dirección de Energía Eléctrica de la CNE, enero de 2005.

[314] Esta interpretación parece no ser compatible con las definiciones de las actividades de distribución y de suministro que establece la Directiva, según se ha comentado ya en el apartado 2.1.6.

- Separar la actividad de comercialización regulada en una nueva empresa, con separación jurídica o de propiedad de la actividad de distribución. De esta forma la gestión de la red de distribución puede permanecer en la empresa distribuidora. La comercializadora regulada debe también permanecer separada -jurídicamente al menos- de la comercializadora libre, pues en caso contrario ésta tendría acceso privilegiado a información sobre los clientes a tarifa que le daría ventaja sobre otras comercializadoras competidoras. Esta estructura puede facilitar la adopción de medidas para el acceso igualitario de todas las comercializadoras a la información de los clientes. En caso de que se decidiese que la separación entre la comercializadora regulada y la distribuidora fuese solamente jurídica, ambas permanecerían en el mismo grupo empresarial. Esta opción es plenamente compatible con el artículo 3.e del *Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa* de septiembre de 2004, en el que se considera a los comercializadores regulados o suministradores de último recurso -en el sentido de la Directiva 2003/54/CE- como sujetos a los efectos de su actuación en el MIBEL.

- Separar el gestor de la distribución en una nueva empresa, con separación jurídica o de propiedad de la distribuidora, que entonces podría seguir realizando la actividad de comercialización regulada. No corresponde a este Libro Blanco entrar en el análisis de la conveniencia o no de que en la empresa gestora de la distribución participen las CC. AA. en mayor o menor grado o de si esta empresa debiera ser compartida por todas las distribuidoras de una misma zona, con lo que ya no podría pertenecer al mismo grupo empresarial de una de las distribuidoras, etc.

Cualquiera de las dos alternativas anteriores -con sus posibles variantes- cumple con los requisitos de la Directiva. En la próxima sección se recomienda la que se considera más apropiada para la reforma del marco regulatorio que este Libro Blanco propone.

La adecuada separación de las actividades de comercialización y distribución

Debe ahora examinarse el diagnóstico del apartado 2.1.6 -acerca de que pueden achacarse a la insuficiente separación de las actividades de distribución y comercialización muchos de los actuales problemas del ejercicio de la comercialización en el mercado español- desde la perspectiva de la separación de actividades que parece exigir la Directiva. Los problemas detectados provienen de las acciones que puede -o podría- realizar una distribuidora en apoyo de la comercializadora libre de su mismo grupo empresarial: traspaso de información y/o dificultades en proporcionar información, prácticas abusivas en los procedimientos de cambio de suministrador, amenazas o acciones reales de deterioro de la calidad de servicio y actuaciones discriminatorias en relación con las medidas o la facturación.

La gran mayoría de estos problemas no se resuelven con ninguna de las dos alternativas de separación que se derivan de la Directiva y que se han descrito en el apartado anterior. Solamente algunos de ellos estarían de alguna forma relacionados con la comercialización regulada, como "fachada" o interfaz de la distribuidora con los consumidores. La separación que verdaderamente daría una solución radical a todos estos problemas sería la separación de propiedad de las actividades de distribución y de comercialización libre -y, por tanto, de

generación-. Pero de esta separación no habla la Directiva, ni tampoco se plantea en principio en este Libro Blanco.

Por consiguiente, desde la perspectiva de tratar de resolver los problemas que verdaderamente existen, este Libro Blanco propone concentrar los esfuerzos en proponer un conjunto de medidas *ad hoc* que traten de dar respuesta al conjunto de problemas concretos que se han planteado, dejando en segundo plano la separación de actividades que requiere la Directiva. En todo caso -y exclusivamente para los fines de mejorar el funcionamiento del mercado minorista- parece que debería optarse -en caso de tener que hacerlo- por la primera de las alternativas arriba mencionadas: separar la comercialización regulada de la distribución. Esta recomendación no prejuzga la solución que -en el marco estricto de la regulación de la distribución- quiera adoptarse con respecto a la actividad de gestor de la red de distribución, a su ámbito geográfico y a su relación con las instituciones de gobierno autonómico.

Se trata ahora de definir un conjunto de medidas que permitan abordar los problemas concretos existentes. Un principio regulatorio que hay que respetar es el de no recurrir a medidas drásticas de separación de actividades -que suponen alterar profundamente la estructura y organización de una empresa- si no están plenamente justificadas. Se propone aquí por tanto un conjunto progresivo de medidas, que se van endureciendo gradualmente. Se considera que hay un mínimo ineludible y otras medidas opcionales que no han de aplicarse necesariamente. Si las medidas más suaves funcionasen suficientemente, no haría falta ir más lejos. Pero, si se viese que son insuficientes, habría que pasar al siguiente nivel, porque el mercado minorista tiene que funcionar.

El mínimo ineludible que este Libro Blanco propone comprende las siguientes medidas:

- Como requisito previo, y tal como se ha indicado ya en más detalle en el apartado 8.1 y en el capítulo 6, se debe arreglar la distorsión que el actual diseño defectuoso de las tarifas integrales y de acceso causa en la actividad de comercialización. Si existen nichos de mercado en los que las tarifas reguladas son claramente más baratas que la tarifa de acceso más el precio del mercado, y compiten injustificadamente con las comercializadoras libres, será imposible para éstas acceder a los consumidores favorecidos por la tarifa, y la competencia en la comercialización se centrará solamente en los grupos de consumidores cuya tarifa les sitúa en clara desventaja respecto a acudir al mercado.

- Si así lo requiere la transposición de la Directiva, separar jurídicamente la comercialización regulada de cada empresa distribuidora. No habrá otras comercializadoras reguladas que las que tengan esta procedencia.

- También debieran estar separadas jurídicamente la comercializadora libre y la regulada que pertenezcan a un mismo grupo empresarial. La transferencia de información entre ambas, acerca de los consumidores de la comercializadora regulada, estará estrictamente prohibida. Sin embargo, las medidas realmente efectivas a este respecto son las que más abajo se describen respecto al tratamiento de la información sobre los consumidores.

- Asignar a la empresa de distribución la responsabilidad de realizar las medidas del consumo de electricidad a todos los consumidores conectados a su red, con independencia de que adquieran su energía en el mercado libre o bien abonando la correspondiente tarifa al comercializador regulado.

- Para combatir la posible injerencia en el mercado minorista de la distribuidora incumbente -ayudando a la comercializadora regulada y/o libre de su mismo grupo empresarial en la competencia con otras-, habría que establecer, al menos, unos estándares mínimos de atención al cliente -además de los existentes de calidad- que todas las distribuidoras habrán de cumplir o ser sancionadas.

- Adoptar un procedimiento de gestión de los datos disponibles acerca de los consumidores, que ponga esta información a disposición de todos los comercializadores con interés en la misma, sin discriminación alguna entre las empresas comercializadoras del mismo grupo empresarial del distribuidor al que cada consumidor está conectado y las restantes comercializadoras. Lo anterior puede requerir la modificación del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, en lo que se refiere al acceso a la información por todos los comercializadores, respetando a su vez la Ley de protección de datos[315]. En principio se propone confiar en este esquema descentralizado y en que los procedimientos de estandarización de datos, de cambio de suministrador y de estándares mínimos de calidad de servicio de distribución con penalizaciones serán suficientes. Así se ahorra el gasto y burocracia de crear una entidad nueva. Si este método no funcionase suficientemente bien, habrá que recurrir a una entidad centralizada de gestión de datos y de cambios de suministrador.

- Encargar explícitamente a la CNE la supervisión del comportamiento de los agentes en el mercado minorista, sobre el que tendrá que publicar un informe anual, antes de los tres meses después de finalizar cada año.

- La normativa de detalle debe prohibir explícitamente las prácticas que se han detectado como irregulares y que han sido puestas de manifiesto en la reciente experiencia de comercialización en el sistema español. En la sección 2.1.6 se presentó una relación completa de estas prácticas, entre las que se destacan aquí las siguientes:

    · Exigencia por la distribuidora, con motivo de la solicitud de cambio de suministrador, de una adecuación de las instalaciones del consumidor -la instalación del interruptor controlado de potencia, ICP, del que carece actualmente cerca de un tercio de los consumidores en baja tensión- y de la normalización de la potencia contratada, requisito al que el consumidor no había estado sujeto anteriormente. Lo anterior le supone inconvenientes y costes adicionales al consumidor y le disuade de pasar de tarifa a mercado. Lo cual no obsta para que deba procederse con la instalación

[315] Así como la Directiva 95/46/EC de protección de datos.

universal de ICP y la normalización de las potencias contratadas, pero sin asociarlo al cambio de situación comercial del consumidor[316].

- La relación directa entre el consumidor y la empresa distribuidora -en general más necesaria para consumidores de tamaño medio y grande (incidencias del suministro, solicitudes de modificaciones en el suministro, información sobre interrupciones programadas, etc.)- se ve frecuentemente entorpecida cuando el consumidor es suministrado por una comercializadora libre de distinto grupo empresarial al del consumidor. Se llega a situaciones en las que la empresa distribuidora no reconoce como cliente suyo a este consumidor.

- Se echan en falta criterios claros acordes al Real Decreto 1955/2000 en cuanto a la gestión de solicitudes de ampliación de potencia de clientes conectados en alta tensión. En la actualidad cada distribuidor aplica sus propios criterios. La situación se complica en un cambio de comercializador, si las potencias comerciales ofrecidas por el anterior comercializador son superiores a los derechos de acometida vigentes en el cambio.

- Existen retrasos indebidos en la atención de las solicitudes de baja y de cambio de suministrador de los consumidores, que de momento pueden ser en parte achacables a la inexistencia de procedimientos y protocolos oficiales para llevar a cabo los trámites necesarios. Ante la falta de procedimientos oficiales, las empresas han desarrollado los suyos propios, dando lugar a un incremento de la discrecionalidad y a mayores barreras y dificultades para realizar los cambios. Aunque la CNE ha propuesto hace tiempo los procedimientos de detalle que permiten desarrollar en este sentido el Real Decreto 1435/2002, y que tienen solamente rango de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, esta resolución aún no ha sido publicada. Es obvio que urge hacerlo, adaptándola a la separación de actividades de distribución y comercialización regulada que aquí se propone. Esta normativa tendría que incluir una clara especificación de los derechos de los consumidores de electricidad, análogamente a lo establecido en el reglamento que para el sector de las telecomunicaciones aprobó el Gobierno el 15 de abril de 2005.

- El canon de alquiler de los equipos de medida y control se determina a partir de una tasa del 1,125% sobre un precio de los mismos que es fijado por el propio distribuidor, que decide el tipo de aparato a utilizar y podría cobrar alquileres diferentes a cada comercializador. Se precisa una normativa que defina los equipos de medida y sus alquileres correspondientes.

- Existe actualmente un tratamiento discriminatorio entre los consumidores en el mercado o a tarifa con respecto al cálculo de las bonificaciones y penalizaciones por el consumo de energía reactiva. No se establecen bonificaciones en el mercado y sí

[316] Como se indica más adelante en el apartado 8.3, se debería aprovechar la conveniencia de la instalación universal de ICP para cambiar los contadores tradicionales existentes por contadores horarios con más prestaciones y más acordes con la tecnología actual.

para los consumidores a tarifa, mientras que existen mayores penalizaciones por este concepto en el mercado -para factores de potencia inferiores a 0,95- frente al caso regulado -para factores de potencia inferiores a 0,9-. Por consiguiente, el consumidor a mercado no tiene incentivos para mejorar su factor de potencia por encima de 0,95 mientras que el consumidor a tarifa obtiene descuentos para factores de potencia superiores a 0,9. La ventaja existente para el consumidor a tarifa obliga a los comercializadores libres a contrarrestar este efecto con descuentos equivalentes, que se estiman en el entorno del 2.5 al 6% del valor de la tarifa.

- Todo tipo de prácticas engañosas hacia el consumidor, con el objeto de hacerle firmar contratos o cambios de suministrador sin su conocimiento y consentimiento explícitos.

Es de esperar que las anteriores medidas eliminen la mayor parte de las deficiencias normativas e irregularidades que se han detectado, y también que sienten las bases para un funcionamiento adecuado de la actividad de comercialización, con los elementos siguientes:

- La medida del consumo queda a cargo de las empresas distribuidoras, que tienen amplia experiencia en realizar la tarea e incentivos para hacerlo concienzudamente.

- Aunque no hayan existido franquicias territoriales bien definidas para ejercer la actividad de distribución[317], no hay ambigüedad respecto a quienes son los clientes de las comercializadoras reguladas: aquellos consumidores físicamente conectados a la distribuidora de su grupo empresarial y que han decidido permanecer a tarifa.

- Las empresas distribuidoras -incluido el gestor de la red de distribución- no tienen que facturar ni que relacionarse directamente con clientes individuales, excepto para lo que tenga que ver estrictamente con los aspectos físicos de la conexión y de la calidad del suministro, pues los consumidores conectados a sus redes son clientes suyos, con independencia de su elección de suministrador. Estas tareas son realizadas en su totalidad por las empresas comercializadoras, que serán también las encargadas de suministrar las ofertas de adquisición de energía -a tarifa y a mercado, según corresponda- a los mercados organizados.

- Los estándares mínimos de calidad de servicio de la distribución deben conseguir que las distribuidoras apenas tengan la posibilidad de discriminar en su trato, con los

[317] La atípica situación regulatoria de la red de distribución española, sin franquicias territoriales, para la que la autorización de instalación "en ningún caso se entenderá concedida en régimen de monopolio ni concederá derechos exclusivos" -apartado 2 del artículo 40 de la LSE- ha sido acertadamente modificada por el artículo vigésimo primero del Real Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo de 2005, que establece que "la autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de menor coste posible, propio de toda actividad con retribución regulada, y evitando el perjuicio a los titulares de redes ya establecidas obligadas a atender los nuevos suministros que se soliciten."

consumidores conectados a su red y en relación con los servicios que les competen, entre los consumidores que son suministrados por comercializadoras de su grupo empresarial y los que no lo son.

- Los procedimientos de estandarización de recogida y almacenamiento de la información, así como de cambio de suministrador, que ya han sido propuestos hace algún tiempo por la CNE y que están pendientes de aprobación, deben facilitar -aunque no garanticen- el acceso no discriminatorio a la información y unas demoras aceptables en los cambios. De no ser así se recomienda recurrir a las medidas adicionales que más abajo se relacionan, en particular la creación de la agencia que centralice el acceso a la información y los procesos de cambio.

La normativa de nivel superior debe dejar abierto que el Ministerio, a iniciativa propia o a propuesta de la CNE, podrá introducir medidas adicionales para garantizar la competencia en el mercado minorista. Estas medidas se irían implantando progresivamente, para poder comprobar en la práctica hasta qué punto son suficientes:

- Con el fin de garantizar las mismas condiciones de acceso a la información sobre los consumidores por cualquier comercializadora, se crearía una agencia centralizadora de la información y del cambio de suministrador. Las disposiciones de acceso a los datos que se adopten deben cumplir lo establecido en la Ley de protección de datos y requieren la modificación del artículo 7 del Real Decreto 1435/2002. Además habría que normalizar la información que debe estar disponible, de acuerdo con los procedimientos propuestos por la CNE y pendientes de aprobación. La creación de esta agencia centralizadora podría ser una buena oportunidad para que la comercialización en Portugal se integrase también en ella, y así conseguir armonizar este aspecto regulatorio que es esencial para el funcionamiento del mercado minorista ibérico.

- Puede prohibirse que un consumidor a mercado tenga como suministrador a la comercializadora libre del mismo grupo empresarial que su distribuidora.

- Puede también prohibirse que una comercializadora regulada ejerza su actividad con los consumidores que están conectados a la red de la distribuidora de su mismo grupo empresarial. Para ello se podría subastar la comercialización de una zona determinada, no permitiendo que participase en la subasta la empresa comercializadora perteneciente al mismo grupo empresarial que el distribuidor de la zona[318].

- Finalmente, la medida definitiva y obviamente más drástica, es la separación de propiedad de las comercializadoras libre y regulada entre sí y de la distribuidora, lo que exigiría a una importante reestructuración empresarial.

---

[318] Esta medida ha sido sugerida por la CNE en su documento de "Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico", de enero de 2005. Debe hacerse notar no obstante, como se indicó anteriormente, que las dificultades que se están tratando de resolver tienen que ver fundamentalmente con la interacción entre la distribución y la comercialización libre -y no tanto la regulada-.

8.3 La participación más activa de la demanda

La respuesta de la demanda corresponde en última instancia a los consumidores de distinto tipo que existen en el sistema y que actúan de acuerdo a sus propios intereses, al conjunto de señales económicas que reciben, y a otros factores específicos de cada uno de ellos. En general los grandes consumidores responden a las señales económicas vigentes de precios y tarifas -sean correctas o no-, ya que el coste de la electricidad supone una parte significativa de su coste de producción o servicio. En el extremo opuesto, dado que una gran mayoría -en número, no así en consumo- de los consumidores son del tipo doméstico -para los que el coste de la electricidad en general supone una fracción muy reducida de sus ingresos- es importante la existencia de una conciencia generalizada de ahorro energético en la opinión pública para que la respuesta de la demanda doméstica pueda ser significativa. La opinión pública es también decisiva a la hora de movilizar las decisiones políticas y regulatorias que son precisas para el establecimiento de programas de gestión de la demanda[319].

Aquí se va a comenzar por exponer qué se entiende por gestión de la demanda en un sentido amplio, esto es, incluyendo tanto las acciones encaminadas a que las señales de precios y tarifas sean correctas y lleguen a los consumidores, como las acciones directas dirigidas a promover el ahorro y la eficiencia energética. A continuación se examina cómo ambos tipos de actuaciones tienen cabida en un marco regulatorio abierto a la competencia y, en tercer lugar, se presentan algunas recomendaciones sobre la mejor forma de llevar a cabo programas de gestión de la demanda[320]. Finalmente, se estudian las medidas que deben adoptarse para informar adecuadamente a los consumidores sobre el origen de la producción de electricidad y su impacto ambiental, tal como exige la Directiva 2003/54/CE.

La gestión de la demanda eléctrica (GDE)

En un sentido amplio, se entiende por gestión de la demanda eléctrica (GDE) el conjunto de acciones -ya sean realizadas por las empresas eléctricas, por otras empresas o instituciones o por la administración- cuyo objetivo común es influir sobre el uso que los consumidores hacen de la electricidad, de forma que se produzcan los cambios deseados -normalmente reducción del consumo o desplazamiento del mismo de unas horas a otras-, ya sea en el ámbito individual como en la curva de demanda agregada.

---

[319] Debe admitirse que la propia expresión "gestión de la demanda" conlleva una fuerte carga de pasividad, como si la demanda no fuese capaz de actuar por sí misma adecuadamente y hubiese que "gestionarla". En principio esto no debiera ser así, si la demanda recibiese señales correctas del precio. Sin embargo, las señales de precio en los sistemas eléctricos actuales, tanto bajo marcos regulatorios liberalizados como tradicionales, no incluyen importantes externalidades. Para compensar esta limitación se precisan acciones adicionales sobre la demanda. Lo anterior justifica, forzando un poco el significado de las palabras, la utilización de la expresión "gestión de la demanda" para caracterizar todas las acciones realizadas sobre ésta, ya consistan en aplicar precios u otro tipo de acciones de corte intervencionista.

[320] Una exposición detallada de este tema puede encontrarse en "La gestión de la demanda eléctrica", José Ignacio Pérez Arriaga, Luis Jesús Sánchez de Tembleque, Mercedes Pardo; Fundación Alternativas, marzo de 2005.

Estas acciones pueden ser de naturaleza muy variada, pudiéndose destacar -de forma no excluyente- las siguientes categorías:

- La aplicación de un sistema de precios y tarifas de la electricidad -tanto de la energía como por el uso de las redes- que reflejen los costes incurridos por la demanda, atendiendo en principio tanto a la localización geográfica del consumo como al momento en que éste tiene lugar. Lo anterior, en general, ha de requerir instalaciones de medida y comunicación adecuadas. Esta acción ha de repercutir positivamente sobre la eficiencia económica del suministro de electricidad, y ha de facilitar y mejorar la fiabilidad de la operación del sistema eléctrico. Tal como se indica repetidamente en este informe, esta acción será tanto más efectiva cuanto más incluya el precio de la electricidad los verdaderos costes que se derivan de su consumo. Mientras no sea así, serán precisas otras medidas complementarias que traten de hacer llegar al consumidor, aunque sea de forma aproximada, la totalidad de esos costes.

- La implantación de procedimientos que hagan posible la participación activa de la demanda en los mercados de electricidad -en su caso-, de forma que los consumidores no sólo sean informados de los precios para que puedan reaccionar ante los mismos, sino que además contribuyan activamente a la formación de estos precios y puedan proporcionar servicios al conjunto del sistema eléctrico con valor de mercado, como la interrumpibilidad en situaciones de emergencia o para resolver congestiones, proveer reservas de operación y participar en la gestión de desvíos o de la compensación de energía reactiva. Estos procedimientos se completan con otros que posibilitan al consumidor conocer el origen de la electricidad que consume, con lo que se permite la diferenciación de productos. De esta forma se proporciona a los consumidores una verdadera capacidad de elección en su suministro de electricidad. Además de las contribuciones a la eficiencia y a la mejora de la operación del sistema eléctrico, es también importante reconocer la aportación que la participación activa de la demanda puede tener como un factor mitigador del potencial poder de mercado de las empresas de producción.

- La aplicación de incentivos económicos destinados a la penetración de nuevos equipos de consumo eléctrico más eficiente -ahorro energético- y de equipos que promuevan un desplazamiento adecuado de la curva de carga del sistema -para la disminución de las puntas-, de forma que los consumidores de todo tipo -en especial aquellos sectores de la demanda más inelásticos a las señales de precio- los adquieran -e. g. iluminación, bombas de calor, motores, electrodomésticos, acumuladores de calor, contadores avanzados, interruptores de control de potencia telemandados-.

- La aplicación de incentivos económicos destinados a la puesta en marcha de programas de formación y concienciación, de forma que los consumidores de todo tipo -también en especial aquellos sectores de la demanda más inelásticos a las señales de precio- adopten nuevas pautas de consumo y de ahorro de energía que tiendan a reducir la presión sobre la demanda de electricidad.

- El establecimiento de marcos regulatorios apropiados que den lugar a incentivos para que las empresas comercializadoras de electricidad tomen la iniciativa en proporcionar

servicios energéticos al consumidor y en proponer programas de gestión de la demanda como los que acaban de describirse.

- El establecimiento de acuerdos voluntarios de empresas consumidoras, comercializadoras o fabricantes de equipos de consumo eléctrico con la administración o con las autoridades regulatorias para reducir su consumo de electricidad, mejorar su eficiencia energética o fabricar equipos más eficientes.

Se podría razonablemente cuestionar la conveniencia de ir más allá de las actividades arriba descritas bajo los epígrafes -a) y (b) -que descansan en la aplicación de señales correctas del precio del suministro eléctrico-, ya que las acciones restantes implican cierta intervención o el incurrir en gastos adicionales para la adquisición de equipos o en formación, lo que no parecería encontrar justificación en un marco regulatorio liberalizado como el actual.

Como ya explicó en la sección 2.1.6 de diagnóstico, la justificación principal de las actividades adicionales comprendidas en los epígrafes -c) al (f) es la actual limitación de los precios de la electricidad, que no incorporan la totalidad de los costes -cada vez más importantes- del impacto medioambiental que la producción y el consumo de la electricidad ocasionan, ni los costes de largo plazo por la presente utilización de recursos fósiles limitados. Estos costes se denominan costes sociales, porque no recaen sobre los agentes que los ocasionan, sino sobre la sociedad en su conjunto. Por este motivo, la asignación de recursos en el actual mercado de electricidad, a partir exclusivamente de precios que no reflejan suficientemente los costes sociales, es ineficiente.

La financiación de estas actividades adicionales de gestión de la demanda eléctrica es una forma indirecta de conseguir que el comportamiento de la demanda responda a las verdaderas señales económicas del coste social, o en lenguaje más técnico, que se consigan internalizar en el comportamiento de la demanda las externalidades medioambientales y el coste de largo plazo de los recursos naturales limitados en la producción y el consumo de la energía eléctrica. De esta forma se consigue mejorar el beneficio social global del conjunto de las actividades eléctricas, por lo que la asignación de recursos en el mercado debe ser más eficiente[321].

La GDE en un marco regulatorio orientado a la competencia

Es importante advertir que la estrategia de implantación de acciones de gestión de la demanda está críticamente influida por el marco regulatorio del sector eléctrico. Así, por ejemplo, en el marco regulatorio tradicional, las empresas verticalmente integradas pueden considerar la realización de determinadas acciones sobre la demanda -e. g. aplicar señales de precios que consigan desplazar parte de la demanda de punta a otras horas- como una alternativa que puede evitar otras acciones por el lado de la oferta -e. g. construir una

[321] Los mecanismos de gestión de la demanda no son los únicos aplicables desde la regulación para la internalización de los costes sociales. Así, pueden utilizarse instrumentos directos del tipo "*command and control*" -restricciones- para limitar por ejemplo las emisiones contaminantes. O bien mecanismos indirectos, como los impuestos a las emisiones o las exenciones fiscales a los equipos para la producción de electricidad con fuentes de energía renovable.

central de punta adicional-. Si el regulador acepta, o incluso promueve, que determinadas acciones sobre la demanda puedan sustituir a otras acciones sobre la oferta, y que sus costes sean reconocidos como costes regulados, la empresa verticalmente integrada estará incentivada a diseñar y aplicar acciones de gestión de la demanda de electricidad.

La motivación para llevar a cabo acciones de gestión de la demanda en un marco regulatorio orientado a la competencia y que comprende una reestructuración del sector eléctrico con la consiguiente separación entre actividades liberalizadas -generación y comercialización- y reguladas -transporte, distribución, operación del sistema, etc.- es mucho más difusa. Los beneficios de poner en marcha acciones de gestión de la demanda, están distribuidos entre los agentes que realizan las distintas actividades eléctricas, y entrañan una incertidumbre significativa.

En un mercado eléctrico competitivo, en principio, el mecanismo más obvio para conseguir que la demanda responda, consistiría simplemente en hacer que las tarifas y precios reflejasen perfectamente los costes del suministro eléctrico, incluyendo todas las posibles externalidades, y dejar que fuese el propio consumidor el que libremente reaccionase ante esos precios. Ello requiere tres condiciones:

- Que las tarifas de acceso sean aditivas.
- Que las tarifas de acceso reflejen los costes regulados, es decir, que estén diseñadas de modo que reflejen el verdadero coste en el que se incurre por proporcionar el suministro.
- Que al consumidor se le repercuta, bien la tarifa de acceso más el coste de la energía en el mercado -ya sea directamente o bien indirectamente si su participación se hace a través de la figura de un comercializador- o, en su caso, la tarifa regulada integral por defecto, que contemple ambos conceptos e incorpore un plus de coste para dejar hueco a la actividad de las comercializadoras. Y el coste de la garantía de potencia que sea aplicable.

En este contexto, las empresas comercializadoras podrán realizar propuestas atractivas de precios a los consumidores, que puedan adaptarse mejor al perfil de demanda de cada consumidor que la tarifa regulada.

Por otra parte, para que todo esto tenga sentido, es preciso que sea posible medir el consumo horario -idealmente- de los diferentes consumidores. Si el precio de la energía en la tarifa se calculase idealmente a partir del precio horario de la energía, puesto que los costes del producto -al menos el precio de la energía- varían hora a hora, sería preciso tener una medida del consumo hora a hora de cada cliente para poder trasladar los costes de forma directa, sin tener que hacer medias u otro tipo de simplificaciones que distorsionen la señal económica. Eso implicaría la necesidad de instalar contadores horarios a todos los clientes, que permitieran tener datos con los que aplicar las anteriores tarifas. Versiones simplificadas de esto son posibles, utilizando periodos temporales prefijados, a costa de perder eficiencia en el envío de la señal.

Con este esquema se haría posible que los consumidores pudieran decidir, por ejemplo, si modifican sus consumos y los pasan de las horas de punta a las horas de valle, para

aprovechar que allí los costes de la energía son más bajos. Igualmente, podrían optar por reducir su consumo en los momentos de máxima demanda, para ahorrar una parte de los peajes de la red de distribución -ligados a los ahorros en nuevas instalaciones de red que esa decisión propicia- o para ahorrar una parte de los costes por cargos por potencia que el sistema les cobra -asociados a los ahorros en nuevas instalaciones de generación que se consiguen con ello-.

Idealmente pues, con un esquema de este tipo, se podría conseguir que los consumidores tomaran tanto decisiones de gestión de la demanda -desplazar su consumo de las horas con más costes a las horas más baratas- como de ahorro energético -invertir en equipos o cambiar sus hábitos de consumo para reducir su consumo eléctrico en general-.

Bajo este diseño de la tarifa, un comercializador tendría incentivos en ofrecer libremente diversos esquemas de precios de la energía que se adaptasen a los perfiles de consumo de los diferentes clientes. Los clientes cuyo perfil de precios fuese más plano que la media de los consumidores que compran en la tarifa por defecto regulada, podrían obtener un precio más barato del comercializador -que les cobra sus verdaderos costes-, que de la tarifa por defecto -que cobra costes medios-, y por tanto tenderían a pasar al mercado. Esto haría que progresivamente fuesen quedando en la tarifa regulada los clientes que consumen en las horas de precios más caros y que el precio de la tarifa regulada fuese subiendo paulatinamente[322]. De este modo, al final todos los clientes verían un precio de la energía que corresponde con su verdadero perfil, y se eliminarían los subsidios cruzados.

Es ahora cuando el comercializador podría incluir -como parte de su actividad para ganar clientes- posibles medidas asociadas a la respuesta de la demanda, que permitan a su cliente reducir sus costes de electricidad.

Es también compatible con un marco regulatorio de libre competencia un nuevo enfoque para promover acciones de gestión de la demanda que es denominado “white certificates” -certificados blancos- y que sigue la misma idea básica de los certificados verdes para promover la penetración de la generación de electricidad con energías renovables. En este caso las empresas comercializadoras adquieren el compromiso de reducir cada año su demanda en una determinada cantidad, o bien de adquirir a otras empresas los certificados blancos que éstas consiguen reduciendo más de lo que su cuota anual exige. Este método de conseguir objetivos de gestión de la demanda está siendo actualmente implantado en Italia y Francia.

Aparatos de medida y control

El coste de equipos de medida sofisticados, como los que se proponen en este apartado, se ha reducido recientemente de forma drástica. Se trata de equipos que permiten medir el consumo horario de cada cliente, enviarlo a través de la propia red eléctrica a una subestación, y desde ésta, por medio de los sistemas convencionales de comunicaciones, a un centro de gestión de datos. Estos equipos permiten, además, obtener medidas fiables de

[322] Las tarifas reguladas por defecto también podrían ser más sofisticadas, si existiesen los equipos adecuados de medida, que la típica tarifa plana o con apenas discriminación temporal.

la calidad de servicio de cada cliente. Por último, los equipos incluyen también un interruptor de control de potencia (ICP) cuyo valor límite puede ser telemandado para conseguir una respuesta rápida de la demanda en situaciones de emergencia o simplemente cuando el consumidor quiere modificar las características de su contrato. El gestor de la red de distribución, o el operador del sistema, podrían contratar, con consumidores dispuestos a ello, una reducción de la tarifa de acceso a cambio de poder reducir el valor límite del ICP en determinadas condiciones de dificultad para el sistema.

En Italia se han instalado contadores de este tipo para todos los consumidores. Los costes del equipo pueden oscilar entre 15 y 30 €, y los de instalación serían otro tanto. Y la empresa distribuidora se ahorra los costes de medida a domicilio. La introducción de estos equipos en España permitiría sustituir el parque actual de contadores -con aparatos, en general, bastante antiguos- y disponer de interruptores controladores de potencia (ICP) para todos los consumidores[323].

Un elemento del coste que no puede despreciarse es el del tratamiento de la información. En efecto, los gestores de las medidas pasarían de manejar un dato cada dos meses para cada uno de los clientes a manejar 24 datos diarios para el mismo consumidor. Eso implica, sin duda, un coste adicional en equipos de tratamiento de datos, sistemas informáticos, etc. Si se adoptaran estos contadores de forma generalizada, podría incorporarse gradualmente el tratamiento completo de la información.

Tarifas progresivas

Un instrumento regulatorio que se ha utilizado en distintas áreas de actividad para frenar el consumo excesivo de determinados productos -como el suministro de agua potable- es la implantación de tarifas progresivas. La aplicación de estas tarifas podría limitarse a determinados segmentos de consumidores -domésticos y del sector terciario, por ejemplo-. El objetivo sería básicamente penalizar los consumos por encima de un umbral considerado como normal, esto es, los que de alguna forma se podrían calificar como derroche energético.

Aunque la idea es conceptualmente simple, su aplicación práctica puede encontrar serias dificultades. Éstos son algunos de los asuntos a resolver, en mucho mayor detalle del que los comentarios adjuntos indican:

- Es preciso evitar que los consumidores puedan eludir la aplicación de las tarifas progresivas simplemente pasándose del régimen de tarifa integral al de mercado, a través de un suministrador cualquiera que ofrezca una tarifa no progresiva. Por tanto, el recargo por consumo excesivo tendría que aplicarse como un componente no eludible de la tarifa de acceso. Ésta tendría entonces tres componentes, que deberían estar bien claros en la factura, para que el consumidor al menos supiera lo que paga por exceder el umbral de consumo no penalizado: los cargos habituales de potencia (€/kW) y energía (€/kWh) y el cargo adicional por la energía que sobrepase el umbral (€/kWh).

[323] Ya se ha realizado en España una experiencia piloto con unos miles de consumidores por Viesgo-ENEL en la localidad de Torrelavega.

- Hay que decidir la unidad de tiempo sobre la que se fija el umbral o umbrales: dos meses, mes, semana o día. Por supuesto que esto depende de la capacidad de medida de los contadores. Con los contadores y métodos de medida actuales habría que utilizar periodos bimensuales para la mayoría de los consumidores. El procedimiento sería tanto más equitativo cuanto menor fuese el intervalo de tiempo utilizado -e. g., se podrían distinguir periodos vacacionales, o los más fríos o calurosos; con periodos diarios se podrían separar las utilizaciones de viviendas de fin de semana de las residencias habituales, etc.-.

- Habría que especificar los criterios y procedimientos para poder eximir a aquellos casos en los que un consumo por encima del umbral prefijado no pueda considerarse como excesivo, e. g. cuando en una vivienda habite un número de personas muy superior a la media. Hay diversos aspectos que complican esta evaluación, como por ejemplo el disponer o no de gas en la vivienda, o los cambios en el número de personas que habitan en una vivienda, o su utilización permanente o discontinua. Hay que valorar el coste administrativo de una implantación realista que preste atención a todos estos aspectos.

- Hay que evitar que las tarifas eléctricas progresivas incentiven la migración al gas, rehuyendo electricidad, para una utilización final parecida, aunque esto en ciertos casos -e. g. cocinar- puede tener aspectos positivos.

- El potencial uso de tarifas progresivas no reduce el interés por hacer uso de tarifas avanzadas que trasladen señales de precios del suministro eléctrico tan correctos como sea posible.

- Hay que examinar el efecto que la utilización de tarifas progresivas tendría sobre los indicadores de inflación, debido a la forma en que éstos se contabilizan.

Propuesta de líneas de actuación

Este Libro Blanco propone un conjunto de recomendaciones con respecto a la definición e implantación de actividades para la gestión de la demanda eléctrica en el sistema eléctrico español. Se han dividido estas recomendaciones en tres grandes grupos. En primer lugar (A), las que se refieren a las acciones encaminadas a conseguir la respuesta de la demanda a través simplemente de trasladar a los consumidores las correctas señales económicas que se derivan del suministro de electricidad, aún reconociendo su actual insuficiencia para reflejar las repercusiones completas de la producción y consumo eléctricos. En segundo lugar (B), se abordan las recomendaciones acerca de la adopción de acciones de promoción del ahorro y la eficiencia energética en el consumo de electricidad, ya sean iniciadas por propia iniciativa de los agentes o apoyadas por subsidios con fondos públicos o extraídos de la propia tarifa eléctrica. Por último (C), se presentan las medidas transversales, cuyo fin es servir de apoyo a la implantación de los dos tipos de acciones anteriores.

A. Se debe facilitar la respuesta de la demanda a los precios de la electricidad e incorporar progresivamente en ellos el coste de las externalidades.

Para facilitar que las verdaderas señales económicas del suministro eléctrico -precio de la energía, cargos de garantía de suministro y por utilización de las redes- lleguen a los consumidores se necesita realizar las acciones que se indican a continuación:

- Las tarifas reguladas, ya sean las integrales por defecto o las de acceso, han de transmitir en cada momento una aproximación -tan cercana como sea posible- a los precios de la energía, así como a las responsabilidades en el coste de desarrollo de las redes y en procurar una adecuada garantía de suministro. A este respecto, es mejorable la estructura vigente de tarifas que establece el Real Decreto 1164/2001[324].

  Tal como se indicó en el capítulo 5 al tratar de las tarifas de acceso, es necesario que estas tarifas reflejen adecuadamente la responsabilidad en el coste atribuible a distintos periodos tarifarios, pues las señales económicas de las tarifas actuales parecen ser demasiado débiles, lo que no ayuda al aplanamiento de la curva de demanda de electricidad, lo que se considera ya una urgente necesidad en el sistema español. Sería deseable, si está justificado por la metodología que se utilice para asignar los costes de la red, que aumentasen las diferencias entre las tarifas de unos periodos tarifarios y de otros.

- Debe diseñarse un marco regulatorio tal que las empresas comercializadoras estén incentivadas a proponer a los consumidores tarifas avanzadas que fomenten una adecuada gestión de la demanda. Como ya se ha indicado al tratar sobre el mercado minorista, para ello es necesario que la tarifa regulada por defecto no compita con las empresas comercializadoras, para lo que debe evitarse, en general, que existan nichos de consumidores protegidos por la tarifa y, por otro lado, es preciso que la tarifa integral deje siempre un margen de maniobra para el juego de la comercialización.

  Hay que eliminar o, al menos, minimizar las ventajas de unas empresas comercializadoras respecto a otras, con respecto al acceso a la información sobre los consumidores que sea necesaria para realizar ofertas adaptadas a su perfil de consumo. Para conseguir esto podrían exigirse unos protocolos comunes de recogida y acceso a la información, bajo una supervisión rigurosa, o bien que esta información comercial residiera en una entidad neutral, a la que tuvieran acceso todas las empresas comercializadoras debidamente autorizadas, y que también se encargase de llevar a cabo el cambio de suministrador para cualquier consumidor que lo solicitase. Es preciso también establecer reglas claras que disuadan la picaresca y el apoyo indebido de las distribuidoras a sus comercializadoras en los procesos de cambio de suministrador.

---

[324] Como se ya se indica en el capítulo 5 al tratar de la tarifa integral, con el fin de poder trasladar con mayor precisión el precio estimado de la energía a la tarifa por defecto, en principio convendría modificar la estructura de tarifa actual -y los correspondientes aparatos de medida- de forma que a todos los suministros superiores a 15 kW les correspondan seis periodos. Sin embargo, la recomendación principal en este mismo sentido es plantearse la utilización de contadores horarios para todos los consumidores del sistema eléctrico español.

En estas condiciones, las empresas comercializadoras podrán desarrollar su actividad ofertando a los consumidores esquemas de precios libres que en general se adapten mejor al perfil de demanda de cada consumidor que la tarifa general regulada.

Asimismo, se debe tratar de fomentar -con instrumentos regulatorios apropiados- el interés de las empresas distribuidoras por efectuar contratos de interrumpibilidad o de control de tensión con ciertos consumidores, en ambos casos con el fin de reducir las necesidades de expansión de las redes y disminuir las pérdidas que en ellas tienen lugar.

Debe seguirse con atención la experiencia de los "certificados blancos" en Francia e Italia, para su posible aplicación en nuestro país.

- Los mercados de energía, tanto spot como a plazo, han de mantener la posibilidad de que la demanda participe en igualdad de condiciones con la oferta.

- La demanda ha de poder participar en la operación del sistema, individualmente o mediante empresas agregadoras, proporcionando, en distintos escenarios de interrumpibilidad y acuerdos con el operador del sistema, servicios para la resolución de congestiones, reservas de operación, y en situaciones de escasez, garantía de potencia, así como la compensación de energía reactiva, todo ello en la medida de sus posibilidades técnicas y de sus intereses económicos. Debe explorarse la conveniencia de introducir nuevos diseños de contratos de interrumpibilidad con el Operador del Sistema.

- No debe perderse de vista el objetivo de largo plazo, -cuya dificultad real no se escapa, por la necesidad de actuar coordinadamente con otras regiones o países, e incluso en el ámbito mundial- de internalizar progresivamente el coste de todos los impactos de la producción y consumo de electricidad en el precio de la misma. Mientras no se esté cerca de conseguir este objetivo, el grueso de las acciones de gestión de la demanda deben orientarse hacia las medidas de tipo B, que se describen a continuación.

B. Acciones de promoción del ahorro y de la eficiencia energética en el consumo de electricidad.

- Debe desarrollarse un conjunto eficaz de programas de gestión de la demanda eléctrica basados en incentivos económicos financiados por la tarifa eléctrica, en desarrollo del artículo 46 de la LSE. Se deben incrementar sustancialmente en el futuro las dotaciones destinadas a estos programas, en consonancia con la gravedad del reto planteado por el crecimiento descontrolado de la demanda de electricidad y por la falta de sostenibilidad de nuestro modelo energético. Deben evitarse las discontinuidades en el tiempo de los programas, ya que ello afecta negativamente a la penetración de las nuevas tecnologías de consumo eficiente y dificulta el objetivo último de concienciar y modificar determinados patrones de conducta del consumidor. Los fondos se deberían adjudicar a los distintos agentes que los soliciten mediante subastas orientadas a la consecución de objetivos de ahorro prefijados. En principio parece que el grueso de los esfuerzos debieran orientarse hacia los consumidores domésticos, las pymes y el sector de los servicios públicos.

- Debe buscarse la complementariedad con los objetivos y programas de actuación del Plan de Acción para impulsar la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4). Se debe transponer con urgencia la Directiva 2002/91/CE sobre eficiencia energética de edificios y se han de establecer determinadas exigencias a los fabricantes e instaladores de bienes de equipo de consumo, orientadas a mejorar la eficiencia global del suministro eléctrico -como por ejemplo, el que determinados electrodomésticos cuenten con su propio mecanismo de compensación de energía reactiva-.

- Se considera fundamental el establecimiento del etiquetado eléctrico a partir de sistemas oficiales de garantías de origen, como los previstos en diversas Directivas europeas, porque introduce la diferenciación de productos dentro del mercado de electricidad, lo cual incrementa su transparencia y madurez al permitir al consumidor elegir la empresa comercializadora sobre la base, no sólo del precio o de la atención al cliente, sino también en función de la calidad ambiental de la energía que oferta[325].

C. Acciones transversales de apoyo a las dos categorías anteriores (A y B).

- Es preciso disponer de los aparatos de medida adecuados para acometer las actividades de gestión de la demanda que se decida adoptar. En principio parece ventajosa una implantación generalizada de equipos avanzados que de forma telemandada permitan realizar medidas horarias, registrar la calidad de servicio del suministro, establecer el límite de la potencia que se puede consumir y disponer de comunicación bilateral con todos los consumidores.

- Deben desarrollarse los instrumentos sociales -Información y Comunicación; Formación; Participación Social; Investigación Social y Evaluación- que promuevan la participación social en la gestión de la energía y de la electricidad en particular, intentando implicar al conjunto de la sociedad en la resolución de esos problemas.

- Debe promoverse la realización de actividades de I+D específicas en pro de la gestión de la demanda. Algunas de las líneas de investigación necesarias serían llevadas a cabo por las propias empresas interesadas en estas actividades, otras pueden necesitar de un apoyo público, a través de los propios programas de gestión de la demanda. Debieran considerarse los temas siguientes: a) tecnologías que hacen posible una comunicación más eficaz entre empresas y consumidores, b) comprensión de los comportamientos sociales en relación con el consumo de la electricidad, c) desarrollo de equipos, dispositivos y procesos más eficientes en el consumo de energía eléctrica, d) análisis y determinación de la elasticidad de la demanda al precio de la electricidad en los distintos sectores consumidores, y e) mecanismos regulatorios más apropiados para la asignación de objetivos e incentivos a los distintos agentes participantes.

[325] Este tema se trata más ampliamente más adelante.

Necesidad de información al consumidor sobre el origen de la producción de electricidad y su impacto ambiental.

Es parte esencial del planteamiento integral del ahorro y eficiencia energética: informar al consumidor sobre el impacto ambiental del consumo de electricidad, sobre el nivel de su consumo respecto a otros consumidores análogos y de sus opciones acerca de la elección de suministrador, de acuerdo a las características de la electricidad adquirida. Aunque es imposible identificar la proveniencia de la electricidad que físicamente es suministrada a un consumidor concreto a partir de la red eléctrica, sin embargo sí es posible seguir el flujo económico del suministro energético, identificando una relación unívoca entre consumidor y centrales de producción y, a través de las transacciones económicas que tengan lugar, con las empresas comercializadoras. Es esencial que la etiqueta sea única por empresa comercializadora, para evitar que una misma empresa suministradora separe a su antojo la electricidad que comercializa en diferentes productos, asignando unos más "limpios" a los consumidores más concienciados y el resto a los que no les importe el origen de la electricidad que consumen. Éste debe ser el punto correcto de partida para el procedimiento de etiquetado eléctrico, que debe ser supervisado por un organismo independiente y que tiene a su disposición toda la información necesaria, como es la Comisión Nacional de la Energía.

En su exposición de motivos, la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad -actualmente en proceso de transposición- indica que 'La Comisión ha señalado su intención de adoptar iniciativas, especialmente por lo que se refiere al alcance de la disposición sobre etiquetado y sobre todo respecto al modo en que podría facilitarse de forma transparente, fácilmente accesible y comparable en toda la Unión Europea la información sobre el impacto medioambiental, por lo menos, en cuanto a las emisiones de CO2 y a los residuos radiactivos resultantes de la producción de electricidad a partir de diferentes fuentes de energía, y sobre el modo en que podrían racionalizarse las medidas adoptadas en los Estados miembros para controlar la precisión de la información que facilitan los suministradores.' En su artículo 3.6.esta Directiva establece que 'Los Estados miembros garantizarán que los suministradores de electricidad indiquen en las facturas, o junto a ellas, y en la documentación promocional puesta a disposición de los clientes finales:

a) la contribución de cada fuente energética a la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior;

b) por lo menos la referencia a fuentes de información existentes, como páginas web, en las que esté disponible para el público información sobre el impacto en el medio ambiente al menos en cuanto a las emisiones de CO2 y los residuos radiactivos derivados de la electricidad producidos por la mezcla global de combustibles de la empresa durante el año anterior.

Por lo que respecta a la electricidad obtenida a través de una bolsa eléctrica o importada de una empresa situada fuera de la Comunidad, podrán utilizarse cifras acumuladas facilitadas por la bolsa o la empresa en cuestión en el transcurso del año anterior. Los Estados

miembros tomarán las medidas necesarias para garantizar la fiabilidad de la información facilitada por los suministradores a sus clientes de conformidad con el presente artículo.'

En relación con dar a los consumidores la posibilidad de apoyar individualmente las energías que consideren menos agresivas con el medio ambiente se recomienda, de acuerdo con lo expresado en el informe *Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico,* de enero de 2005 de la CNE, posibilitar desde la regulación la diferenciación del producto -y no solamente la del precio o el servicio-, para lo que habría que implantar las medidas siguientes:

- Debe desarrollarse la Directiva 54/2003/CE, de forma que cada comercializador informe a través de la factura eléctrica a cada uno de sus consumidores del origen de la energía que le ha sido facturada, incluyendo sus emisiones y los residuos que correspondan[326].

---

[326] Se incluye a continuación la recomendación completa de requisitos básicos de etiquetado eléctrico que propone Greenpeace en un informe reciente de abril de 2005, y que este Libro Blanco considera adecuada:

'Presentación y contenido de la información.

- Es fundamental estandarizar el contenido y el formato de la etiqueta a nivel nacional para permitir su principal objetivo, la comparación entre proveedores y la elección de los consumidores. La información del origen y el impacto ambiental de la electricidad debe enviarse en una separata anexa a la factura. La información debe enviarse con cada factura de la electricidad. La información de la etiqueta eléctrica debe incluirse en toda comunicación de los suministradores y estar además accesible a cualquiera y disponible también bajo petición por diversos medios. La información del origen de la electricidad debe ofrecerse en dos formatos, tarta y tabla, para facilitar su comprensión. Los datos de impacto ambiental -CO2 y residuos radiactivos- deben presentarse en un formato de ranking. La media utilizada debe ser móvil y corresponder a datos anuales, y el menor impacto debe referirse a un valor cero y no al menor de entre los suministradores. Debe incluirse un texto explicativo de cada impacto ambiental y su relación con el origen de la electricidad. Debe definirse un listado estándar de fuentes energéticas, coherente con la actual legislación del régimen especial, que diferencie entre grandes hidráulicas y mini-hidráulicas, marque la energía de cogeneración e incluya un desglose adicional de las fuentes renovables. Deben incluirse cifras de las fuentes energéticas relativas al consumo medio del sistema eléctrico, a título comparativo y aclarativo para el consumidor. La información debe referirse a la totalidad de la energía suministrada por la compañía, permitiéndose añadir información adicional opcional acerca del origen del producto concreto suministrado. En caso de incluirse esta información adicional, deberá enviarse información del producto correspondiente a cada uno de los clientes del suministrador. La información se referirá siempre a la energía ya suministrada en el periodo anual más reciente. La información de emisiones de CO2 y residuos radiactivos debe referirse a datos por central, y no a datos estadísticos nacionales. Debe incluirse en la etiqueta información comparativa del consumo del cliente en relación con la media de su sector.

Elaboración y verificación de la información.

- Los datos deben ser diferenciados por suministrador, de forma que se puedan identificar las diferencias de energía suministrada por cada empresa para poder culminar el proceso de

- Deben ponerse en marcha los mecanismos para garantizar el origen de la energía, tal como se establece en las respectivas directivas sobre energías renovables y sobre cogeneración y en la citada Directiva 54/2003/CE. Pero debe tenerse en cuenta que la garantía de origen no es más que un primer eslabón -imprescindible, eso sí-, en la cadena de un procedimiento completo, que garantice que los recursos que los consumidores dediquen a la promoción de las energías verdes cumplen efectivamente dicho objetivo.

- Los organismos reguladores deben velar en forma efectiva para evitar que las ofertas de energía verde de las empresas comercializadoras puedan conducir -como es el caso actualmente- a un engaño generalizado para el consumidor no experto en regulación energética. Así, las ofertas de energía verde que actualmente se le presentan a los consumidores españoles no ponen de manifiesto que se está poniendo a la venta energía verde de la que las empresas ya disponían de antemano, y que no hay garantía alguna de que los ingresos adicionales que las empresas reciben por comercializar esa energía verde vayan a ser utilizados con finalidad medioambiental alguna. En definitiva, las empresas comercializan a un precio superior una energía verde de la que ya disponían, sin que el sobreprecio pagado por el consumidor tenga en principio otro fin que incrementar los ingresos totales de la compañía eléctrica.

---

liberalización del mercado. El mecanismo de etiquetado eléctrico debe basarse en un organismo independiente, perteneciente o dependiente por ejemplo de la CNE. Este organismo facilitará los datos de fuentes de energía e impacto ambiental a las distintas empresas suministradoras de electricidad. Las empresas generadoras aportarán a dicho organismo un registro por cada unidad volcada a la red, con información sobre su fuente energética y su impacto ambiental, y los distintos agentes del mercado aportarán datos de compras y ventas realizadas. Se necesitará un mecanismo de auditoría de los datos entregados al organismo central, y del proceso en general. Se desaconseja el uso de remanentes o bolsas de electricidad suministrada sin información asignada inicialmente, así como la utilización de datos estadísticos provenientes del operador del sistema (REE). La información de origen e impacto ambiental de cada unidad eléctrica generada no podrá ser separada de la electricidad a la que corresponde, evitándose su intercambio o venta independiente. La información relativa a productos concretos debe también ser suministrada por el organismo independiente. Se deberá sancionar de forma contundente la publicación incompleta o errónea de las fuentes de electricidad por parte de los suministradores. Se deberá elaborar y poner a disposición del público un catálogo de suministradores con la información correspondiente al etiquetado eléctrico.'

6

La generación y la red de transporte

9 La generación y la red de transporte

En el apartado 2.1.7 se identificaron las distintas formas en las que la red de transporte incide en el funcionamiento de la producción de electricidad y las carencias y aciertos de la actual normativa al respecto, cuyo objetivo no es otro que conseguir que la red de transporte facilite las transacciones comerciales entre los agentes del mercado con la menor distorsión posible y con un nivel satisfactorio de fiabilidad en el suministro, al menor coste.

En este capítulo se examinan alternativas y se proponen mejoras al marco regulatorio vigente, en relación al modo en el que la existencia física y la regulación de las actividades de transporte -asociadas normalmente a las de la operación del sistema- afectan a la actividad de generación. De acuerdo al diagnóstico de la situación actual que se ha presentado en el apartado 2.1.7, se han de tratar los siguientes aspectos principales:

- Las señales de localización en la red de transporte.
- El acceso a la red: conexión y gestión de restricciones técnicas.
- Aspectos específicos de la generación en régimen especial.
- Las interconexiones internacionales.
- La planificación de la red y su relación con la libertad de instalación y de emplazamiento de las plantas de generación eléctrica.
- Aspectos institucionales.

Además, ya se indicó en el apartado 2.1.7 la necesidad de completar, en algunos casos con cierta urgencia, el desarrollo normativo básico aún pendiente.

9.1 Las señales de localización en la red

Una vez que se han identificado en el apartado 2.1.7 las distintas señales posibles de ubicación en la red y la normativa que las regula -en su caso- en el sistema eléctrico español, aquí se examina la conveniencia de hacer uso de cada una de ellas y las reformas regulatorias que serían necesarias para conseguirlo.

En las entrevistas mantenidas con los distintos agentes económicos con ocasión de la elaboración de este Libro Blanco, ha sido expuesto repetidas veces que la nueva generación que se está instalando en el sistema español parece que se está ubicando razonablemente, y que por tanto no se precisaría de la complejidad que supone añadir señales económicas de localización en las redes. Otros agentes -muy notablemente entre ellos el Operador del Sistema- han insistido en la conveniencia de enviar a los agentes señales de localización en la red.

Con independencia de la exactitud de la afirmación empírica respecto a la adecuada ubicación de las nuevas instalaciones de producción, que aquí no se pone en duda, parece en todo caso conveniente evaluar cada posible señal económica por sí misma -cuán fuerte es, qué efectos beneficiosos podría producir, cómo es de complicada su implantación- y

realizar una recomendación global a la vista de los resultados de estas evaluaciones individuales. El aspecto fundamental en esta evaluación es determinar si el esfuerzo de cálculo y la complejidad regulatoria asociados a conseguir señales económicas con mejor diferenciación -espacial, temporal y por tipo de agente- merece la pena, a la vista de los efectos que estas mejores señales pueden conseguir, como son el mejorar la ubicación de los nuevos agentes -desde el punto de vista de reducir los costes de la red de transporte- y el reducir en lo posible las pérdidas de eficiencia en el despacho de la generación.

Las señales de localización en la red pueden tener naturaleza muy distinta. Así el Operador del Sistema las clasifica en señales *económicas* -señales de pérdidas, congestiones y tarifas de red-, señales que *reflejan los límites de capacidad del sistema* -congestiones de nuevo y también las tarifas de red cuando reconocen los costes de refuerzos en la red asociados a nuevas instalaciones de generación o consumo- y las señales *informativas* -que consisten en dar a conocer a los agentes las mejores estimaciones disponibles para un horizonte prefijado sobre los otros dos tipos de señales-. A continuación, cada una de estas distintas señales de localización se analiza individualmente.

9.1.1 Señales de pérdidas

Tal como se indicó en la sección 2.1.7 del capítulo de diagnóstico, la falta de aplicación de las señales de pérdidas en la red de transporte constituye, por un lado, un abandono de lo establecido en la normativa vigente y, por otro lado, una pérdida de eficiencia en la operación del sistema que no tiene justificación[327].

El Real Decreto 1955/2000, en su Capítulo VI del título II, dedicado a las pérdidas en la red de transporte, establece claramente que 'Los agentes del mercado, tanto oferentes como demandantes de energía, serán responsables de presentar ofertas de compra y venta de energía en las que internalizarán las pérdidas de la red de transporte que les correspondan por su participación en el mercado de producción. … El operador del sistema calculará y publicará diariamente las pérdidas horarias estimadas de la red de transporte y los factores de pérdidas estimados correspondientes a cada nudo de la red de transporte, en la forma y con el proceso de cálculo definido en el procedimiento de operación correspondiente. … El Ministerio de Economía establecerá mediante una Orden los plazos y la forma de publicación de los coeficientes de asignación de pérdidas entre los agentes, basados en los factores de pérdidas calculados por el operador del sistema para cada nudo de la red de transporte. … La desviación horaria entre la energía asignada en el mercado y la realmente generada o consumida, afectada del coeficiente de pérdidas que corresponda a cada hora, será liquidada según el procedimiento que se establezca para el tratamiento de los desvíos.'

---

[327] Evidentemente hay agentes económicos que resultarían perjudicados por aplicarse señales de pérdidas con diferenciación geográfica, así como otros serían beneficiados. Pero la necesidad de la aplicación de las señales de pérdidas fue reconocida ya en la firma del Protocolo de 1996 -aunque pospuesta hasta el 31 de diciembre de 2001-, y más tarde reglamentada en el Real Decreto 1955/2000. Lo que no tiene sentido en todo caso es incurrir en un despacho de generación ineficiente por no aplicar señales de pérdidas. Los aspectos distributivos son una consideración posterior.

Y en la disposición transitoria cuarta, el Real Decreto fija que 'El operador del sistema, a los seis meses de entrada en vigor del presente Real Decreto, independientemente de la afección que pueda suponer para la liquidación de los agentes, deberá calcular y publicar los factores de pérdidas de cada nudo y la asignación horaria de pérdidas a cada sujeto, según la metodología desarrollada en el capítulo VI del Título II, a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto.'

El Real Decreto 1955/2000 también establece que las pérdidas en la red deberán tenerse en cuenta para la generación conectada en redes de distribución: 'El tratamiento de la generación y los consumos en redes inferiores con respecto a la asignación de las pérdidas de la red de transporte que les corresponda, se realizará en el procedimiento de operación correspondiente.'

Y también para las importaciones y exportaciones físicas de energía eléctrica de los países vecinos: 'A efectos de asignación de pérdidas, las importaciones y exportaciones de energía se reflejarán en los nudos frontera entre sistemas con los coeficientes que corresponda, conforme se describirá en los procedimientos de operación aplicables.'

No queda sino aplicar lo que está tan claramente establecido.

Durante el proceso de elaboración de este Libro Blanco, y partiendo de información suministrada por REE para escenarios representativos de operación estimados para 2008, se han obtenido coeficientes marginales de pérdidas[328] en nudos representativos de generación del sistema eléctrico español[329] y para algunos escenarios. Estos coeficientes pueden mostrar en horas de punta, por ejemplo, una desviación en más o en menos, con respecto al precio medio de la energía, de un valor superior al 10%, lo que sería muy relevante si estos coeficientes se tomasen en cuenta al realizar el despacho económico de los grupos. En un escenario como el que se prevé para los próximos años, con muchos grupos generadores de la misma tecnología, distribuidos por todo el país, con unos costes variables muy semejantes, y posiblemente marcando el precio marginal del sistema durante muchas horas del año, las señales de pérdidas pueden sin duda influir en el orden de mérito de los grupos

[328] Como las pérdidas tienen un carácter cuadrático, los coeficientes marginales son más acentuados que si se atribuyesen las pérdidas medias de la red de transporte a cada nudo.

[329] La única forma indiscutible de aplicar señales correctas de pérdidas en la red de transporte es hacer uso de precios nodales. Sin embargo esto tiene el inconveniente de prescindir de la simplicidad y conveniencia de un precio *spot* uniforme de la energía en cada hora. Una solución que se ha aplicado en varios sistemas eléctricos consiste en mantener el precio uniforme de la energía y aplicar en paralelo factores de pérdidas diferenciados por nudo. Pero entonces surgen discrepancias sobre la mejor forma de calcular estos factores de pérdidas, y no existe un consenso al respecto. Todos los métodos razonables dan valores numéricos similares, pero no coincidentes. Correspondería al Operador del Sistema realizar un estudio al respecto -posiblemente ya dispone del mismo- y una propuesta. Desde hace años, REE publica en su página web los coeficientes de pérdidas en cada nudo de la red de transporte y para cada una de las horas del día.

y en la eficiencia del despacho de generación[330]. La asignación de las ganancias de eficiencia entre los distintos agentes dependerá de las reglas concretas que se decida adoptar.

Los estudios numéricos que se han realizado con ocasión de la elaboración de este Libro Blanco indican que las señales económicas de pérdidas son, en condiciones normales, del mismo orden de magnitud que las señales que podrían derivarse de una asignación de los costes de la red -las tarifas de red- realizada con criterios de localización a partir del uso eléctrico de la red -ver el apartado 9.1.3-. Es otra indicación más de que las señales de pérdidas no se deben ignorar, como hasta ahora se ha venido haciendo.

9.1.2 Señales derivadas de las restricciones en la red de transporte

Ya se ha comentado en el apartado 7.3 cómo 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, ofrece una razonable solución a un error regulatorio que ha tardado demasiado tiempo en corregirse. Pero el interés aquí es examinar qué señales de localización se derivan del proceso de resolución de restricciones para los agentes del sistema, y en particular para los generadores.

Como ya se explicó en el apartado 2.1.7, el mecanismo adoptado en el Real Decreto 2351/2004 para la resolución de congestiones en la red de transporte del sistema eléctrico español continúa siendo el de redespacho, aunque mejorando diversos fallos regulatorios de versiones anteriores[331]. Este procedimiento no traslada los resultados del redespacho a los agentes económicos que son afectados por el mismo en forma de precios, sino en forma de consignas para aumentar o disminuir la generación de electricidad. La efectividad del mecanismo de resolución de restricciones técnicas en enviar señales de localización depende, por tanto, de la precisión con la que el algoritmo utilizado combine las ofertas económicas de los agentes que intervienen en la resolución con los coeficientes que cuantifiquen el impacto de cada agente en la resolución de las restricciones consideradas. Si el algoritmo está correctamente diseñado, el despacho resultante será eficiente económicamente. El precio con el que se remunera la energía producida por los generadores será un precio único, en vez del precio nodal que idealmente hubiese correspondido. El extra coste ocasionado por la modificación del despacho que las

[330] Desde el comienzo del mercado competitivo de electricidad en 1998, la CNE propuso un esquema razonable de asignación de pérdidas en la red, que denominó el "mercado central de energía". Este método permite compaginar de forma sencilla la simplicidad de un precio único de mercado de la energía, con señales individualizadas de pérdidas a los agentes económicos según su localización, que razonablemente deben ser internalizadas en las ofertas al mercado spot o en el precio de los contratos a plazo.

[331] Como en el caso de las pérdidas, la única forma indiscutible de aplicar señales correctas de restricciones en la red de transporte es hacer uso de precios nodales. En el marco regulatorio español, donde las restricciones impuestas por la red se deben en general a problemas locales, es aceptable aprovechar la ventaja de la simplicidad y conveniencia de un precio spot uniforme de la energía en cada hora, aplicando adicionalmente el método de redespacho.

restricciones técnicas ocasionan se socializa a todos los consumidores, de acuerdo con el criterio de tarifa única. Estas socializaciones de precios para generadores y consumidores conllevan alguna pérdida de eficiencia.

En los sistemas en los que tienen lugar restricciones de red sistemáticas, que afectan a grandes conjuntos de generadores y consumidores, la simplificación anterior del precio único de la energía a todos los efectos es más cuestionable. De acuerdo a los estudios técnicos que se han realizado por REE y también en el curso de la elaboración de este Libro Blanco, éste parece ser aproximadamente el caso a corto plazo de los sistemas portugués y español, considerado cada uno como un conjunto homogéneo con precio único. Entonces debe considerarse la solución del *"market splitting"* o precios zonales mientras la restricción técnica sistemática permanezca -los refuerzos de la interconexión actualmente en marcha deben reducir significativamente la congestión actualmente existente-.

Congestiones de red locales y sistemáticas

Un tipo de restricción técnica de red poco frecuente -al menos de momento- en el sistema eléctrico español, es la que tiene lugar por acumulación de instalaciones de producción en una zona reducida, o en un nudo de la red de transporte, que no tienen suficiente capacidad de exportación para toda la generación instalada operando simultáneamente. Este caso ya va a tener lugar en el nudo de Escombreras, con 3200 MW instalados y solamente 1900 MW de capacidad de evacuación en la red de transporte.

Como ya se comentó en el apartado 2.1.7, el enfoque regulatorio español -que en este Libro Blanco se considera básicamente correcto- ha permitido y permite la conexión de generadores en el citado nudo, aún cuando la evacuación de toda la potencia allí instalada sea imposible. En condiciones normales ésta debe ser una situación transitoria, pues debiera estar sobradamente justificada la inversión en un refuerzo de la red que reduzca la congestión a límites razonables. Esto es así a no ser que alguno de los generadores involucrados tenga costes variables muy elevados y existan otros generadores para reemplazarle, de forma que no se justifique la inversión en red.

Pero también pueden existir otras limitaciones al despacho conjunto de la generación del citado nudo, como el peligro excesivo de perder de una vez, en un solo nudo, una fracción importante de la potencia total del sistema.

No existe una solución indiscutible a este problema. Este Libro Blanco recomienda mantener la regulación básica vigente -que no es otra cosa que permitir que exista competencia en producción a nivel local-, introduciendo tal vez instrumentos regulatorios adicionales que ayuden a suavizar en parte el rigor de esta medida. El primero de estos instrumentos es, sin duda, la información, de la cual se trata en el apartado 9.1.5: los nuevos entrantes en generación deben estar informados con tiempo de la posible existencia de estos cuellos de botella. Otro posible mecanismo disuasorio de entrada ineficiente -por mal ubicada- de nueva generación es minorar la potencia firme que es retribuida por garantía de potencia, si no es posible que toda la potencia firme del nudo pueda ser evacuada simultáneamente.

Otro posible instrumento es el uso de derechos de prioridad de medio y/o largo plazo en el uso de la red, los denominados "derechos de congestión" o, en la terminología inglesa *"firm transmission rights, FTR"* o *"congestion rights"*. Pueden ser de diversos tipos: físicos o financieros, asociados a un cuello de botella específico o bien "punto a punto", esto es, definidos entre dos puntos del sistema. Los derechos físicos concederían prioridad en el paso por el cuello de botella, y podrían dar lugar a despachos de generación ineficientes. Por el contrario, los derechos financieros no condicionarían el posterior despacho, cuya eficiencia dependería del mecanismo de gestión de restricciones que se haya adoptado.

Ya sean derechos físicos o financieros, en todo caso su función es intercambiar un pago fijo -el precio del derecho- por la cantidad variable que representa la renta de congestión en el cuello de botella, para una potencia (MW) prefijada. Es importante hacer notar aquí, que el concepto de rentas de congestión no existe en el despacho que actualmente se lleva a cabo. En el mismo existe en su lugar un coste de redespacho necesario para resolver las restricciones existentes fruto del resultado del mercado. Con la aparición de los derechos de congestión, fundamentalmente si éstos son financieros, sería necesario imponer una restricción adicional en el despacho sobre la cantidad de potencia que puede ser despachada simultáneamente en una zona o nudo cuya capacidad de evacuación es escasa. En este caso, se habría de calcular un precio distinto -marginal- para esta zona o nudo. Las rentas de congestión surgirían como diferencia entre el precio de estas zonas y el del resto del sistema. La adquisición de los derechos de red no supone, por tanto, una ventaja económica directa, sino una cobertura frente al riesgo de ocurrencia de futuras congestiones.

9.1.3 Tarifas de red

Como se explicó en la sección 2.1.7, las tarifas actuales de transporte en España solamente se aplican a la demanda y no contienen ninguna señal de localización -lo que es también habitual en otros países europeos de características semejantes-. Sin embargo, las nuevas circunstancias de inversión en generación, en un régimen de libre mercado y con un volumen tan elevado de solicitudes de conexión, podrían aconsejar una revisión del actual método de determinación de los cargos de transporte. De hecho, a la vista de la ingente cantidad de solicitudes de conexión de nuevas instalaciones de generación, de las cuales la gran mayoría no sería lógico que llegasen a materializarse, parece conveniente que también los cargos de red de transporte, hasta ahora totalmente neutros, contribuyan a enviar las señales de localización que estén justificadas por el criterio fundamental de "asignación de la responsabilidad en el coste de la red".

Durante la elaboración de este Libro Blanco se ha realizado el ejercicio numérico de calcular los cargos de transporte que corresponderían a cada uno de los generadores que se estima estarán conectados a la red eléctrica española en el año 2008. Para ello se ha utilizado uno de los posibles algoritmos existentes para asignar el coste de una red de transporte entre sus usuarios, en función de la utilización eléctrica que cada uno de ellos

hace de la red[332]. Con una asignación global de 50/50 a generadores y consumidores, se ha obtenido un cargo medio para los generadores que, expresado en €/MWh, toma un valor medio de 2,3 €/MWh. Si se excluyen algunos valores anormalmente elevados -por causas justificadas que no corresponde explicar aquí- los valores individuales oscilan típicamente entre 0 €/MWh y 11 €/MWh[333]. Es interesante apreciar que las señales de localización -esto es, las diferencias entre los cargos en unos nudos y otros- que se derivan de las pérdidas y de la asignación de los costes de la red son del mismo orden de magnitud.

Puede considerarse que el método de asignación por uso eléctrico de toda la red existente a todos sus usuarios -existentes y nuevos por igual- no envía señales de localización suficientemente fuertes. Así, por ejemplo, puede pensarse que un nuevo generador cuya instalación en un determinado nudo es causa de que tenga que reforzarse la red, debiera pagar una mayor proporción del coste de este refuerzo que los generadores existentes. Es posible reflejar esta idea en un sencillo algoritmo adicional que, utilizando el mismo criterio de reparto de los costes por uso eléctrico, incremente el porcentaje asignado a los generadores "recientes" -i. e. que entraron en servicio durante los últimos 5 años- en el pago de las líneas "recientes" -mismo criterio-, y lo reduzca para los generadores existentes. Cuando un generador deje de ser "reciente" pasará a pagar como si fuese existente. Se han realizado simulaciones numéricas de este nuevo procedimiento, utilizando para ello previsiones reales de inversiones del Operador del Sistema y se ha comprobado que el método proporciona los resultados esperados. En general las señales de localización son poco más fuertes, a no ser que realmente coincida que la instalación de un nuevo generador vaya acompañada de un refuerzo local de la red.

Otro asunto de interés regulatorio es reducir a los nuevos generadores la incertidumbre respecto a su trayectoria futura de pagos por el uso de la red de transporte. Esto puede conseguirse fijando *a priori,* para los nuevos generadores, un cargo de red obtenido para cada uno de los años cubiertos por el periodo de planificación de la red de transporte -seis a diez años-, de acuerdo a los criterios expuestos en el párrafo anterior y congelando el valor resultante al final del periodo. La realidad se desviará en general de lo previsto en el plan de inversiones en la red de transporte, tanto en lo referente a las nuevas inversiones en generación, la propia ejecución del plan de transporte o la estimación de la demanda, como en lo referente a las condiciones de operación del sistema durante el periodo objeto del estudio. Esto, sin embargo, no tiene por qué hacer que se modifiquen las tarifas fijadas *a priori* para los nuevos generadores, ya que las diferencias pueden ser absorbidas por los cargos de transporte para los consumidores.

---

[332] El algoritmo escogido es el denominado "participaciones medias". Una descripción del mismo puede encontrarse en "*Cost components of cross-border exchanges of electricity*", I. J. Pérez-Arriaga, L. Olmos, informe para la Comisión Europea DG TREN, 2004, que puede encontrarse en http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/doc/cbt_commillas_final_report.pdf.

[333] Se han realizado simplificaciones importantes en los costes de la red para llegar a estos valores, que solamente pueden tomarse como indicativos.

Dado que el cargo de red para los generadores es actualmente nulo, podrían adoptarse medidas *ad hoc* para evitar causar un perjuicio económico a la generación ya instalada, para la cual ya no tiene sentido enviar señales de localización. Una posibilidad consistiría en realizar la siguiente transformación: a) sustraer a todos los cargos unitarios de los generadores una cantidad constante de forma que el monto total a pagar por el conjunto de los generadores sea nulo; b) aplicar el cargo resultante a los generadores nuevos; c) hacer cero el cargo correspondiente a todos los generadores existentes; d) aplicar un cargo uniforme a los consumidores de forma que se recupere el monto total del coste regulado del transporte. De esta manera se conservan las señales de localización para los generadores nuevos, no se modifica el actual cargo nulo de los generadores existentes y tampoco -apenas- el de los consumidores.

En resumen, es posible mejorar la asignación actual de los cargos de la red de transporte, introduciendo señales de localización que trasladan a los usuarios de la red su responsabilidad en los costes incurridos. Esto puede conseguirse enfatizando la responsabilidad de los nuevos generadores en los refuerzos de la red que éstos necesitan para evacuar su energía y, si así se desea, sin modificar el actual cargo nulo de los generadores existentes. También es posible fijar tarifas de transporte totalmente predecibles para los nuevos generadores.

9.1.4 Pago por garantía de potencia a los generadores

De acuerdo a lo indicado en el capítulo 5, sección 5.3.1, se recomienda recoger en la normativa del pago a los generadores por garantía de potencia una señal de localización según su ubicación en la red, que refleje las potenciales limitaciones que la red de transporte pueda imponer a la contribución efectiva de los grupos generadores a la fiabilidad del suministro del sistema. Más que hacer uso de un cargo de capacidad nodal, la idea es que, en circunstancias especiales, se rebaje el valor de la potencia firme asignada a un generador si, a causa de su ubicación en la red, puede no ser capaz de suministrar la totalidad de su potencia disponible. En este cálculo no intervienen los costes de operación, pues se supone que en condiciones de emergencia toda la generación disponible debiera estar en funcionamiento.

Éste es precisamente el caso del cuello de botella en la red de transporte que se ha comentado en el apartado 9.1.2. Si la potencia firme total conectada a un nudo fuese por ejemplo de 2500 MW y la capacidad de evacuación de éste fuese solamente de 1500 MW, un generador de 400 MW de potencia firme conectado en el nudo debiera recibir una remuneración de garantía de potencia por solamente 400x1500/2500 MW de potencia firme.

De nuevo, la normativa de detalle debe tratar de suavizar la dureza de esta regla en situaciones especiales. Éste sería por ejemplo el caso de un generador que ha solicitado acceso y que ha programado su fecha de entrada en servicio contando con la fecha previsible de entrada en servicio de un refuerzo de la red de transporte, que eliminaría una restricción de evacuación en su nudo de conexión. Si existiese retraso en la fecha de entrada de la línea, creando limitaciones de evacuación para el generador, éste -así como

todos los demás generadores conectados en el nudo considerado- debiera quedar exento de la reducción anteriormente mencionada en el pago de garantía de potencia.

9.1.5 Información estandarizada proporcionada por el Operador del Sistema

Aunque su carácter no sea estrictamente económico, las señales que se puedan derivar de la información que el Operador del Sistema facilite a los usuarios de la red -y en particular a los potenciales nuevos entrantes- pueden ser tan influyentes o más que las señales económicas de localización. La información que facilite de forma sistemática y estandarizada el Operador del Sistema ha de permitir minimizar la incertidumbre de los agentes en la toma de decisiones acerca de la localización de sus nuevas inversiones y, en algunos casos, tal vez del retiro de las existentes. Este Libro Blanco recomienda que un nuevo procedimiento de operación regule el contenido y alcance de esta información que, en principio, debiera incluir los aspectos siguientes:

- El plan de inversiones en instalaciones de transporte, de acuerdo a lo que está establecido en la LSE y en el Real Decreto 1955/2000. Las propuestas de desarrollo de la red de transporte se han de elaborar por el Operador del Sistema cada cuatro años, con un horizonte del plan de ejecución de seis a diez años, con revisión anual para el mismo horizonte. Por tanto la información que el Operador del Sistema debe hacer pública cada año tendrá un horizonte mínimo de seis años y máximo de diez, según el momento presente esté más o menos cercano a la publicación del plan de frecuencia cuatrienal. La información también incluirá las inversiones previstas de generación, así como la previsión desagregada de la demanda, de acuerdo a la información de carácter no confidencial de que disponga el Operador del Sistema.

- Los valores previstos de las tarifas de red en cada nudo de la red de transporte y en cada periodo tarifario -véase el apartado 9.1.3- para el horizonte de seis a diez años. Actualmente se trata de un único conjunto de valores -un valor por periodo tarifario- para los consumidores y cero para la generación, pero puede convertirse en algo mucho más voluminoso si se decidiese aplicar tarifas con señales de localización. Si éste fuese el caso, y tal como se comenta en el apartado 9.1.3, sería deseable que los cargos de transporte para los nuevos generadores se conociesen a futuro con la menor incertidumbre posible.

- La capacidad máxima de evacuación de cada nudo de la red de transporte, para el citado horizonte de seis a diez años. Donde proceda, también se debe proporcionar la capacidad de evacuación de zonas -agrupaciones de nudos, con interconexiones identificables con el resto de zonas, como, por ejemplo, la "zona gallega"- en las que a estos efectos se quiera dividir el sistema, así como la estimación del número de horas al año sin restricciones a la evacuación por nudos y zonas.

- Los valores estimados de los factores de pérdidas por nudos -o agrupados por zonas, si no se considera conveniente llegar a un mayor nivel de detalle-, para el mismo horizonte de seis a diez años.

- Las principales restricciones o limitaciones de red, debidas a cualquier tipo de causas -e. g. estabilidad transitoria u oscilatoria, colapso de tensión-, previstas en el sistema eléctrico español para el horizonte de seis a diez años.

9.1.6 Otras señales asociadas con la ubicación en la red

Es de esperar que pueda también desarrollarse un esquema completo de señales de localización para la red de transporte de gas, que sea semejante al que se acaba de proponer aquí para el sistema eléctrico. Dada la estrecha relación entre los sistemas de transporte de gas y de electricidad para la generación eléctrica, una regulación coherente debe incorporar ambos tipos de señales.

Una vez que se dispone de una estimación cuantitativa del impacto que pueden tener las señales de localización derivadas de las pérdidas o de los cargos para cubrir la retribución regulada de la red de transporte, es posible comparar estas señales con otras señales de localización que no dependen de la red de transporte. Por ejemplo, la potencia neta de una central de ciclo combinado de gas depende de la presión atmosférica, es decir, de la altitud del emplazamiento sobre el nivel del mar. La pérdida de potencia neta de una planta ubicada en Madrid con respecto a otra situada en la costa puede estimarse en un 5%. Este impacto económico es del mismo orden de magnitud que el que puede derivarse de las señales de pérdidas o de cargos de transporte, dependiendo de la localización específica. Por tanto parece apropiado introducir en la normativa del transporte las señales de localización que han sido examinadas en este apartado, pues pueden tener una influencia real sobre las decisiones de los agentes y contribuyen a promover un comportamiento más eficiente del sector, tanto en el corto como en el largo plazo.

9.2 El acceso a la red

La denominación “acceso a la red” engloba dos tipos de problemas. Por un lado el de la conexión a la red de nuevas instalaciones de generación o de consumo. Por otro el de la asignación de recursos limitados de capacidad de red entre varios agentes que desean utilizarlos simultáneamente.

La “conexión a la red” de nuevas instalaciones de generación comprende, a su vez, varios aspectos distintos. Por una parte el tratamiento de los casos particulares derivados de la existencia de restricciones técnicas de red locales y sistemáticas, lo que ha sido comentado en el apartado 9.1.2, donde se ha examinado la adecuación general de la normativa, la posible limitación de la potencia firme que percibiría retribución por garantía de potencia, y algunas ideas para suavizar la aplicación estricta de la normativa, entre las que se encuentra el uso de derechos de congestión. Caso aparte son los aspectos específicos de conexión de instalaciones de generación pertenecientes al régimen especial, que se analizan más adelante en el apartado 9.3.

El segundo problema es el que denominamos “gestión de restricciones técnicas”, y ya ha sido tratado en los apartados 2.1.5, 2.1.7, 7.3 y 9.1.2, mientras que en el apartado 9.5 se abordarán las interconexiones internacionales.

9.3 Aspectos específicos de la generación en régimen especial

Aunque la generación en régimen especial es tratada más ampliamente en el capítulo 10, aquí se han recogido los aspectos regulatorios que tienen que ver más directamente con las redes y con la operación del sistema eléctrico.

9.3.1 Generación "no gestionable" y los límites del sistema eléctrico

A la vista de las previsibles dificultades en cumplir los objetivos establecidos a medio plazo por la vigente estrategia de promoción de las energías renovables, es preciso realizar esfuerzos por parte de todos los agentes e instituciones involucrados para conseguir maximizar la capacidad de incorporación de generación de origen renovable al sistema eléctrico, tanto por parte del operador del sistema y de los operadores de las redes de distribución, como por parte de los propietarios de estas instalaciones y de los fabricantes de los equipos para que cumplan con los requisitos técnicos que les sean exigibles y con las necesidades básicas de transparencia e interlocución, y también por parte de la Administración, fijando objetivos concretos, que puedan ser ambiciosos pero que sean factibles.

A este respecto, es imprescindible el análisis conjunto de las implicaciones de cada una de las medidas que se adopten en las estrategias sectoriales[334]. Por ejemplo, y en relación con las limitaciones derivadas de la red de transporte y de la operación del sistema, no sobrepasando en cada momento el umbral de penetración de producción eólica que -tras realizar todos los esfuerzos razonables que aquí se indican- deba establecerse por razones de seguridad del sistema eléctrico.

9.3.2 La conexión a la red

Ya se ha indicado en la sección 2.1.7 de diagnóstico que la normativa de conexión es un aspecto clave para la generación renovable, como se ha demostrado en el caso de la fotovoltaica. Está pendiente de completar la tramitación de la propuesta de Real Decreto sobre las condiciones técnicas de conexión del régimen especial, de forma que se transponga la Directiva 2001/77/CEE y se establezcan los procedimientos para la asignación del punto de conexión, se definan las condiciones técnicas requeridas para las instalaciones y se fijen las normas técnicas de operación. La nueva normativa debe atender a dos objetivos: facilitar la conexión de las nuevas instalaciones y preservar la seguridad de la operación. Son esenciales los aspectos de información mutua entre el Operador del Sistema y los promotores de nuevos generadores, aspectos que ya han sido tratados en el apartado 9.1.6 y que se retomarán en el 9.6 sobre planificación de la red.

Basta con transponer la Directiva 2001/77/CE para que se minimicen los actuales problemas que han sido descritos en el apartado de diagnóstico. En efecto, esta Directiva, en su Artículo 7.1 sobre cuestiones relativas a la red, establece que 'Sin perjuicio del

[334] Véase el apartado 10.1, donde se recomienda hacer uso de la herramienta de planificación indicativa que establece la LSE para integrar de forma ordenada los distintos objetivos, los medios para conseguirlos y sus implicaciones.

mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad de la red, los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para que los operadores de sistemas de transporte y de distribución presentes en su territorio garanticen el transporte y la distribución de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Podrán, además, establecer un acceso prioritario a la red de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Cuando gestionen la interconexión de las instalaciones de generación, los operadores de los sistemas de transporte darán prioridad a las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables en la medida en que el funcionamiento del sistema eléctrico nacional lo permita.' Aunque la normativa española vigente ya contempla la preferencia de la electricidad generada con renovables sobre la generada con otras fuentes[335], nada se ha establecido aún en referencia a la preferencia en la asignación de un punto de conexión a la red.

La Directiva 2001/77/CE es también clara respecto al resto de las deficiencias regulatorias mencionadas en el diagnóstico, pues en su artículo 7.2 a 5 establece que 'Los Estados miembros establecerán un marco normativo o exigirán a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución que establezcan y hagan públicas sus normas tipo relativas a la asunción de los gastos de adaptación técnica, como conexiones a la red y refuerzos de esta última, que sean necesarios para la integración de un nuevo productor que alimente la red interconectada mediante electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Dichas normas se basarán en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios y tendrán especialmente en cuenta todos los costes y beneficios asociados a la conexión de dichos productores a la red. … Cuando proceda, los Estados miembros podrán exigir a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución que asuman, total o parcialmente, los costes mencionados en el apartado 2. Los operadores de la red de transporte y los operadores de la red de distribución deberán facilitar al nuevo productor que desee conectarse a la red una estimación completa y detallada de los costes derivados de la conexión. Los Estados miembros establecerán un marco normativo o exigirán a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución que establezcan y publiquen sus normas tipo relativas al reparto de los costes de las instalaciones del sistema, como conexiones a la red y refuerzos de esta última, entre todos los productores beneficiarios.'

Los aspectos más delicados que quedarían por resolver, a la vista de lo que ya establece la Directiva 2001/77/CE y de la experiencia acumulada, serían los siguientes:

- Aunque el acceso a las redes, de acuerdo al Real Decreto 1955/2000, debiera adjudicarse individualmente, actualmente REE determina e informa a las CC. AA. sobre las cuantías de capacidad de acceso asignadas en las respectivas redes. Esta capacidad es posteriormente adjudicada por cada Comunidad Autónoma, de acuerdo a sus propios criterios, que distan de ser homogéneos. A la vista de la actual sobreabundancia de solicitudes de acceso, y dependiendo del procedimiento adoptado en cada Comunidad Autónoma, este procedimiento puede ser fuente de incertidumbre para los promotores de

[335] Aspecto también exigido por la "Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad", en sus artículos 11.3 y 14.4.

los proyectos. Es preciso, por tanto, realizar un esfuerzo para mejorar la comunicación y armonización de procedimientos entre el Operador del Sistema, la Administración Estatal, las CC. AA. y los promotores de generación renovable. Las medidas han de tomarse tanto para las solicitudes de conexión a la red de transporte como a las de distribución.

- El Real Decreto 436/2004 no aporta casi nada en relación con los aspectos de conexión a la red, que habrán de ser cubiertos en la transposición de la Directiva 2001/77/CE. Por el contrario, en su Disposición Transitoria tercera 1.c, establece límites máximos a la potencia total de generación en régimen especial que puede conectarse a líneas y subestaciones. Lo anterior no es coherente con el criterio básico de acceso libre a la generación fijado en el Título IV del Real Decreto 1955/2000, donde se establece que 'Las limitaciones de acceso para los productores se resolverán sobre la base de la inexistencia en el sistema eléctrico español de reserva de capacidad de red, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso. La solución de las eventuales restricciones de acceso se apoyará en mecanismos de mercado conforme a lo establecido en los procedimientos de operación del sistema'. Y además se debe respetar la prioridad que en la conexión y en la generación otorga la Directiva 2001/77/CE a las energías renovables. Deben asimismo fijarse las reglas que determinen el orden de prioridad en el despacho de la producción con fuentes de energía renovable, si es que llega a superar la capacidad de inyección en un nudo o una zona. Asimismo en el caso de las fuentes de energía renovables no gestionables y con grandes variaciones en sus perfiles de producción -nivel de potencia muy variable-, como es el caso en particular de la generación eólica, debe permitirse el acceso de una potencia superior a la capacidad de evacuación del punto de conexión, siempre que la instalación se dote de los equipos técnicos necesarios para que el Operador del Sistema o Gestor de la Red a la que esté conectada la instalación, pueda controlar y limitar la potencia producida -telemedidas, teledisparos, etc.-.

  La futura normativa de conexión debe respetar las directrices regulatorias que acaban de exponerse. Pero debería evitarse que se pueda conectar en un nudo o zona eléctrica más generación renovable de coste variable nulo de la que la red pueda razonablemente evacuar.

- La Directiva 2001/77/CE exige la adopción de normas objetivas de pérdidas y cargos de red que reconozcan los beneficios que al respecto pueda ocasionar la generación distribuida. Así, en su artículo 7.6 establece que 'Cuando proceda, los Estados miembros establecerán un marco jurídico o exigirán a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución que garanticen que la tarificación del transporte y la distribución de electricidad procedente de centrales que utilicen fuentes de energía renovables refleje los beneficios realizables en materia de costes como resultado de la conexión de las centrales a la red. Tales beneficios en materia de costes podrían resultar del uso directo de la red de baja tensión.'

- Debe reconocerse la dificultad de establecer tarifas de red en condiciones de alta penetración de generación distribuida que sean capaces de realizar una asignación razonable de los costes incurridos. Se trata de una materia objeto de investigación en la

actualidad. Mientras no se disponga de resultados confiables, debe tratarse de evitar toda discriminación en la asignación de cargos y factores de pérdidas, bajo el supuesto de un efecto global beneficioso sobre las pérdidas en transporte y distribución y sobre el desarrollo de la red de transporte -cuando se trata realmente de generación distribuida y conectada más cercana a la demanda que la generación convencional-.

- En relación a la inversión y titularidad de las nuevas infraestructuras de red que se necesiten para incorporar la nueva generación de régimen especial, el criterio debiera ser consistente con el aplicable con carácter general. Por un lado el promotor debe correr con los gastos de las inversiones de red dedicadas exclusivamente a conectar al nuevo generador, pudiendo ceder posteriormente estas instalaciones de red al distribuidor o al transportista para su operación y mantenimiento. Sin embargo, los refuerzos de la red de uso común deben ser sufragados de acuerdo a las reglas generales de determinación de las tarifas de red. No obstante, caben consideraciones más complejas, como las que se exponen en el punto siguiente.

- Con respecto a los cargos de red imputables a la nueva generación en régimen especial, la Directiva 2001/77/CE parece estar apoyando el procedimiento sugerido aquí en el apartado 9.1.3 con respecto al envío de señales de localización, cuando la Directiva afirma en su artículo 7.5 que 'Para la distribución de los costes se aplicará un mecanismo basado en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, que tenga en cuenta los beneficios que reportarán dichas conexiones a los productores conectados inicial y posteriormente y a los operadores de los sistemas de transporte y de distribución.'

- Debe incorporarse a la retribución de las redes de distribución un mecanismo que les reconozca los costes de operación y mantenimiento incurridos en las instalaciones de conexión cedidas por los generadores -como ya existe en el caso de las instalaciones de consumidores-, para evitar la negativa, hoy en día justificada, de hacerse cargo de ellas. Se alentaría así significativamente la disposición de los distribuidores a facilitar la conexión de nueva generación y a encargarse de la operación y mantenimiento de las instalaciones.

9.3.3 La generación en régimen especial y la operación del sistema

La solución a las dificultades planteadas en el apartado 2.1.7 de diagnóstico es establecer las reglas de operación y los requisitos técnicos que permitan una participación de la mayor cantidad posible de "generación no gestionable" en la operación del sistema, y de forma tal que se minimicen sus problemas y se exploten al máximo sus ventajas. Se trata de mejorar los procedimientos de predicción, introducir algunas modificaciones en el diseño de los generadores, proporcionar medios de comunicación y control de los generadores con el operador del sistema y facilitar la participación de esta generación en los servicios complementarios del sistema. También se trata de facilitar el máximo apoyo de otras tecnologías de generación, como el bombeo. Todo ello sería mucho más fácil si las interconexiones del sistema eléctrico ibérico con el europeo fuesen mucho más fuertes. A continuación se elaboran brevemente estos aspectos, que no son suficientemente tratados en el Real Decreto 436/2004, aunque algunos de ellos ya se recogen en la propuesta de Real Decreto que está en fase de tramitación y que desarrolla 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.

Los requisitos técnicos

- Los requisitos técnicos más importantes que debieran cumplir los generadores eólicos son, fundamentalmente, el soportar las perturbaciones de la red -esto es, la condición de no desconexión frente a huecos de tensión en la red, por el riesgo que la pérdida instantánea de un volumen importante de generación eólica supone para la estabilidad del sistema en su conjunto- y el poder contribuir a la provisión de potencia reactiva, en ambos casos tanto por parte de los parques existentes como de los futuros.

- Debe ser obligatorio el que todos generadores eólicos dispongan de los medios para soportar los huecos de tensión en las redes sin desconectarse y para contribuir a la continuidad de suministro durante la perturbación antes de una fecha límite, que podría dar un plazo de un año. Con carácter inmediato debe derogarse parcialmente la Orden Ministerial de 1985 en la cual se les exige que se desconecten de la red con carácter inmediato en tales circunstancias -lo cual es una medida razonable de protección cuando el volumen relativo de generación eólica es muy pequeño-.

- Aunque el Operador del Sistema gestiona desde su centro de control la totalidad de la generación del régimen ordinario, no conoce directamente la mayor parte de la generación del régimen especial, a pesar de la importancia que ha alcanzado en la actualidad. Por otro lado tampoco es práctico que el Operador del Sistema se relacione directamente con una multitud de pequeñas instalaciones en los mismos términos en que lo hace con las grandes centrales convencionales. Por otro lado alguna gran empresa de producción ya ha puesto en marcha un centro de control para su generación de régimen especial y algunas CC. AA. se están planteando hacer lo propio. La solución, pues, parece que pasa por la constitución de despachos delegados, que podrían tener un tamaño de referencia de unos 1000 MW por lo menos. En un plazo máximo de un año, por ejemplo, todas las instalaciones del régimen especial de potencia superior a un valor mínimo -10 MW, por ejemplo- y con independencia de que se encuentren conectadas a redes de distribución o a la red de transporte, debieran estar integradas en alguno de estos despachos delegados, que a su vez se relacionarían con un centro de control del Operador del Sistema, asociado al centro de control central -el denominado CECOEL-, pero dedicado en exclusiva al régimen especial. Podrían convivir despachos delegados privados con un despacho delegado público gestionado directamente por los Gestores de las Redes.

La participación de la generación de régimen especial en la operación del sistema

Debe quedar claro desde un principio que este apartado se refiere a la generación del régimen especial "no gestionable", pues la cogeneración o las plantas de generación eléctrica con biomasa ya pueden participar normalmente en la operación del sistema.

Es clara la opinión de la CNE y de REE -expresada en diversos documentos recientes y en las entrevistas que se han mantenido con ocasión de la elaboración de este Libro Blanco- acerca de la conveniencia de aproximar en lo posible el funcionamiento de la generación

en régimen especial al del régimen ordinario. Aunque no es mucho lo que puede conseguirse con incentivos a la generación no gestionable para que se integre en la operación del sistema y en el mercado -precisamente por su carácter, aunque nunca sea absoluto, de no gestionable-, este Libro Blanco considera que es acertado optar por insistir en esta integración y en tratar de promover un funcionamiento tan normal como sea posible, con un claro incentivo por hacerlo pero sin que suponga una imposición, como defiende la CNE. Aunque este criterio general pueda ser positivo para el sistema en su conjunto, puede que no sea siempre favorable para las empresas productoras, a las que por ejemplo no les convence la presión para que participen en el mercado y se responsabilicen de los desvíos, por ejemplo. Se enumeran a continuación las líneas de actuación que aquí se han considerado adecuadas para promover la participación en la operación del sistema, además de las ya enunciadas más arriba sobre soportar los huecos de tensión e integrarse en centros delegados de control:

- Sería muy deseable contar con un sistema de predicción de la producción de régimen especial no gestionable, que fuese lo suficientemente fiable como para que el Operador del Sistema pudiera utilizarlo con confianza en sus funciones de análisis de la seguridad. Se recomienda aunar esfuerzos, preferentemente bajo algún tipo de coordinación del Operador del Sistema, para conseguir productos de mayor calidad y utilidad, -tal vez incluso asociados a productos financieros- que permitan reducir el riesgo para los usuarios más pequeños, que son los que tienen mayor dificultad en realizar las predicciones.

- Es razonable que el Operador del Sistema realice estimaciones de la producción de régimen especial no gestionable -debería hacerlos al igual que lo hace por ejemplo con la demanda para contar con su propia información de cara a su función de asegurar la seguridad del sistema- pero en cualquier caso esto no debería eximir a los productores de la responsabilidad económica de los desvíos, quedando en sus manos la libertad de anunciar sus propias previsiones si lo consideran más conveniente. Se deberá fijar junto con el OS la antelación con la que se deberán entregar las previsiones que deberá ser la misma que la que se utilice para calcular los desvíos en el caso de utilizar por defecto las propias previsiones del OS.

- Los desvíos de la producción de régimen especial no deben de ningún modo atribuirse a la empresa distribuidora a cuya red esta generación esté conectada. La reforma de la regulación vigente debe pasar por dos previsiones separadas -por un lado la demanda interna de la distribuidora y por otro la producción de los parques eólicos u otra generación no gestionable- y responsabilidades también independientes sobre los respectivos desvíos. En el caso de la generación eólica, la estimación del perfil de producción con más de 24 horas de adelanto para participar en el mercado diario puede ser demasiado imprecisa. Esta generación habrá de recurrir abundantemente a los mercados intradiarios, todavía demasiado espaciados para lo que puede conseguirse con el estado actual del arte en la estimación de la producción eólica.

- Con respecto a la gestión de restricciones técnicas parece razonable la actual normativa, que deja fuera del proceso a la producción no gestionable, mientras haya ofertado un precio de cero, aunque debe extenderse explícitamente este principio para las

restricciones en las redes de distribución, aspecto en el que hay un vacío regulatorio. Hay todavía que establecer la normativa del caso particular en el que sólo estuviesen involucrados generadores de régimen especial en alguna fase de la resolución de las restricciones técnicas.

- No se ve inconveniente en que los generadores eólicos puedan proporcionar reserva terciaria a bajar. Además, los generadores eólicos debieran participar obligatoriamente en el servicio complementario de control de tensión, lo que permitirá aprovechar las buenas características de las que a estos efectos disponen muchos de los generadores actuales. Hay aspectos técnicos todavía pendientes de compatibilizar entre lo que establece el Real Decreto 436/2004 y el Procedimiento de Operación de control de tensión P. O. 7.4.

- La generación no gestionable sin duda contribuye globalmente a la garantía de suministro del sistema eléctrico pues, por ejemplo, puede afirmarse que con la potencia actualmente instalada hay una producción mínima horaria garantizada -potencia firme- con un nivel de probabilidad tan exigente como se quiera, por ejemplo comparable al de una central térmica convencional de alta disponibilidad. Sin embargo hay que admitir que este valor de potencia firme y no gestionable, en MW, será muy inferior a la potencia nominal instalada de esta generación no gestionable. Es esta potencia firme la que debe ser retribuida por el mecanismo de garantía de potencia[336]. En el apartado 4.3 se ha explicado cómo este Libro Blanco recomienda tratar la generación no gestionable dentro de la reforma regulatoria de la garantía de potencia que aquí se propone. En todo caso la cuantía de la remuneración por garantía de potencia debiera ser totalmente indiferente para estos generadores, pues lo que debe importar es que la retribución total regulada -prima más pago por garantía de potencia- sea, junto con el precio del mercado, suficiente para incentivar las inversiones en generación del régimen especial que se quiera incentivar.

Otras medidas

- Algunos de los problemas de operación del sistema más difíciles de resolver con respecto a la generación no gestionable -la necesidad de contar con elevadas reservas de operación de diversa rapidez de respuesta para hacer frente a problemas derivados de los huecos de tensión o simplemente de variaciones no controlables en la producción- serían mucho más fáciles si se contase con una mayor capacidad de interconexión con el exterior, en particular con el sistema europeo a través de Francia, por su enorme y

[336] Así como el volumen de energía anual que aporta la generación no gestionable no experimenta fuertes variaciones de unos años a otros, la potencia instantánea aportada en un momento dado de emergencia para el sistema eléctrico es muy variable y, en efecto, no gestionable, o apenas gestionable. Pueden realizarse análisis estadísticos, a partir de las producciones históricas, para determinar la fracción de la potencia total instalada de cada tecnología no gestionable -eólica, por ejemplo- con la que se puede contar con una probabilidad superior a un umbral dado -90% o similar- para poderla considerar como potencia firme. Esta fracción previsiblemente será muy inferior al de la potencia instalada.

variada capacidad de respuesta ante contingencias. Es por ello que la capacidad comercial de la interconexión con Francia será un factor determinante en la determinación del máximo volumen de producción eólica que el sistema ibérico será capaz de absorber en condiciones de seguridad en un momento dado.

- En la misma línea que en el punto anterior, otro factor de importancia es el volumen de respuesta que puedan proporcionar en cualquier momento las centrales de bombeo con las que cuenta actualmente el sistema, dadas sus interesantes características de respuesta rápida. La potencia total en turbinación de las centrales españolas de bombeo es de 4.650 MW -2.150 de bombeo mixto y 2.500 de bombeo puro-. Mientras la respuesta de estos grupos esté garantizada, puede admitirse en la operación del sistema una producción eólica sustancialmente mayor que en caso contrario. La gestión de los grupos de bombeo se ha comentado ya en el apartado 4.4. Asimismo sería interesante investigar fórmulas para que se aproveche generación eólica que queda actualmente desacoplada en horas de valle extremo, para bombear y sacarle un provecho técnico y económico.

No debe desaprovecharse el proceso conjunto hispanoluso de desarrollo del MIBEL para buscar una mayor armonización en estos aspectos de participación de la generación del régimen especial en la operación del sistema.

9.4 Aspectos institucionales

Se examina en primer lugar la independencia del operador del sistema en la ordenación vigente y, a continuación, los conflictos potenciales de interés cuando la operación del sistema y el transporte coinciden en una misma sociedad. Finalmente se analizan diversas alternativas -en conjunto para ambos aspectos institucionales- y se presentan recomendaciones al respecto.

9.4.1 La independencia del operador del sistema

Existe una total unanimidad entre los especialistas en regulación del sector eléctrico -ya sean académicos o reguladores- sobre la necesidad de independencia del operador de un sistema eléctrico abierto a la competencia. Así lo recoge la reciente Directiva 2003/54/CE e insiste en la necesidad de independencia el último informe de la Comisión Europea sobre la implantación del Mercado Interior de Electricidad[337]. En esta misma línea, en la normativa de los EE. UU. se habla de los "independent system operators" -operadores *independientes* del sistema- para designar a estas entidades a cargo de los aspectos de seguridad de la operación del sistema.

La mayoría de los operadores de sistema europeos han surgido a partir de 1990, como consecuencia de los procesos de reestructuración y liberalización del sector eléctrico emprendidos individualmente por algunos países y, posteriormente, también promovidos por la separación de actividades establecida inicialmente por la Directiva 96/92/CE y reforzada por la nueva Directiva 2003/54/CE. REE -establecida en 1985- es la empresa

[337] "*Annual report on the implementation of the Gas and Electricity Internal Market*", DG TREN European Commission, 5 January, 2005.

decana mundial entre los operadores del sistema, como sociedad separada de las actividades de producción y distribución, y en su creación se consideró natural la presencia de las empresas eléctricas en su accionariado. La LSE, en sucesivas versiones, ha ido reduciendo esta participación de los agentes del mercado en el accionariado de REE, culminando con lo establecido en el artículo 23 del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, donde se fija en el uno por ciento el porcentaje máximo de participación en el capital social del operador del sistema para aquellos sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico y para aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital social de estos con una cuota superior al cinco por ciento. Asimismo, la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no debe superar el cuarenta por ciento. Y la participación directa o indirecta en el capital de REE de cualquier persona física o jurídica no puede exceder el tres por ciento, ni tampoco la participación en los derechos totales de voto. Estas limitaciones no son aplicables a la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales, SEPI, que ha de mantener una participación no inferior al diez por ciento.

Cabe cuestionarse si estas limitaciones consiguen dar a REE la independencia deseada y si, por otro lado, no podrían desanimar la participación de grandes entidades internacionales de inversión para las que un tres por ciento en una sociedad con un capital moderado -como es el caso de REE- puede ser insuficiente para tener que prestar a su inversión una atención adecuada[338]. Por otro lado parece que la legislación en todas sus versiones ha buscado mantener una cierta presencia de los agentes del sector eléctrico en el accionariado de REE, lo que tiene una racionalidad evidente, al tratarse de una actividad económica tan especializada. Aunque la participación máxima de cada agente individual del mercado se haya reducido recientemente al uno por ciento y la colectiva al cuarenta por ciento, todavía sería posible que fuesen estos agentes -además de la SEPI como accionista mayoritario- los que controlasen las decisiones del Consejo de Administración de REE, por lo que seguiría estando cuestionada la independencia de REE.

9.4.2 Conflictos de interés entre el operador del sistema y el transporte

La LSE establece separadamente las actividades de operación del sistema, de gestor de la red de transporte y de transporte propiamente dicho, pudiendo a su vez el gestor de la red de transporte realizar actividades de transporte. Y en su Disposición transitoria novena la LSE fija que REE ejercerá las funciones de operador del sistema y gestor de la red de transporte, pudiendo por tanto también ejercer como transportista[339]. De hecho en los últimos años REE

[338] Sin embargo hay que ser prudentes al ampliar la cuota del 3%, ya que puede haber instituciones que no sean agentes del mercado eléctrico pero que también pueden tener intereses no neutrales en las actividades de REE -entidades de carácter local o autonómico, por ejemplo- cuya participación sea conveniente limitar.

[339] El Real Decreto 1955/2000, en especial en su artículo 6, trata siempre conjuntamente las actividades de operador del sistema y gestor de la red de transporte, evitando así una difícil separación entre ambas. Cuando este Libro Blanco se refiera en adelante al "operador del sistema" deberá entenderse conjuntamente "operador del sistema y gestor de la red de transporte", que es la terminología más habitual utilizada internacionalmente en la regulación del sector eléctrico.

ha adquirido la mayor parte de las instalaciones de transporte que eran propiedad de otras empresas, con lo que el modelo se ha aproximado al de un transportista único que también es el operador del sistema. Este modelo es el que claramente predomina en los países de la Unión Europea, donde a la empresa que ejerce ambas funciones se le denomina *"transmission system operator, TSO"*.

Se ha señalado, sin embargo, frecuentemente, que este modelo de organización puede dar lugar a conflictos de intereses entre la actividad de operador del sistema y la de transporte, y aún más si existen otras empresas transportistas además de la que también ejerce de operador del sistema. Se comentan a continuación las debilidades y los puntos fuertes del ordenamiento regulatorio vigente en lo que respecta a la separación de estas funciones, teniendo en cuenta las experiencias vividas hasta la fecha.

Los puntos débiles están todos relacionados con los potenciales conflictos de interés entre las actividades de operación del sistema y transporte[340]. Siendo REE una empresa fundamentalmente privada que cotiza en Bolsa es lógico que el beneficio empresarial sea el objetivo prioritario, y que bajo este punto de vista la actividad de transporte -de mucho mayor volumen económico que la operación del sistema- también tienda a adquirir una mayor preeminencia, lo que parece haber sido el caso en tiempos recientes. Lo anterior no tiene por qué tener un impacto negativo en la seguridad, pero sí tal vez en los costes de funcionamiento del sistema eléctrico: así, el operador del sistema podría programar los descargos de las instalaciones de red cuando le resulten más económicos al transporte, pero no al sistema; o podría discriminar en la programación a favor de sus instalaciones y en perjuicio de las de otros transportistas. O bien podría anteponer indebidamente descargos de líneas de transporte para realizar trabajos en la fibra óptica que comparte las instalaciones de transporte con el uso eléctrico. REE ha sido acusado de imponer a otras empresas que solicitan conexiones a la red de transporte la cesión de dichas instalaciones, lo que ha sido visto por algunos como parte del proceso de adquisición de la mayoría de los activos de transporte, aunque por otro lado es lógica la tendencia hacia una homogeneización de los sistemas de protección o de las especificaciones de aparamenta, entre otros. Es claro que, de consumarse la tendencia hacia que REE se convierta prácticamente en el único transportista en el sistema español, algunos de estos problemas dejarían obviamente de existir. No debe olvidarse que la LSE establece en su artículo 36 que las autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones de transporte podrán ser otorgadas mediante un procedimiento de concurso público que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la Administración competente. La normativa para realizar este procedimiento de concurso todavía no ha sido desarrollada y la tendencia de REE hacia el control completo de la titularidad de las instalaciones de transporte aún parece restar credibilidad a este instrumento regulatorio. Sin embargo, aunque su utilización sea

[340] La Dirección de Energía Eléctrica de la Comisión Nacional de Energía ha expresado su opinión sobre estos conflictos de interés, y ha indicado algunas actuaciones de REE en las que estos conflictos podrían haberse puesto de manifiesto, en un reciente documento titulado "Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico", de enero de 2005, que ha sido facilitado al equipo que ha elaborado este Libro Blanco.

excepcional, puede ser de utilidad en circunstancias especiales y la normativa española no debiera privarse del mismo, cuando además está previsto en la LSE, por lo que se recomienda completar este desarrollo normativo.

Se echa en falta una supervisión o control del cumplimiento en tiempo de algunas obligaciones de REE como operador del sistema. Así, el artículo 11 del Real Decreto 1955/2000 establece que el operador del sistema debe realizar cada año una revisión de la propuesta de desarrollo de la red de transporte -partiendo de la Propuesta de Desarrollo de la red que REE propone inicialmente y que sirve para elaborar el Plan de Desarrollo de la red de transporte que se elabora cada cuatro años y se somete al Congreso de los Diputados-. Sobre la base de dicho Plan de Desarrollo, y utilizando la actualización de la propuesta de desarrollo del operador del sistema, la Dirección General de Política Energética y Minas debe aprobar y publicar anualmente, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, el Programa Anual de Instalaciones de la red de transporte. Sin embargo, aunque se publicó en octubre de 2002 el Plan de Desarrollo para el intervalo 2002-2012, todavía REE no ha elaborado ninguna revisión anual de dicho plan. Y se ha achacado a REE falta de transparencia en la realización del proceso de preparación de la Propuesta de Desarrollo inicial y en proporcionar información a los agentes sobre las condiciones esperadas de congestiones y conexión en el medio plazo -uno a varios años-. También REE, como operador del sistema, debiera haber realizado antes de finalizar 2001 una propuesta de procedimientos de operación de las redes de distribución que tengan incidencia en la operación del sistema, según lo especificado en el Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre de 2000. Pero, por otro lado, REE ha elaborado -y desde enero de 2004 viene aplicando- un documento sobre "Criterios de planificación de la red de transporte" que afecta tanto a la revisión de la planificación de la red como a los informes de viabilidad de acceso, sin que haya estado amparado por normativa alguna[341]. Este documento impone, a las empresas distribuidoras que solicitan acceso, obligaciones de diseño de sus redes de distribución orientadas a mejorar la calidad del suministro a los consumidores conectados a estas redes, lo que a su vez también podría reducir el impacto que pudieran tener sobre estos consumidores determinados fallos de la red de transporte.

- Finalmente, en la LSE no se especifica -y tampoco en sus desarrollos regulatorios- que el desempeño del operador del sistema haya de estar sujeto a ningún tipo de control o seguimiento alguno, lo que no parece razonable, incluso si se garantiza la total independencia de esta sociedad.

Los puntos fuertes de la actual situación, en la que REE desempeña la función de operador del sistema y de transportista principal, provienen precisamente de las sinergias entre ambas actividades. Hay recursos materiales -tales como sistemas de medida y comunicaciones-, así como de almacenamiento y tratamiento de la información, que son comunes a ambas actividades, de forma que una separación completa de actividades implicaría prácticamente la duplicación de estos recursos y daría lugar a dificultades de coordinación y pérdida de

[341] Este documento ha sido ya remitido por REE a la Dirección General de Política Energética y Minas como propuesta de Procedimiento de Operación, P. O., y está actualmente en trámite de aprobación.

eficiencia. El que haya un único despacho facilita la actuación en casos de emergencia, por la unicidad de procedimientos y la facilidad de transmitir órdenes. La separación completa da lugar a ambigüedades respecto a la responsabilidad en la realización de tareas que parecen quedar en tierra de nadie, como coordinación de las protecciones o determinados análisis de estabilidad e implantación de los medios correctivos que puedan derivarse.

La separación es ciertamente posible, como lo muestra el caso de Argentina -con CAMMESA como operador, TRANSENER como transportista principal y otros transportistas resultado de procesos de licitación de nuevas líneas o de iniciativas privadas- o el de algunos *independent system operators* norteamericanos, aunque también se da la solución contraria. En Europa existen las experiencias negativas de Italia y Hungría, donde se ha dado marcha atrás de una separación inicial de propiedad, pero el modelo abrumadoramente mayoritario es el del *transmission system operator*, que integra la operación del sistema y el transportista principal -y frecuentemente único- en una única entidad. Debe también valorarse la cultura empresarial asentada de REE, que ha realizado ambas funciones durante cerca de veinte años, con un balance global muy positivo, a pesar de las dificultades y conflictos -potenciales o reales- anteriormente indicados.

9.4.3 Análisis de alternativas y recomendaciones

La Comisión Nacional de Energía, en su informe de 27 de julio de 2004 sobre la adaptación de la Directiva 2003/54/CE al ordenamiento jurídico español, acertadamente concluye que no es necesaria ninguna modificación de la normativa española, en lo que respecta a la independencia del *transmission system operator* -traducido como "gestor de la red de transporte"[342]- y a la correspondiente separación de actividades que podría ser requerida. Sin embargo, esto no significa que la vigente organización de las actividades de transporte y de operación del sistema en el marco regulatorio español sea la más adecuada. De hecho, la Comisión Nacional de Energía examina en el citado informe los pros y contras de un conjunto de alternativas: a) separación funcional, dentro de la estructura de REE, del operador del sistema y de la actividad de transporte; b) separación jurídica de las dos actividades, lo que puede implantarse creando una sociedad filial de REE como operador del sistema o bien atribuyendo la operación del sistema a una sociedad matriz de REE, quedando ésta como una filial transportista; c) separación de propiedad, de forma que la sociedad a cargo de la operación del sistema pueda tener o no mayoría pública.

No se va a reproducir aquí la discusión con las ventajas e inconvenientes de cada alternativa que presenta la CNE en el citado informe y sobre el que la Dirección de Energía Eléctrica de la CNE ha elaborado posteriormente en el reciente informe de *Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico* de enero de 2005. A la vista de las consideraciones expresadas en los dos apartados anteriores y de las experiencias internacionales, este Libro Blanco se pronuncia a favor de mantener las dos actividades de transporte y operación del

[342] Ya se ha indicado anteriormente que en este Libro Blanco, para simplificar la terminología y de acuerdo al uso corriente de los agentes del sistema eléctrico, se denomina "operador del sistema" a la entidad que realiza conjuntamente las funciones que la LSE atribuye al "operador del sistema" y al "gestor de la red de transporte".

sistema dentro de una misma entidad societaria, REE, pero adoptando un conjunto de salvaguardas que en principio permitan obtener un nivel suficiente de separación entre las dos actividades.

Solamente en el caso de que la experiencia posterior de funcionamiento mostrase que estas salvaguardas han sido insuficientes, se recomendaría la adopción de medidas de separación más enérgicas, a las que habría que acompañar de otras actuaciones encaminadas a preservar en lo posible el nivel actual de coordinación y eficiencia en la realización conjunta de las dos actividades. Este Libro Blanco recomienda por tanto lo siguiente:

- Eliminar totalmente la participación de sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico en el accionariado y por consiguiente en el Consejo de Administración de REE. ¿Cómo mantener entonces la necesaria experiencia y conocimiento en la toma de decisiones en REE al máximo nivel? Se podría reforzar o dar más peso institucional a un Comité Consultivo donde estuviesen representados los distintos agentes del sistema eléctrico y que sería distinto del actual Comité de agentes del sistema, donde se informa periódicamente de las incidencias recientes de la operación del sistema y se analizan propuestas de reformas de la normativa. Esta estructura tendría la doble ventaja de la independencia en las decisiones y de mantener el conocimiento del sector necesario para poder tomar dichas decisiones.

  La dificultad con esta solución es que muy posiblemente sea difícil elegir una composición del Comité Consultivo donde todos los que quieran estar estén suficientemente representados. Si algunos grupos de agentes están excluidos puede dar precisamente la sensación de falta de independencia del operador del sistema, que es justo lo que se trata de evitar.

  Otra posibilidad -minimalista- es dar un mayor rango institucional al actual Comité de agentes del sistema, donde hay más certeza de una más completa representación de los agentes -sería en el ámbito del MIBEL, no solamente del sistema español-, y añadirle la responsabilidad de asesorar al Consejo de Administración en aquellos temas que le sean solicitados o realizar propuestas a iniciativa propia.

- Ampliar el porcentaje máximo de participación de otras personas físicas o jurídicas en el accionariado de REE al diez por ciento, en vez del tres por ciento actual, tal vez sujeto a ciertas limitaciones, de acuerdo a las cautelas que se expresaron anteriormente. Mantener en todo caso la naturaleza pública del accionista principal de REE.

- Mantener las actividades de operación del sistema y de transportista principal en una misma sociedad, como mínimo con separación meramente funcional y contable, como actualmente es el caso, con una estructura de organización interna que asegure esta separación, dando en lo posible mayor preeminencia a la operación del sistema. Otra opción algo más enérgica es recurrir a la separación jurídica de ambas actividades lo que, de momento, no se juzga necesario. Se han valorado por tanto más las ventajas de coordinación y eficiencia que los potenciales conflictos de interés. Pero se recomienda implantar el siguiente conjunto de salvaguardas:

- Una supervisión sistemática de las actividades del operador del sistema por parte de la Comisión Nacional de Energía. Esta supervisión puede materializarse en informes y reuniones de seguimiento institucionalizadas -mensuales por ejemplo, y adicionalmente cuando sean necesarias- y habría de cubrir al menos la gestión de la seguridad del sistema y de los mecanismos específicos utilizados para realizarla: gestión de restricciones de red, suministro de reservas de operación, seguimiento de las reservas hidráulicas, suministro de combustibles o gestión de desvíos.

- Sería deseable que, en lo posible, la interdependencia que se establezca en la normativa de detalle entre el operador del sistema y las empresas transportistas fuese tal que éstas estuviesen subordinadas a aquél, de forma que primase la seguridad del sistema y la reducción de costes de funcionamiento del sistema sobre los intereses particulares de las empresas de transporte. Ya que la existencia de conflictos de interés depende de la organización interna de REE, al menos es exigible una situación como la actual en la que se ha nombrado un director general para cada una de estas dos actividades.

- Otro aspecto que la CNE debe revisar es el cumplimiento en tiempo por parte de REE de los compromisos de desarrollo normativo que le impone el marco regulatorio actual: por ejemplo, el desarrollo de procedimientos de operación y revisiones anuales de las propuestas de revisión del Plan de Desarrollo de la red de transporte.

- Deben especificarse los procedimientos concretos que garanticen una mayor transparencia de las actividades del operador del sistema en distintos ámbitos de actuación: Transparencia informativa[343], proceso de elaboración de la propuesta del Plan de desarrollo de la red de transporte, comité de seguimiento de la operación del sistema o elaboración de los procedimientos de operación.

- La existencia de incentivos económicos para que el Operador del Sistema tenga un interés directo en que los costes derivados de pérdidas, congestiones o servicios complementarios sean menores es un mecanismo también positivo en este contexto, y del que se hablará más adelante.

9.4.4 La operación del sistema eléctrico y gasista

A mediados de los años noventa se abrió el debate sobre si las comisiones reguladoras de electricidad no debieran ser también comisiones reguladoras del gas natural. A la vista de la lógica de establecer una única comisión para los dos vectores energéticos y de lo positivo de la experiencia de las primeras comisiones de gas y electricidad, ésta fue la solución comúnmente adoptada en la mayoría de los países.

Más recientemente se ha comenzado a plantear la conveniencia de establecer operadores conjuntos para el sistema gasista y el sistema eléctrico. Éste es el esquema que ha adoptado el Reino Unido, aparentemente con éxito, al fusionar Nacional Grid y Lattice en 2002, dando lugar al operador conjunto Nacional Gris Transco. Asimismo, en Dinamarca se han

[343] Véanse las recomendaciones al respecto en el apartado 9.1.6.

fusionado en 2005 las empresas Eltra, Elkraft System, Elkraft Transmission y Gastra para crear la empresa pública Energinet.dk, como operador conjunto del transporte de gas y de electricidad. Y en Portugal existe el proyecto de fusión de REN y Transgas.

Los motivos que -en términos generales- apoyarían la fusión de ambos operadores serían los siguientes:

- No es posible plantear la seguridad del suministro en el sistema eléctrico sin incluir en el análisis la seguridad del suministro de gas. Además, el sistema español de aprovisionamiento de gas se está aún consolidando y es todavía bastante vulnerable. Una visión común de los aspectos de seguridad de ambos sistemas debe considerarse como positiva.

- Sería conveniente contar en la operación del gas con la cultura consolidada de seguridad del operador del sistema eléctrico, ya con veinte años de experiencia.

- Los aspectos institucionales del operador de gas están menos adaptados a su función que los del operador de electricidad. A un operador del sistema se le deben exigir independencia, neutralidad y transparencia, para lo que se precisa una composición accionarial semejante a la que se ha requerido que cumpla REE, sin la participación de los agentes del mercado y con la presencia adicional del Estado como accionista principal. Estas condiciones debieran ser semejantes para ambos operadores.

- Puede esperarse una reducción de costes de funcionamiento del operador común si se le compara con el funcionamiento por separado.

En todo caso, con independencia de la decisión que al respecto pueda adoptarse más adelante, este Libro Blanco recomienda un mayor acercamiento entre ambas actividades, y la conveniencia de tener una filosofía unificada de seguridad con el objeto de adoptar ciertas decisiones coordinadamente. En particular, el Operador del Sistema gasista debiera participar conjuntamente con el eléctrico en las reuniones de seguimiento y supervisión de la operación del sistema por la CNE que este Libro Blanco recomienda institucionalizar.

9.5 Las interconexiones internacionales

Dos son los asuntos a tratar en relación con las interconexiones internacionales, y los dos de mucha importancia, en particular en relación con la interconexión con Francia. El primero es la grave deficiencia de una interconexión capaz de permitir que España y Portugal puedan tener acceso real al Mercado Interno de Electricidad de la Unión Europea. El segundo es el disponer de unas reglas razonablemente eficientes para gestionar el uso del recurso limitado que constituye la capacidad comercial de esta interconexión.

No se trata aquí la interconexión con Portugal, por considerarse que corresponde al funcionamiento interno del MIBEL, que se analiza en el capítulo 7 y en los apartados 2.1.4 y 2.1.7 de diagnóstico. Algún comentario adicional se encuentra en el apartado 9.1.2.

La capacidad de las interconexiones

Ya se comentó en el capítulo de diagnóstico que las dificultades en aumentar la capacidad comercial de la interconexión con Francia tienen un carácter más político que regulatorio. ¿Qué se puede hacer desde el punto de vista regulatorio para promover el aumento de la capacidad de esta interconexión? En primer lugar insistir en la enorme relevancia que para el mercado español tiene el aumento de la capacidad comercial de esta interconexión. La mejor medida de mitigación del poder de mercado que pueda haber en el mercado español es permitir la entrada de suficientes ofertas competidoras, de compra y de venta, de los agentes europeos. Esto permitiría suavizar las limitaciones a la concentración que este Libro Blanco propone. En segundo lugar conseguir que REE sea verdaderamente independiente, de forma que su capacidad técnica y negociadora para conseguir aumentar la capacidad de la interconexión con Francia no pueda verse atenuada por los posibles intereses de sus accionistas en contra de este aumento. En tercer lugar asegurar que la remuneración por las inversiones de red que puedan ser necesarias será suficiente y no estará sujeta a incertidumbres significativas o incontrolables. Esto último no parece ser un problema, a la vista de las regulaciones vigentes de la actividad de transporte en Francia y España. Finalmente garantizar un uso eficiente de la capacidad comercialmente disponible de la interconexión, aplicando unas reglas adecuadas, lo que tristemente no ha sido el caso hasta la fecha. Un uso eficiente de la capacidad disponible debe crear los incentivos correctos para que los agentes, tanto externos como internos, hagan presión para que la capacidad de la interconexión se amplíe hasta el valor adecuado para sostener los intercambios comerciales que los agentes consideren convenientes. A este tema se dedica el siguiente apartado.

La utilización eficiente de la capacidad de las interconexiones

En el apartado 2.1.7 de diagnóstico se ha descrito la urgente necesidad de reforma de la inadecuada normativa que gestiona la asignación de la capacidad de la interconexión con Francia. Tras la entrada en funcionamiento del Reglamento 1228/2003 de junio de 2003 de la Comisión Europea, que exige que la gestión de la capacidad limitada de las interconexiones internacionales se realice por medio de mecanismos de mercado, se ha hecho necesaria la reforma de la normativa vigente. Para acometer esta tarea se ha seguido un procedimiento ejemplar, liderado por las comisiones reguladoras de energía francesa y española -CRE y CNE-, con la participación de los operadores del mercado y del sistema de ambos países. Se comenzó constituyendo un grupo de trabajo conjunto de los cuatro operadores, a los que se solicitó el desarrollo de propuestas encaminadas al diseño de un método más coordinado, que pudiera ser operado conjuntamente y que fuera compatible con el Reglamento europeo. A partir de las conclusiones de este trabajo, en octubre de 2004 las dos comisiones reguladoras pusieron en marcha un proceso de consulta pública. Como resultado de dicho proceso y de los anteriores trabajos, CRE y CNE elaboraron un documento de posición común, aprobado por los Consejos de Administración de ambos organismos, que fue presentado el 21 de enero de 2005 en un foro de regulación franco-ibérico con representantes de la Comisión Europea, y de los organismos reguladores, de los operadores de los sistemas y de los operadores de los mercados de España, Francia y Portugal.

El método propuesto por los dos reguladores[344] consiste esencialmente en un mecanismo de subastas explícitas anteriores al mercado diario -anuales o mensuales, por ejemplo-, complementadas con un mecanismo de acoplamiento de mercados en el horizonte diario, tal que permita el mejor uso posible de la capacidad disponible con seguridad. Ambos mecanismos de asignación están basados en principios de mercado. La coherencia entre ambos se aseguraría mediante la aplicación de una regla del tipo "usado o retribuido" (*use-it-or-sell-it)*. De esta forma, los agentes del mercado que hubiesen adquirido derechos de capacidad en las subastas explícitas previas podrían elegir libremente entre utilizar sus derechos físicos para programar contratos bilaterales firmes con anterioridad al acoplamiento de los mercados o bien no utilizar sus derechos -los cuales serían automáticamente transferidos al proceso de acoplamiento de mercados-, recibiendo el correspondiente diferencial de precios entre mercados.

Las líneas básicas del procedimiento propuesto se encuentran en el citado documento de propuesta de CNE y CRE, pero aún quedan desarrollos técnicos pendientes. De hecho, CNE y CRE recomiendan una implantación progresiva en dos fases, pues consideran que el procedimiento completo puede ser excesivamente complicado sin algún tipo de aprendizaje previo. Una vez llegado este particular proceso de reforma regulatoria a este punto, con el acuerdo básico de reguladores, operadores y la Comisión Europea, tras un amplio proceso de consulta pública, todo ello motivado por la transposición de un Reglamento europeo, este Libro Blanco no tiene más que añadir, sino aplaudir el exquisito procedimiento regulatorio seguido y aceptar sus conclusiones. Es cierto que queda aún pendiente el diseño de detalle, pero este Libro Blanco no debe entrar en estos niveles de desarrollo regulatorio, sobre todo cuando la orientación básica de la regulación propuesta es correcta[345].

9.6 La planificación de la red

La planificación de la red de transporte es de alguna forma el compendio de todos los asuntos tratados en los anteriores apartados y necesita las soluciones adoptadas en todos ellos. Partiendo de la identificación de los problemas existentes actualmente, que se presentó en el apartado 2.1.7 del capítulo de diagnóstico, se comentan a continuación los aspectos en los que este Libro Blanco considera que cabe mejorar con respecto a los procedimientos actualmente utilizados.

Mejorar la participación de los agentes e instituciones en el proceso

El Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, entre otras, establece en su artículo 11 las condiciones de participación de los sujetos del sistema

[344] "Posición común de la CNE y la CRE sobre el mecanismo de gestión conjunta de la interconexión España-Francia", CNE, 20 de enero de 2005.

[345] Hay aspectos de implantación que aún parecen cuestionables. Así, por ejemplo, no se entiende bien cómo podrá coordinarse este mecanismo con otros semejantes que puedan establecerse en la Unión Europea sin tener que recurrir a un algoritmo centralizador de la gestión de las congestiones en todos los submercados regionales simultáneamente. Hay diversas vías de solución en discusión y es de esperar que se acabe adoptando algo razonable.

eléctrico y de las CC. AA. en la elaboración de las propuestas de desarrollo de la red de transporte de electricidad. Sin embargo, en las entrevistas que se han mantenido con los agentes económicos durante la elaboración de este Libro Blanco, se han detectado algunas quejas respecto a la puesta en práctica efectiva de esta participación. Este Libro Blanco recomienda a REE que mejore estos aspectos participativos y, en lo posible, de construcción de consenso, pues esto redunda en una mayor facilidad para llevar finalmente a cabo el plan de inversiones que finalmente se apruebe y en una propuesta mejor. Tal vez un procedimiento de operación podría ayudar a fijar con mayor precisión el modo de participación de los agentes económicos e instituciones en este proceso.

Un aspecto clave, tanto en la fase de diseño como en la de implantación del plan de desarrollo que se adopte, es la interlocución de REE -tanto desde su papel de Operador del Sistema como desde el de transportista- con las Administraciones territoriales, que han de intervenir en estos procesos a causa de sus responsabilidades respecto a los planes urbanísticos, a las autorizaciones y tramitaciones que les correspondan y, en definitiva, a su cometido de velar por los intereses de los ciudadanos de sus respectivas jurisdicciones. Aunque la citada interlocución se debe poder plantear con la necesaria flexibilidad, sería conveniente establecer algunas pautas estándares de procedimiento y contenidos, que también se pueden incorporar en los procedimientos de operación citados.

A la vista de las dificultades en llevar a cabo la construcción de las nuevas instalaciones, se recomienda hacer uso de las sinergias que puedan existir con otros grandes proyectos de infraestructuras. Un caso paradigmático parece ser el de las infraestructuras ferroviarias.

Reducción de la incertidumbre para el planificador y para los usuarios de la red

Se han identificado dos aspectos críticos para reducir la incertidumbre. Tanto la incertidumbre de los usuarios, con respecto a las condiciones y cargos de la red que quieren utilizar, como la planificador, que necesita conocer dónde y cuándo se van a instalar los nuevos usuarios de la red. Estos dos aspectos críticos son: la transparencia informativa y aquellas medidas que puedan ayudar a establecer el mayor o menor nivel de firmeza de las solicitudes de acceso de los potenciales nuevos usuarios.

La transparencia informativa hacia los usuarios de la red -muy en particular los nuevos entrantes- es un aspecto clave. Se supone que REE debe publicar cada año un documento sobre el estado de planificación de la red. Pero lo último publicado fue el Plan de Infraestructuras del 2002, y REE debiera publicar cada año una actualización, de la que tampoco se dispone, aunque parece que REE está a punto de publicar la primera actualización. Este Libro Blanco considera que la transparencia informativa del Operador del Sistema hacia los usuarios de la red de transporte es un elemento esencial de su gestión y que, además, contribuye a facilitar una ubicación en la red más favorable de los potenciales nuevos entrantes. La información concreta que se propone debe ser facilitada es la que se recoge en el anterior apartado 9.1.6 sobre señales de localización.

Ante la actual avalancha de solicitudes de acceso a la red al Operador del Sistema y de declaración de impacto ambiental al Ministerio de Medio Ambiente, por parte de potenciales nuevos generadores -casi exclusivamente ciclos combinados de gas y parques eólicos-, son precisas medidas que permitan diferenciar las solicitudes firmes de aquéllas de

carácter más especulativo. En este sentido es apropiado exigir un aval para tramitar autorizaciones de nuevas instalaciones de generación, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, como ya se ha establecido en el Real Decreto Ley 5/2005 y en la propuesta para su desarrollo. La cancelación del aval debe producirse en el momento en que se disponga de la correspondiente acta de puesta en marcha, como acertadamente indica la CNE en su informe sobre el desarrollo de esta normativa. También parece apropiado hacer uso de una escala progresiva en la valoración de las garantías, de forma que la cuantía unitaria de las mismas sea menor para la primera solicitud de un promotor y crezca con el número de solicitudes presentadas, tal y como han propuesto algunos agentes. No debe ocultarse la dificultad, en el caso de la generación en régimen especial, de identificar la independencia de unos promotores de otros.

Con respecto a las solicitudes de acceso a la red de transporte, bastaría que para su tramitación por REE se exigiera el justificante de haber satisfecho el correspondiente aval ante el Ministerio de Medio Ambiente.

Los problemas administrativos de conseguir las necesarias autorizaciones.

Se trata de un problema común a las instalaciones de producción y a las de red[346]. Sin cuestionar en modo alguno el rigor y completitud con la que deben realizarse las evaluaciones de viabilidad socioambiental de los proyectos de nuevas infraestructuras, también es cierto que no está justificado que estas evaluaciones se demoren más de lo estrictamente necesario. Las instalaciones de la red de transporte tienen una doble misión de reducción de costes y de mantener la seguridad del sistema eléctrico. Ninguna de las dos debiera comprometerse por un retraso puramente administrativo. Puede afirmarse con seguridad que los fondos que se asignen para adecuar los recursos técnicos y humanos de la Administración, a fin de dar respuesta a las solicitudes de evaluación de nuevas instalaciones de transporte, estarán bien empleados. Más concretamente, se recomienda:

- Dotar de adecuados recursos humanos y materiales tanto a las Áreas y Dependencias Provinciales de Industria y Energía de las Delegaciones y Subdelegaciones del Gobierno, como a la Subdirección General de Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y a las áreas implicadas del Ministerio de Medio Ambiente.

- Fomentar el establecimiento de los convenios previstos en el Real Decreto 1955/ 2000 entre la Administración del Estado y las Comunidades Autónomas.

A este respecto, se incorporan a las recomendaciones de este Libro Blanco las sugerencias realizadas por REE para mejorar el proceso de tramitación de solicitudes de evaluación ambiental y de autorización de instalaciones de transporte:

[346] Este tema ha sido ya tratado anteriormente, en relación con la tramitación de las solicitudes de nuevas instalaciones de producción, en los apartados 2.1.2 y 4.2.

- En relación al procedimiento de valoración ambiental[347], se propone encontrar formas de agilizar el procedimiento -tal vez un procedimiento abreviado bajo determinadas condiciones- y el cumplimiento estricto de los plazos en la fase de consultas previas,

- En relación con el procedimiento de autorización[348], se propone simplificar la tramitación de acuerdo a las siguientes líneas: supresión de la reiteración obligatoria de requerimientos a los organismos afectados para que se produzca el silencio positivo, autorización general a REE para obtención de datos del catastro en cualquier provincia, atribución de la competencia de resolución en caso de discrepancias a la Dirección General de Política Energética y Minas en vez de al Consejo de Ministros, o reducción de plazos para la emisión de informes, entre otras.

La oposición social a la instalación de líneas

Las líneas aéreas tienen diversos impactos sobre el medio ambiente, que pueden resumirse en el uso del terreno, el impacto visual y -a veces- acústico, el impacto sobre la flora, el impacto sobre las aves y el potencial efecto de los campos electromagnéticos sobre los seres vivos, acerca del cual hay mucha controversia y escasa evidencia[349]. También tienen un impacto negativo sobre las propiedades afectadas por la instalación de las torres o el paso de las líneas.

Es evidente que el impacto medioambiental de una línea aérea es, por ejemplo, muy inferior al de una carretera. Sin embargo el rechazo social ante una y otra infraestructura es precisamente el inverso: las carreteras en general son bien aceptadas socialmente y no así las líneas de alta tensión. El motivo es claro: la población percibe que puede hacer uso directo de la carretera cercana, pues observa que le permite ganar en movilidad y facilidad de comunicación[350]. Sin embargo una línea de alta tensión ha sido precisamente diseñada para transportar lejos la electricidad y, en general, no deja ningún beneficio localmente, ni siquiera afecta a la calidad del suministro eléctrico en la zona, que es directamente

---

[347] Real Decreto 1131/1988 en desarrollo del Real Decreto Legislativo 1302/1986 de evaluación de impacto ambiental.

[348] Real Decreto 1955/2000.

[349] Entre los aspectos en los que la opinión popular y la de los expertos parece diferir más es la referente a los soterramientos. Una frecuente petición de asociaciones ecologistas y de ayuntamientos es el soterramiento de las líneas al paso por determinados lugares cercanos a centros de población o de especial interés. Sin embargo el soterramiento, aparte de su nulo impacto visual, tiene importantes inconvenientes. Por una parte el coste significativamente más elevado. También la complejidad técnica de la instalación -en especial en tensiones de 400 kV-, de la posible repotenciación, del mantenimiento y de la resolución de incidentes. Además el impacto ambiental sobre el territorio es significativamente mayor. Ver "*UCTE Comments on the Background Paper "Undergrounding of electricity lines in Europe",* UCTE para la Comisión Europea, Diciembre de 2003.

[350] El mismo comentario puede hacerse respecto a la aceptación normalmente positiva de los generadores eólicos y el rechazo a las líneas que son necesarias para evacuar la electricidad que generan.

dependiente de la red local de distribución. Los beneficios de una línea aérea son difusos, se distribuyen entre toda la sociedad. Aunque parece que lo mismo podría decirse de las grandes infraestructuras de la red de gas natural, se ha comprobado una mayor aceptación por parte de la opinión pública. Esto probablemente se debe a que todavía hay una parte importante del territorio sin acceso a la red de gas -de forma que se percibe más claramente la utilidad de la nueva infraestructura- y a que son soterradas, aspecto que se acaba de comentar[351].

También se pueden establecer comparaciones entre las torres de alta tensión y los emplazamientos de los generadores eólicos. Hasta el momento estos últimos han permitido obtener a los propietarios de los terrenos en los que se instalan importantes beneficios económicos. No es éste el caso de la instalación de las torres de las líneas de alta tensión.

Es un hecho ampliamente reconocido que las empresas transportistas han tenido que negociar frecuentemente compensaciones monetarias o en especie -mejoras de carreteras u otras instalaciones municipales- con ayuntamientos que así lo han exigido para permitir la instalación de torres de alta tensión en su territorio. Es ésta una manera opaca y no regulada de establecer una compensación económica, que tal vez debiera establecerse en forma transparente en la correspondiente normativa del transporte de electricidad. No es claro que una compensación económica regulada vaya a impedir la oposición al paso de las líneas ni la petición de beneficios adicionales, que a priori no parece adecuado conceder, salvo en casos especiales que debieran estar incluidos en la normativa. Pero al menos el anuncio del paso de una línea vendría automáticamente acompañado del anuncio paralelo de la compensación correspondiente, y los aspectos distributivos del beneficio causado por la línea se hacen más fáciles de entender. Existe alguna experiencia internacional al respecto y la Generalitat de Cataluña ha preparado un borrador de propuesta en este sentido. Sin pronunciarse decididamente en esta dirección -que añade un coste explícito al transporte, donde antes sólo era implícito-, este Libro Blanco recomienda evaluar esta línea de actuación, como medio de atenuar la oposición social existente y facilitar la difícil tarea de las empresas transportistas.

Por otro lado, es frecuente encontrar la oposición de asociaciones ecologistas que tratan de impedir el paso de las líneas por territorios de especial interés ecológico. Ya se ha indicado anteriormente la dificultad práctica de unir en la España actual dos puntos del territorio con una línea de alta tensión sin atravesar alguna zona comprendida en el 26% del territorio que está incluido en la Red Natura o en la proximidad inmediata de un núcleo urbano. También se ha señalado que en el proceso de planificación de la red de transporte se deben integrar las opiniones e intereses de todas las partes afectadas. Pero frecuentemente las asociaciones ecologistas tienen objetivos más genéricos: oponerse a todo desarrollo de la red de transporte porque éste supone admitir el crecimiento del consumo de electricidad -al que debieran oponerse políticas eficaces de ahorro y eficiencia energética- y su satisfacción con

[351] También se emplea menos tiempo que con las líneas de alta tensión -año y medio, típicamente, para los gasoductos- en obtener la declaración de impacto ambiental y un total de dos años en el proceso completo de construcción, excepto si ha de atravesar zonas de especial protección. Fuente: CNE, conversación con personal técnico.

grandes plantas de producción de electricidad -en vez de generación renovable y distribuida-. Es de esperar que el entendimiento entre la Administración y las asociaciones ecologistas se plantee en el terreno adecuado -esto es, los planes de ahorro y eficiencia y la promoción de las energías renovables- y no en la oposición a las líneas que, finalmente, tengan que construirse buscando un suministro más eficiente y seguro para el conjunto de la sociedad.

9.7 Incentivos económicos para el Operador del Sistema

Han sido numerosos los intentos teóricos para dejar las actividades de transporte y de operación del sistema a las fuerzas del mercado, o al menos bajo alguna forma de regulación basada en incentivos o *"performance-based regulation"*[352]. En transporte el ejemplo más paradigmático es el de las denominadas *"merchant lines"*, de las que apenas hay un puñado en el mundo, excepto en algunos países latinoamericanos, donde realmente se suele tratar de líneas de transporte necesarias para evacuar la energía de grandes proyectos de generación alejados de los centros de carga. Hay razones convincentes, tanto teóricas como prácticas, para concluir que las *"merchant lines"* no pueden contribuir en forma significativa al desarrollo de una red completa de transporte.

En cambio, en lo que se refiere a la operación del sistema hay una experiencia única, ya consolidada, que en los foros regulatorios se ha puesto frecuentemente de modelo de regulación basada en incentivos. Se trata de la experiencia del Reino Unido, que ha aplicado a su operador del sistema un particular esquema de incentivos, que en general se considera que ha tenido éxito[353]. Es cierto que esta regulación del operador del sistema viene acompañada de un particular enfoque regulatorio para el transportista, más semejante a la regulación del tipo IPC-X -o RPI-X en la terminología inglesa- que a la más clásica de otros marcos regulatorios, como el español por ejemplo.

El esquema de incentivos en el Reino Unido comienza por identificar un conjunto de objetivos sobre los que el operador del sistema puede tener una cierta influencia o control. Alguno más indirecto, como el coste asociado a las pérdidas en la red de transporte y otros que el operador del sistema gestiona directamente, como es el coste de las reservas de operación. Para cada uno de estos objetivos se fija un valor anual de referencia para el año siguiente N, por ejemplo para las pérdidas en la red de transporte su coste estimado anual. Si las pérdidas reales en N resultan ser menores -mayores- que las estimadas, el operador del sistema puede quedarse con -ha de devolver- un amplio porcentaje de la diferencia. Este porcentaje ha variado con los años, pero es del orden del 40%% -beneficio- y algo menor para la devolución. Hay además un tope absoluto a lo que el operador del sistema puede ganar o perder cada año con estos incentivos. Es claro que este esquema debiera incentivar

---

[352] Se pueden encontrar abundantes referencias al respecto en la página web http://ksghome.harvard.edu/~whogan/.

[353] Véase el documento *"NGC System Operator incentive scheme from April 2005: Final proposals and statutory licence consultation",* en la página web del regulador de la energía en el Reino Unido, www.ofgem.gov.uk.

al operador del sistema para tratar de reducir las pérdidas lo más posible. Análogamente para las restricciones técnicas, las reservas u otros objetivos. Este mecanismo adquiere un sentido más completo en el contexto del marco regulatorio del transporte en el Reino Unido, donde una empresa transportista privada -National Grid Company- decide también las inversiones a realizar en la red de transporte, sujeta a un reglamento técnico de mínimos a cumplir y con una retribución inspirada en el mecanismo IPC-X, por lo que a través de inversiones adecuadas puede contribuir a mejorar sus incentivos en la operación del sistema.

Desde el comienzo del mercado eléctrico español en enero de 1998 la CNE ha explorado la posibilidad de establecer algún mecanismo de incentivos para el Operador del Sistema español, el más veterano del mundo[354]. Sin embargo siempre han surgido las dificultades obvias en un esquema de corte clásico de remuneración del transporte como el adoptado en España: las pérdidas en la red de transporte y los extra costes por restricciones técnicas "ocurren en la red" como una consecuencia de los resultados del mercado, básicamente con independencia de las acciones del operador del sistema. Es más, el despacho más eficiente de generación no es el de menores pérdidas en la red. Y una operación del sistema que trate de reducir al máximo el extra coste causado por las restricciones o el costes de las reservas puede resultar insegura. Parece por tanto que, en una primera aproximación, no es recomendable aplicar un esquema fuerte de incentivos como el de la NGC para reducir el coste de pérdidas, restricciones o reservas en el actual contexto regulatorio del sistema eléctrico español.

La filosofía regulatoria del diseño del Operador del Sistema español ha sido la de confiar en que un operador independiente y muy profesionalizado buscaría siempre el mayor beneficio para el sistema, tanto en sus decisiones de operación como en sus propuestas de inversiones en la red de transporte. Se trató de evitar precisamente que una política de remuneración basada en incentivos le invitase a asumir riesgos excesivos desde una perspectiva puramente empresarial. Sin embargo, es también cierto que un operador del sistema tiene de forma natural una tendencia al conservadurismo en su planteamiento de la operación, ya que su principal objetivo es la seguridad y su peor pesadilla la falta de suministro por fallos en la red, la producción o la operación del sistema. Y, en general, la aplicación de mayores normas de seguridad reduce la eficiencia.

Recientemente el clima regulatorio ha cambiado. La CNE, en su documento *Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico* de enero 2005 afirma que 'la retribución de la operación del sistema debe estar basada en una metodología de costes reconocidos por el desempeño de la actividad, a la que se deben añadir los incentivos adecuados, cuya definición no está exenta de dificultad, para obtener ganancias de eficiencia en su

[354] En 1997, mientras se trabajaba en el desarrollo de la futura LSE, el Director de este Libro Blanco, entonces vocal de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, visitó la NGC acompañado de técnicos de la CNSE y de REE para recabar información sobre el esquema de incentivos británico y examinar su posible utilización en España.

desarrollo, que minimicen los costes que han de soportar los agentes. Para ello, en la expresión del índice de actualización que se defina en el esquema distributivo, además del correspondiente actualizador económico de costes que contemple el crecimiento de la actividad, se debe incluir un coeficiente que afecte de forma limitada a la retribución global a recibir, por ejemplo en un 10%, para trasladar la valoración del comportamiento económicamente eficiente del operador del sistema en la gestión de los servicios complementarios, en la eliminación de las restricciones técnicas, en la optimización de los planes de mantenimiento de las instalaciones, etc.'

También REE apoya esta línea de actuación. En recientes documentos internos facilitados para la elaboración de este Libro Blanco, se afirma que 'Se propone, por tanto, implantar un mecanismo de incentivos a la mejor gestión del Operador del Sistema. Este incentivo podría consistir simplemente en dejarle retener parte de los beneficios que el sistema obtenga de su mejor gestión con la contrapartida de obligarle a sufragar, en su caso, parte de las "pérdidas" a que condujese una posible mala gestión. La implantación de este incentivo promovería la eficiencia económica y haría al consumidor final beneficiario de dicha mayor eficiencia … Por ello, se propone que el superávit o déficit entre cobros y pagos por este concepto se reparta entre el Operador del Sistema y los consumidores finales de acuerdo a un esquema preestablecido por el regulador. El regulador establecería el objetivo anual de coste de los servicios del sistema, respecto al cual se pueda considerar que el coste real en que se incurra finalmente ha supuesto un ahorro o una pérdida ocasionada por la gestión del Operador del Sistema. El beneficio o pérdida que se asignase al operador del sistema se le aplicaría en su retribución del año siguiente mientras que la parte correspondiente a los consumidores finales se introduciría en las tarifas de acceso también del año siguiente.'

Este Libro Blanco recomienda que se atiendan estas propuestas de la CNE y de REE, de forma que se implante un sistema "suave" de incentivos para el Operador del Sistema que le motive para encontrar el adecuado equilibrio entre la seguridad y la reducción de los costes de operación del sistema. En coherencia con las propuestas realizadas en previos capítulos, se propone aplicar esta estrategia de incentivos a las actividades siguientes:

- Reducción del extra coste incurrido por causa de las restricciones técnicas[355].
- Reducción del coste de las pérdidas en la red de transporte.
- Reducción del coste de adquisición de las reservas de operación, de acuerdo a lo propuesto al respecto en el capítulo 7.

Una vez implantados los anteriores mecanismos de incentivos, pueden diseñarse otros menos convencionales. Otras áreas a las que -de acuerdo a las sugerencias recibidas de los

[355] Hay que tener en cuenta el efecto del precio de la energía -no controlable por el operador del sistema- sobre el coste incurrido por las restricciones técnicas. Será, por tanto, necesario establecer los incentivos a partir de las unidades físicas (MWh) valoradas a un precio estándar de la energía, que sería también el utilizado para establecer el coste de referencia. Análoga consideración aplica al coste de las pérdidas.

agentes entrevistados- sería conveniente extender la política de incentivos, serían las siguientes:

- Aumento de la capacidad comercial media real de interconexión con Francia.
- Máxima producción de fuentes renovables de carácter intermitente que el sistema eléctrico español es capaz de incorporar, manteniendo unas condiciones mínimas prefijadas de seguridad en la operación.

10

La generación eléctrica en un modelo energético sostenible

10 La generación eléctrica en un modelo energético sostenible

El caso español es paradigmático en lo que respecta a la encrucijada energética a la que también se enfrentan actualmente otros muchos países desarrollados. Ya se ha visto en la sección 2.8 de diagnóstico que España es un país con una dependencia energética muy alta, a pesar de lo cual han tenido lugar unos muy escasos logros en eficiencia; el crecimiento del consumo de electricidad es claramente superior a la media europea y también el de energía primaria, aunque partiendo de valores inferiores a los medios en Europa, mientras que la intensidad energética sigue una tendencia creciente, contraria a la observada en la UE-15; se está muy lejos de cumplir los compromisos de Kyoto sobre reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; el potencial para grandes instalaciones hidroeléctricas está prácticamente agotado; la utilización de carbón nacional se reduce gradualmente, a causa de un conjunto de factores económicos, sociales y medioambientales; la energía nuclear cuenta con una considerable oposición pública; existen al menos unos abundantes recursos renovables en solar y eólica, y esta última se está desarrollando espectacularmente, con el apoyo de un sistema de primas; el esfuerzo en I+D de largo plazo en el sector energético es escaso y decreciente, en este caso de acuerdo a la tendencia de la Unión Europea. La insuficiencia de los recursos que actualmente se dedican a la búsqueda de soluciones y la ausencia de un debate social sobre este asunto son signos de que la gravedad del problema no es aún percibida.

Haciendo de la necesidad virtud, precisamente por estar más acuciados que otros países por nuestra elevada dependencia energética, entre otros indicadores, las soluciones que aquí se adoptasen podrían colocar a España en una posición ventajosa respecto a otros países donde la situación energética actual es menos sombría y se requieren menores esfuerzos inmediatos.

Este capítulo comienza presentando la necesidad de una visión integral del modelo energético español, que ha de comprender unos objetivos de largo plazo y unos planes concretos para conseguirlos, desglosados en las distintas líneas posibles de actuación. Este Libro Blanco recomienda hacer uso de la planificación indicativa que fija la LSE como vehículo integrador de estos objetivos y líneas de actuación.

A continuación el capítulo aborda dos aspectos concretos con implicaciones directas sobre la sostenibilidad del modelo energético español: la generación del régimen especial -ya con un peso específico importante en el sector energético español- y las implicaciones sobre la actividad de generación y sobre el mercado eléctrico del mercado de derechos de emisiones de CO2. Otro aspecto también de la mayor importancia -la gestión de la demanda de electricidad- ha sido ya tratado en la sección 8.3. En la sección 2.1.8 de diagnóstico ya se comentaron otros factores que afectan la sostenibilidad del modelo energético: I+D en el sector energético, la cooperación internacional para el acceso universal a la energía y la formación y concienciación de la población. Finalmente, el capítulo concluye con una reflexión acerca de las posibles implicaciones negativas sobre la seguridad de las centrales nucleares de la remuneración marginalista de la energía en el mercado eléctrico mayorista, y sugiere una alternativa.

10.1 Hacia un modelo energético sostenible: Una visión integral

Es esencial disponer de una visión de un futuro modelo energético sostenible para poder utilizarlo de alguna forma como referencia para valorar la situación presente y las tendencias previsibles. Diversas organizaciones han formulado y examinado múltiples escenarios de futuro para poder determinar las directrices de acción más recomendables, que pueden trasladarse al entorno europeo y al español. Éstas se concretan en líneas de actuación para abordar aspectos concretos: el nuevo papel de la planificación energética indicativa, el ahorro y la mejora de la eficiencia energética, el régimen especial de generación, la I+D en el sector energético, la cooperación internacional para el acceso universal a la energía y la formación y concienciación medioambiental de la población.

Directrices para un modelo energético sostenible

Este Libro Blanco considera que las líneas maestras de la estrategia a seguir a largo plazo para construir un modelo energético sostenible en España, deben incluir al menos los elementos siguientes:

- El reconocimiento de la falta de sostenibilidad del sendero actual de desarrollo energético y de la urgencia en tomar medidas para enderezarlo, a causa de la larga vida económica y elevado coste de las instalaciones y de la dificultad en cambiar los hábitos de consumo. Se ha de colocar la sostenibilidad energética muy arriba en la agenda política. No es razonable que los gobiernos se preocupen tanto de los precios de la energía, olvidando plantear estrategias energéticas sostenibles a medio y largo plazo[356].

- El aprovechamiento del mercado eléctrico -que debe proporcionar un precio fiable de la energía, si se siguen las recomendaciones de este Libro Blanco- para obtener señales adecuadas de precio, que se transmitan a los consumidores y que reflejen las verdaderas condiciones de funcionamiento del mercado: precios de combustibles, hidraulicidad, indisponibilidades, precio de los derechos de emisión de CO2, etc. Dado que el mercado eléctrico, por el momento, no refleja de forma completa el impacto medioambiental de la producción de electricidad, estas señales de precio pueden ser reforzadas adecuadamente con instrumentos fiscales apropiados y se precisa también añadir otras medidas correctoras -como el apoyo a las energías renovables y las acciones de gestión de la demanda-.

---

[356] 'El escenario al que estamos abocados en la próxima década es el que se corresponderá con la primera crisis de oferta de la era industrial. El crecimiento de la demanda mundial, fuertemente influenciado por actores emergentes de gran trascendencia como China, no sólo mantendrá la tensión en los mercados, con precios muy por encima de las previsiones que se venían haciendo desde la crisis de 2000, sino que nos llevará a una clara insuficiencia en la capacidad de oferta. (…) Probablemente estamos enfrentando el problema decisivo para la estabilidad internacional, aunque no aflore en los análisis. La lucha de intereses por la energía disponible tensionará las relaciones de poder en el mundo muy por encima de los límites que ya estamos conociendo.' "Energía ¿crisis de oferta?", Felipe González, El País, Opinión, 30 de mayo de 2005.

- Un destacado papel de las energías renovables en la futura cobertura de la demanda de energía, en volumen por determinar pero ciertamente mayor que el contemplado hasta el momento presente, abandonando por tanto el rol comparativamente menor que han desempeñado hasta la fecha. Lo anterior ha de requerir un conjunto de mecanismos de promoción de estas tecnologías -incluyendo un importante esfuerzo en I+D- que compensen la falta de internalización de los costes medioambientales de las tecnologías no renovables. También será preciso adaptar los procedimientos de operación del sistema eléctrico y de las redes de transporte y distribución para acomodar estas tecnologías en las magnitudes que se consideren convenientes y que sean posibles, sin poner en cuestión la seguridad del suministro. Una vez realizados los esfuerzos que sean posibles en mejorar los procedimientos de operación e incrementar las prestaciones técnicas de la generación intermitente, habrá un límite máximo de penetración para las tecnologías intermitentes que no podrá ser superado para poder mantener un nivel de seguridad de suministro prefijado.

- La existencia de una verdadera cultura de ahorro y de mejora de la eficiencia energética -promovida por programas adecuados y suficientemente financiados de gestión de la demanda - que sea asumida por la población, las empresas y las instituciones, lo que ha de conducir a una drástica reducción del incremento del consumo -en cuantía también por determinar pero que ha de ser muy relevante, de acuerdo al potencial existente- con respecto a la mera extrapolación de la situación actual. Deben facilitarse los mecanismos regulatorios y los medios físicos que permitan la participación activa de la demanda en el mercado y en los procesos de operación del sistema eléctrico.

- Una intervención positiva de las instituciones reguladoras, con la participación del Operador del Sistema, para garantizar permanentemente una cobertura mínima de potencia disponible de generación sobre la demanda de punta del sistema eléctrico, según el procedimiento que se ha detallado en el capítulo 4 de este Libro Blanco.

- La investigación y el desarrollo de tecnologías energéticas avanzadas, que conduzcan a procesos más limpios y eficientes, como la introducción masiva de recursos renovables, la desulfuración, la captura del CO2 o la potencial utilización del hidrógeno como vector energético. Deben apoyarse, en particular, las actividades de I+D en las tecnologías eólica, solar y biomasa, de forma que las empresas españolas puedan seguir situadas entre las líderes mundiales en la utilización y exportación de estas tecnologías.

- Prudencia en la transición hacia un modelo más sostenible, en la medida en que las decisiones administrativas y regulatorias -a pesar de la actual libertad de instalación y retiro de medios de producción- puedan condicionar el futuro de las tecnologías existentes, como es el caso del carbón y de la nuclear. Cada una reúne aspectos positivos y negativos, que han de evaluarse con objetividad y desde una perspectiva integral, pulsando una opinión pública informada, antes de tomar decisiones estratégicas al respecto.

- El cumplimiento de los compromisos internacionales, y muy en particular el derivado del Protocolo de Kyoto, que felizmente permite integrar en un único objetivo -que se estima va a ser exigente- un conjunto de líneas de actuación anteriormente dispersas: ahorro y

eficiencia energética, promoción de renovables, sustitución de tecnologías de producción, incorporación de innovaciones tecnológicas, etc. Debe recordarse que los actuales objetivos de Kyoto se quedan muy cortos de lo que habría realmente que hacer para enfrentarse eficazmente al cambio climático[357].

- Un cambio profundo del paradigma del transporte[358], de acuerdo a los criterios anteriores, con una participación mucho mayor del transporte público, con una presencia creciente de los biocombustibles y con un esfuerzo por incorporar los oportunos cambios tecnológicos.

- Desde una perspectiva de cooperación internacional, la incorporación de las poblaciones que carecen de acceso a las formas modernas de energía a esta estrategia energética global, facilitando este acceso con las tecnologías que van a ser determinantes en el futuro modelo y que sean más adecuadas a sus recursos y características.

- El traslado de los anteriores objetivos a las correspondientes medidas económicas, sociales y regulatorias, tomando también en consideración los acuerdos internacionales vigentes y la promoción de otros que reflejen estos objetivos más adecuadamente. Apoyo en general a las iniciativas de la Comisión Europea en estas materias y colaboración activa con las instituciones comunitarias, que actualmente han adoptado una posición de liderazgo mundial.

- Un esfuerzo especial para conseguir educar y concienciar a la población española en estos temas, comenzando por proporcionar información adecuada, para internalizar todo lo anterior en las actitudes de las personas y para que se pueda crear una complicidad con los ciudadanos respecto al reconocimiento de la actual situación de insostenibilidad del modelo energético y a la definición de las líneas de actuación que pueden darle solución y que necesariamente supondrán una modificación de las prácticas de consumo y forma de vida.

Es importante establecer algún tipo de control para el cumplimiento de los principios básicos que finalmente se adopten. Es muy frecuente encontrar leyes y decretos -en cualquier país- que comienzan declarando unos principios que luego son ignorados sistemáticamente en la normativa concreta o en su aplicación práctica. Se recomienda por tanto establecer -dentro de la normativa específica de desarrollo del proceso de planificación indicativa que se describe en el siguiente apartado- un procedimiento sistemático de seguimiento de los compromisos regulatorios que han sido plasmados en normas, con el fin de poner de manifiesto las desviaciones en su puesta en práctica o las

[357] En marzo de 2005 el Consejo de ministros de medio ambiente de la Unión Europea aprobó unos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero del 15% al 30% para 20202 y del 60% al 80% para 2050, con relación a las emisiones de 1990. Unos días más tarde, el Consejo Europeo aceptó iniciar negociaciones sobre la base de que los países desarrollados reduzcan sus emisiones del 15% al 30% para 2020, pero dejaron fuera el objetivo para 2050.

[358] Esta directriz está fuera del ámbito del sector eléctrico, pero el transporte -por su gran importancia- no puede omitirse en una revisión de la política energética española.

discrepancias entre los principios y su implantación, así como fijar las sanciones derivadas del incumplimiento. A este respecto es fundamental la transparencia informativa en aspectos tales como el cumplimiento de los compromisos de Kyoto, las ayudas al carbón nacional, los extracostes para el consumidor por la promoción de las energías renovables, los costes derivados del mercado de derechos de emisiones de gases efecto invernadero, el origen de la energía suministrada a cada consumidor o el destino de los fondos obtenidos con los pagos adicionales de adquisición de energía verde, entre otros.

El nuevo papel de la planificación energética indicativa

La estrategia de suministro eléctrico en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en el contexto energético más amplio, así como en el ámbito europeo y mundial. Este análisis debe tomar en cuenta la actual disponibilidad y la evolución prevista de las tecnologías de generación, las implicaciones del actual proceso de liberalización de los mercados energéticos, las restricciones medioambientales, la capacidad de respuesta de la demanda en sus dimensiones de ahorro y de mejora de la eficiencia energética, las consideraciones geopolíticas, la repercusión de las distintas estrategias sobre la seguridad del suministro, la capacidad de las interconexiones con mercados externos, el precio de la electricidad y la competitividad de industrias y servicios, contando siempre con la percepción del ciudadano de la situación energética.

Como se indicó en la sección 2.1.8 del capítulo de diagnóstico, La Ley del Sector Eléctrico y la Ley de Hidrocarburos proporcionan al Estado, con la participación de las CC. AA., un instrumento para establecer una estrategia energética. En efecto, en la LSE la planificación eléctrica, aparte de las instalaciones de transporte donde el resultado de la planificación es obligatorio, debe referirse a la previsión de la demanda de electricidad, la estimación de la potencia instalada mínima necesaria para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, la diversificación energética, la mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente, la evolución de las condiciones de mercado para la consecución de las garantías de suministro, las actuaciones sobre la demanda que fomenten la eficiencia y ahorro energéticos, y los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica. Y análogamente en la Ley de Hidrocarburos[359].

Es claro que esta planificación indicativa puede llegar más lejos que lo que contempla la vigente *Planificación de las infraestructuras de la red de transporte para el periodo 2002-2011 en los sectores de electricidad y del gas natural,* aprobada por el Gobierno en

[359] La Ley 34/1998 de Hidrocarburos contempla asimismo una planificación indicativa de amplio espectro, junto a una planificación de carácter obligatorio para los gasoductos de la red básica, las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor.

septiembre de 2002[360], que es estrictamente un Plan de Infraestructuras de Redes y que recibe como datos externos las estimaciones del crecimiento de la demanda y las previsiones de incorporación de nuevas instalaciones de generación -tanto del régimen ordinario como del especial-.

Lo que este Libro Blanco propone es que la planificación indicativa que contemplan las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos proporcione la visión integral que se necesita para dar respuesta conjunta a las directrices que se han enunciado en el apartado anterior. Esta planificación indicativa de ninguna forma sustituye o interfiere con la libertad de instalación de las empresas de producción de electricidad, que realizarán libremente sus inversiones para participar en el mercado eléctrico. Pero la planificación indicativa debe proporcionar las condiciones de contorno que deben ser conocidas por todos aquellos agentes económicos a quienes les pueden afectar y debe establecer objetivos concretos para todo aquello que es regulado: la penetración -en su caso- de las distintas tecnologías del régimen especial y los correspondientes mecanismos de ayudas; la capacidad real de integración en el sistema eléctrico de fuentes intermitentes de generación, para un nivel prefijado de seguridad de suministro, también por especificar; los objetivos de ahorro y eficiencia energética en el consumo de electricidad y los instrumentos y recursos para su consecución, incluyendo prioritariamente un plan de formación y concienciación de los ciudadanos; el margen de cobertura de la demanda que ha de garantizarse a través del mecanismo de garantía de potencia; el desarrollo previsto de la capacidad de interconexión eléctrica con los países vecinos, y análogamente para las infraestructuras necesarias para el aprovisionamiento de gas natural; el plan de la minería del carbón nacional y los instrumentos regulatorios para cumplir con el mismo; la decisión política -en su caso- sobre el futuro de la tecnología de generación nuclear en España y sobre el tratamiento técnico y económico más adecuado de los residuos radioactivos; los criterios de asignación de los permisos de emisión de CO2 a la generación de electricidad, tanto internamente por tecnologías como en relación a otros sectores; la estrategia para cumplir con los objetivos ya comprometidos, como la reducción de gases de efecto invernadero o el nivel de penetración de fuentes de energía renovables; los esfuerzos a realizar en I+D en el sector energético; el volumen económico y el planteamiento tecnológico de la cooperación internacional española en el campo de la energía; la coordinación de todos estos instrumentos para que se consigan realmente los objetivos previstos y al menor coste posible; y, finalmente, la estimación del coste adicional que todo ello supondrá en el precio de la electricidad, así como las implicaciones esperadas sobre el comportamiento de la demanda y la competitividad de las empresas.

Este plan indicativo, por tanto, debe proporcionar las líneas de actuación que permitan cubrir, coordinadamente y de la mejor forma posible, el conjunto de objetivos planteados y la justificación de las decisiones adoptadas para todos los aspectos que se acaban de enunciar. Si no estuviese suficientemente claro en las Leyes del Sector Eléctrico y de

[360] Este Plan de Infraestructuras de Redes será revisado próximamente para adecuarlo a las nuevas previsiones de crecimiento de la demanda y a la información más reciente sobre el calendario de ejecución de los proyectos. Una nueva edición del Plan se espera que esté lista para finales de 2006.

Hidrocarburos que el alcance y cometido de la planificación indicativa que ha de realizar el Estado, con la participación de las CC. AA., es el que acaba de indicarse, este Libro Blanco recomienda que se enmienden estas leyes adecuadamente para que esta función esencial no quede desatendida.

Es cierto que las distintas iniciativas adoptadas por el actual Gobierno muestran una bienvenida tendencia hacia una visión de conjunto, aunque todavía no es suficiente. Hasta ahora cada una de las líneas principales de actuación parecía tener sus propios objetivos, sin que hubiese una estrategia de conjunto que los coordinase y asignase los esfuerzos en cada uno de ellos con un objetivo común. El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 (PER) estuvo guiado por el compromiso adquirido con ocasión del Libro Blanco de 1997 de la Unión Europea, recogido en la LSE, de conseguir que en 2010 al menos el 12% de la demanda total de energía primaria -el 29,4% de la demanda de electricidad, según los objetivos indicativos de la Directiva 2001/77/CE- estuviese cubierto por energías renovables. La Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4) propuso una serie de medidas para un conjunto de sectores, con el fin de conseguir determinadas mejoras en ciertos índices de eficiencia energética. Pero estas mejoras no están relacionadas con ningún objetivo de carácter más amplio, ni se relacionan con los objetivos del PER, ni parece que tampoco con las actividades de la Oficina Española de Cambio Climático.

Esta situación ha experimentado un cambio positivo a raíz de la elaboración del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión[361] (PNA) y la constitución del Grupo Interministerial de Cambio Climático (GICC) en mayo de 2004. Por fuerza, el ejercicio de elaboración de este Plan exige integrar los tres ámbitos de planificación hasta ahora mencionados -energías renovables, eficiencia energética y lucha contra el cambio climático-, buscando la máxima eficacia y coherencia de objetivos e instrumentos y manteniendo en lo posible los compromisos políticos anteriormente adquiridos. Simultáneamente, se han revisado o desarrollado el PER y la E4. Por un lado el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010, que mantiene el mismo objetivo del 12% del consumo total de energía en 2010, e incorpora los nuevos objetivos del 29,4% de generación eléctrica con renovables y del 5,75% de biocarburantes en transporte. Por otro lado, el Plan de Acción 2005-2007 proporciona un necesario mayor nivel de concreción a la E4, detallando objetivos, plazos, recursos y disponibilidades, y también evaluando los impactos globales que se derivarían de estas actuaciones. En ambos casos el plan viene determinado por el cumplimiento de determinados objetivos, que no está claro se relacionen entre sí. Es el PNA el que, finalmente, ha integrado la información proveniente de distintos ámbitos para trazar un plan que permita conseguir un objetivo global. Aunque todavía falten en la fotografía algunos de los actores principales que se identificaron anteriormente -al tratar de describir la planificación energética indicativa que este Libro Blanco propone- se trata sin duda de un primer paso importante.

[361] "Real Decreto 1866/2004 por el que se aprueba el Plan Nacional de asignación de derechos de emisión 2005-2007".

Finalmente, es hay que señalar que la estrategia eléctrica resultante del ejercicio de planificación indicativa -que debe inscribirse en una estrategia energética más amplia- debiera ser objeto de un acuerdo básico entre los diversos partidos políticos, de forma que se aporte la estabilidad regulatoria tan necesaria para un sector con tanta inercia al cambio. Esta estrategia o política energética fundamental debiera quedar en lo posible al margen de la alternancia política inmediata, ya que las decisiones en este sector han de contemplar horizontes temporales mucho más largos que los habituales periodos de gobierno.

Excede con mucho el cometido de este Libro Blanco el establecer la política energética concreta que el país necesita. Aquí se han indicado las directrices fundamentales que este Libro Blanco considera esenciales para reconducir nuestro insostenible modelo energético hacia una senda de sostenibilidad y se ha señalado la necesidad de un planteamiento integral, instrumentado a través de la planificación indicativa que establecen las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos. En los siguientes apartados de este capítulo se tratan algunos temas específicos para los que se proponen reformas regulatorias concretas.

10.1.1 La generación nuclear y el mercado de la energía

La energía nuclear contribuye significativamente a la generación de electricidad en el mundo, ya que actualmente existen 442 reactores nucleares en operación comercial, que generan aproximadamente el 17% de la energía eléctrica consumida. Las centrales nucleares están instaladas principalmente en los países desarrollados, y dentro de la Unión Europea se encuentran en operación 145 reactores nucleares que proporcionan, aproximadamente, una tercera parte de la electricidad consumida por los estados miembros.

En España se encuentran en funcionamiento 7 centrales nucleares, todas ellas en la península, 2 de las cuales disponen de 2 reactores cada una -Almaraz y Ascó-, por lo que suman 9 reactores de agua ligera, con una potencia total instalada de 7.816 MW. Existe otra central nuclear en fase de desmantelamiento, que es la de Vandellós I. En el año 2004 la energía nuclear contribuyó el 23% de la producción de electricidad en España.

Las consideraciones que se presentan a continuación y la recomendación que de ellas se deriva es fundamentalmente ajena a la discusión y a las recomendaciones de carácter más estrictamente regulatorio que se han desarrollado en los anteriores capítulos de este Libro, en particular en los capítulos sobre mitigación del poder de mercado -capítulo 3-, la fiabilidad del suministro -capítulo 4-, el mercado mayorista -capítulo 7- y los costes de transición a la competencia -capítulo 6-. Estas consideraciones son también ajenas al debate sobre la "opción nuclear"[362], esto es, si la energía nuclear debe o no formar parte del futuro modelo energético sostenible que se está tratando de definir.

[362] La "opción nuclear" podría definirse como el mantener en funcionamiento las centrales nucleares existentes, alargando su vida útil en lo posible, así como instalar centrales nuevas, utilizando las mejores tecnologías comercialmente disponibles. Hay, obviamente, posiciones intermedias, como mantener en funcionamiento las centrales existentes mientras duren sus actuales licencias de operación, o sus vidas útiles económicas.

Como anteriormente se ha explicado, éste no es el lugar para llevar a cabo el debate nuclear. A efectos de este Libro Blanco, lo que importa no es la opinión personal al respecto del Director de la elaboración de este Libro[363], sino que se realice un ejercicio serio de planificación indicativa a medio y largo plazo como el que este Libro Blanco propone -durante el cual se informe a la población sobre los pros y contras de las distintas tecnologías de producción de electricidad, incluida la nuclear-. Y del que resulte una decisión política, a ser posible con un apoyo generalizado de los distintos partidos, con conocimiento de la población y apoyada en datos objetivos.

El tema que ahora se trata es que, con independencia del resultado del ejercicio de planificación energética indicativa, se debiera evaluar -con carácter inmediato- la coherencia entre el actual régimen económico de la generación nuclear en España y las características específicas de esta tecnología de producción.

La característica económica más sobresaliente de la tecnología nuclear es lo elevado de sus costes fijos -los costes de inversión, más los costes fijos de operación y mantenimiento, claramente superiores a los de otras tecnologías convencionales que usan carbón, gas o fuel-oil como combustibles-, junto con unos costes variables muy reducidos -también claramente inferiores a los de las centrales que utilizan combustibles fósiles-. De acuerdo a la publicación *Energía nuclear en España,* del Foro de la Industria Nuclear Española, junio de 2004, 'el coste operativo de generación del kWh nuclear en España ha ido descendiendo progresivamente desde el año 1995, alcanzando un valor de 10,6 €/MWh neto, de los que 7,2 €/MWh corresponden a los costes de operación y mantenimiento y 3,4 €/MWh al coste de combustible, que se mantiene muy estable, a diferencia de lo que ocurre con el precio de los combustibles fósiles.' Si se compara este coste variable total de producción con el precio medio de la energía en el mercado -49 €/MWh en base y 60 €/MWh en punta del pool eléctrico español en lo que va de año-, se observa el importante margen de explotación que obtienen las centrales nucleares por cada kWh producido. No hay que olvidar que estas centrales necesitan un margen de explotación importante para hacer frente -en condiciones de mercado- al pago de los elevados costes fijos.

Quiere hacerse notar aquí el contraste entre la remuneración de estas centrales bajo la regulación tradicional -semejante a la existente en el sistema español antes de la promulgación de la LSE- y la que tiene lugar en un mercado en competencia. En el primer caso la regulación garantiza la total recuperación de los costes de inversión con una rentabilidad razonable y además los costes de operación, bajo una filosofía retributiva del tipo "coste de servicio". Adicionalmente podían existir incentivos, de menor cuantía, para premiar la disponibilidad o las mejoras de eficiencia. Por tanto el riesgo para el inversor inherente a este sistema de retribución es bajo. Si la central debe parar temporalmente por alguna indisponibilidad, ya sea programada o fortuita, las pérdidas económicas asociadas son reducidas y el grueso de la remuneración que permite recuperar la inversión con una rentabilidad razonable no se ve amenazado.

---

[363] Al que le interese conocerla puede por ejemplo encontrarla en el artículo "Luces y sombras en la energía nuclear y el desarrollo sostenible", Grupo de Reflexión sobre Energía y Desarrollo Sostenible, publicado en Cinco Días, 17 de julio de 2002, y en otras publicaciones posteriores.

Este esquema retributivo ha sido radicalmente modificado con la LSE, por la cual las centrales de generación del régimen ordinario son retribuidas por la energía que produzcan con el precio determinado por el mercado, o por los contratos de venta que establezcan. Aparte de algunos conceptos adicionales de retribución, como la garantía de potencia, puede afirmarse que si no hay producción no hay ingresos, fundamentalmente.

Y aquí interviene la segunda característica diferencial de la tecnología nuclear: las consecuencias de un posible accidente. Si una central de carbón, ante algún defecto de funcionamiento -como un "pinchazo" en un tubo de la caldera- trata de forzar la situación y posponer la acción de mantenimiento para beneficiarse de unos precios favorables en el mercado, se trata de una decisión empresarial, donde sólo se arriesga que la indisponibilidad posterior de la central sea más grave y la consiguiente pérdida económica. Pero si una central nuclear, ante un fallo de la central que puede tener consecuencias de peligro para la población, pospone una acción de mantenimiento, las consecuencias pueden ser de una índole muy distinta[364]. Es justo admitir que en los países de la OCDE el récord de seguridad de las centrales nucleares ha sido bueno hasta la fecha, aunque no ha estado exento de algunos accidentes serios, pero sin consecuencias para la población. Pero de lo que aquí se trata es simplemente de minimizar unos incentivos que pueden contribuir a deteriorar la seguridad innecesariamente, sea ésta buena o mala.

No se cuestiona aquí el régimen económico que establece la LSE para la generalidad de los medios de producción, que este Libro Blanco trata de defender y perfeccionar. Pero sí se invita a una reflexión sobre la tecnología nuclear en particular. En el mercado eléctrico español -como también ocurre en general en otros países- las centrales nucleares operan permanentemente "en base", a plena carga mientras estén disponibles, sin afectarles el precio marginal del mercado, siempre más elevado que sus costes variables de producción. Su funcionamiento, cuando están disponibles, no afecta en nada al comportamiento del mercado. Sí que es importante que estén presentes produciendo en las épocas del año en las que los márgenes de cobertura de la demanda se estrechan. Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, este Libro Blanco propone que se considere la posibilidad de establecer un régimen económico especial para las centrales nucleares -como se ha hecho en otros países que también han liberalizado su sector eléctrico-, en el que se reduzca el fuerte incentivo económico -especialmente intenso para las centrales nucleares- de producir a plena carga el mayor tiempo posible. Este régimen económico alternativo debiera suponer unas condiciones económicas equivalentes a las que actualmente correspondan a estas centrales. Y se debiera mantener un incentivo moderado a la disponibilidad, sobre todo

[364] Esta preocupación fue expresada por el Director de este Libro Blanco en su discurso de ingreso como académico de número de la Real Academia de Ingeniería de España, "Energía y desarrollo sostenible", octubre 2003, donde al tratar sobre las centrales nucleares en un entorno regulatorio de competencia se expone que '…el nuevo contexto regulatorio acrecienta la preocupación sobre la existencia de incentivos económicos de los propietarios de las centrales en detrimento de la seguridad, ya que mantener las plantas en funcionamiento es ahora el único medio de conseguir los ingresos que permiten rentabilizar las cuantiosas inversiones incurridas.' Los recientes acontecimientos que han afectado a la central nuclear de Vandellós II muestran que esta preocupación no es una mera especulación teórica.

cuando esta disponibilidad sea más valiosa para el sistema eléctrico, en línea con la propuesta de este Libro Blanco sobre la reforma del mecanismo de garantía de potencia.

Es importante advertir ahora que se presenta una interesante oportunidad de implantar este régimen económico alternativo, si se atiende la recomendación de este Libro Blanco respecto al tratamiento que sería aplicable a las centrales nucleares como instalaciones acogidas al Real Decreto 1538/1987 y por tanto sujetas al régimen de percepción de los CTC. En efecto, una línea de actuación propuesta en este Libro Blanco consiste en establecer contratos por diferencias de precio y cantidad fija, estando el volumen de energía contratado asociado a las producciones previstas de las instalaciones acogidas al citado Real Decreto, que incluye a las nucleares.

La propuesta consistiría en singularizar las centrales nucleares con respecto al resto y sustituir el citado contrato por diferencias, sobre un bloque no especificado del portafolio de energía de una empresa generadora, por otro más cercano a un contrato del tipo *"Power Purchase Agreement"* (*PPA*) con cada una de las centrales individuales, en el que los incentivos económicos a producir lo más posible estén mucho más atenuados[365].

---

[365] A modo de ejemplo, sin pretender que lo que sigue constituya una verdadera propuesta, véase la diferencia -respecto a los incentivos a producir más- entre los dos tipos de contratos que se describen a continuación.

Contrato normal por diferencias:

Sea CV_N el coste variable de producción de la central nuclear, E_N la energía que produce en un momento dado, E_C la energía contratada por diferencias, P_C el precio de dicho contrato y P_E el precio de mercado de la energía en dicho momento. El margen de explotación M_{EX} de la central nuclear sería:

$$M_{EX} = P_E \cdot (E_N - E_C) + P_C \cdot E_C - E_N \cdot CV_N = E_N \cdot (P_E - CV_N) + E_C (P_C - P_E)$$

Ya que el margen $P_E - CV_N$ es muy elevado en las centrales nucleares, lo anterior indica que el propietario de la central tiene un incentivo económico muy fuerte para que ésta produzca la mayor cantidad posible de energía E_N .

Contrato alternativo tipo PPA:

Un posible esquema de remuneración REM podría ser:

$$REM = F_1 \cdot C_F + F_2 \cdot DISP + F_3 \cdot E_N \cdot CV_N + F_4 \cdot E_N \cdot (P_E - CV_N)$$

Donde F_1, F_2, F_3 y F_4 son factores de peso - F_1 y F_3 son cercanos pero inferiores a 1; F_2 ,y F_3 deben ser tales que los términos correspondientes tengan un peso relativamente reducido en la remuneración total de la central-. C_F es el coste fijo regulatoriamente reconocido y que se remunera directamente casi en su totalidad, dejando un término adicional $F_2 \cdot DISP$ para incentivar la disponibilidad media $DISP$ de la central. Análogamente, el término $F_3 \cdot E_N \cdot CV_N$ retribuye casi la totalidad de los costes variables, mientras que el término adicional $F_4 \cdot E_N \cdot (P_E - CV_N)$

10.2 La generación en régimen especial

Esta sección centraliza la discusión sobre los distintos aspectos que afectan a la generación en régimen especial. Al tratarse de una generación más -aunque obviamente con aspectos diferenciales-, su tratamiento específico podría irse abordando en casi todos los capítulos de este Libro Blanco: contribución a la fiabilidad de suministro, reflejo en la tarifa eléctrica, participación en el funcionamiento del mercado, comercialización verde y certificado de origen, impacto sobre el desarrollo de la red y sobre la operación del sistema y, finalmente, su participación en un modelo energético sostenible. Aunque en cada uno de los capítulos se han hecho menciones -cuando procedía- al régimen especial de generación, se ha tratado de recoger la mayor parte de los aspectos esenciales en este apartado 10.1, de forma que no se pierda una visión de conjunto. La única excepción son los temas directamente relacionados con la red y la operación del sistema, que se encuentran en los apartados 2.1.7 y 9.3. El material que se presenta a continuación se divide en dos bloques que requieren un tratamiento diferenciado: por un lado la generación con recursos energéticos renovables -donde se presta especial atención a la generación eólica, dada su predominancia cuantitativa en España que da lugar a una problemática específica-, y por otro lado la cogeneración. Aparecen también incluidos en el régimen especial el tratamiento de residuos y lodos, lo que está justificado ya que son, al menos en parte, biodegradables y la propia Directiva considera la energía proveniente de residuos biodegradables como fuente renovable. Además, si no es energía que se desperdicia.

A continuación se citan los bloques de temas en los que se ha clasificado esta presentación, para proceder a continuación a una exposición individual de cada uno de ellos.

- Justificación de las cantidades y tecnologías que se fijan como objetivo.
- Mecanismo de remuneración más adecuado.
- Conexión a la red y las autorizaciones administrativas.
- La participación de la generación del régimen especial en el funcionamiento de los mercados eléctricos.
- Comercialización verde, certificación de origen de la electricidad e información al consumidor.
- Cogeneración.

10.2.1 Los objetivos

Los preocupantes incrementos de la intensidad energética en España por encima de los de la Unión Europea, las alarmantes cuotas de dependencia energética exterior, la necesidad de preservar el medioambiente, y la necesidad de aproximarse al concepto de desarrollo

---

incentiva algo la producción adicional, en especial cuando el precio de mercado de la energía es más elevado. Puede adaptarse el procedimiento para incluir una retribución por garantía de potencia como la recomendada en este Libro Blanco.

sostenible, deben convertir el fomento de energías limpias y autóctonas en uno de los ejes prioritarios de la política energética del país. En el campo de la generación de electricidad, esto se concreta en una política de fomento de la generación proveniente de fuentes renovables -hidráulica, minihidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa, biogás,…- y de las distintas formas de cogeneración. La consideración específica de este tipo de generación está plenamente justificada y responde a una decisión estratégica de carácter energético, medioambiental y social así como de fiabilidad del suministro energético.

La política energética, a través de una planificación integral indicativa, traza unos objetivos de penetración de estas tecnologías energéticas, de forma que se alcancen determinados porcentajes del total de energía primaria a cubrir con fuentes de energía renovables. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, en consonancia con lo que establece la Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE), establece así unos objetivos por áreas, para alcanzar en el 2010 un porcentaje del 12% de la demanda energética en España cubierta por estas tecnologías. En lo que respecta a la generación eléctrica, la Directiva 2001/77/CE establece unos objetivos indicativos que suponen para España alcanzar en el 2010 una cobertura del consumo eléctrico del 29,4% con energías renovables.

El principal mecanismo de apoyo al desarrollo de estas fuentes ha sido los incentivos a la producción de energía eléctrica con este tipo de tecnologías, a través de un sistema de primas y precios fijos regulados. La LSE regula el tratamiento de un régimen especial de producción eléctrica que permita materializar el apoyo a estas tecnologías.

El IDAE ha elaborado recientemente un "Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004"[366], en el que constata el crecimiento significativo del consumo global de energías renovables, aunque claramente insuficiente para alcanzar los objetivos establecidos en el 2010. Con una cobertura media del 6,9% del consumo primario total en el 2004, apenas un 1,2% superior a los valores del 2000, se ha cumplido el 28,4% del objetivo de incremento global. Asimismo, el documento Balance del IDAE hace un recorrido de los objetivos por área y tecnología describiendo un panorama muy desigual. Si las fuentes eólicas, biocarburantes y biogás han evolucionado por encima de lo previsto, éste no es en absoluto el caso para las áreas asociadas a la biomasa y a la solar en cualquiera de sus formas, aunque en el 2004, la solar fotovoltaica ha alcanzado un crecimiento espectacular, que hace previsible que puedan superarse los objetivos previstos. Para alcanzar los objetivos globales es especialmente preocupante el caso de la biomasa, que representaba una aportación muy significativa al Plan -el 63% del crecimiento previsto, en términos de energía primaria, de todas las tecnologías renovables-.

El propio IDAE tiene el encargo de revisar a futuro el Plan de Energías Renovables en España para el periodo 2005-2010, para adaptar el Plan original a la realidad de los desarrollos

[366] Ver un resumen en el anexo del capítulo 2 de este Libro Blanco.

conseguidos hasta la fecha, a los crecimientos infravalorados del consumo de energía primaria y a los objetivos que se derivan de las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE[367].

La revisión pasa por incrementar los objetivos de potencia instalada y de energía producida por la generación eólica para compensar el déficit tan importante constatado de generación a partir de la biomasa.

La siguiente tabla resume, con datos proporcionados por el IDAE, y en cuanto a la generación eléctrica se refiere, la situación en términos de potencia (MW), presentándose los datos de potencia instalada en 1998, en el 2004, los objetivos fijados en el Plan original, y los nuevos objetivos que el IDAE marca en su revisión del Plan.

Tabla viii. Objetivos relativos a la generación eléctrica en régimen especial

			Plan original		Plan revisado
	1998	2004	2010	Grado cumplimiento	2010
	MW	MW	MW		MW
Minihidráulica (<10 MW)	1252	1749	2380	73%	2198
Eólica	876	8155	13000	62%	20155
Biomasa	68	344	3098	11%	1770
Solar fotovoltaica	1	37	144	25%	400
Solar termoeléctrica	0	0			500
Biogás		141			

Este Libro Blanco no valora estos objetivos -algunas organizaciones ecologistas lo consideran insuficientes, otras organizaciones lo consideran técnicamente irrealizable- pero se insiste de nuevo en que es imprescindible el análisis conjunto de las implicaciones de cada una de las medidas que se adopten en las estrategias sectoriales a la hora de fijar los objetivos. Por ejemplo, y en relación con las limitaciones derivadas de la red de transporte y de la operación del sistema, no sobrepasando en cada momento el umbral de penetración de producción eólica que -tras realizar todos los esfuerzos razonables que aquí se indican- deba establecerse por razones de seguridad del sistema eléctrico. En este sentido los 20.000 MW de generación eólica previstos en la revisión del Plan requieren contar con el Operador del Sistema para poner en marcha estudios, inversiones y medidas que hagan estos objetivos realistas.

Según datos del APPA en el 2003 la producción de energías renovables alcanzó el 26,8% de la demanda neta del sistema eléctrico español, muy cerca del objetivo fijado para el

[367] Véase también el citado anexo del capítulo 2.

2010 (29,4%). Sin embargo hay que advertir que la mayor parte de esta generación corresponde a la generación hidráulica del régimen ordinario. Para conseguir los objetivos previstos en la LSE y el Plan 2000-2010, en el 2010 el resto de las energías renovables deberá cubrir aproximadamente el 20% de la demanda total de electricidad en España, cuando representa en torno a un 6% en el 2004.

Las propuestas del IDAE apuestan por el mantenimiento del sistema de *"feeding tariffs"* o primas, que para ciertas tecnologías se ha mostrado de una eficacia muy superior a los mecanismos de fomento alternativos aplicados en otros países de nuestro entorno.

Sus propuestas plantean una revisión al alza de las primas correspondientes a las tecnologías que mayor dificultad están demostrando -solar fotovoltaica y biomasa-, así como una serie de medidas técnicas y administrativas que están entorpeciendo gravemente su crecimiento.

Este Libro Blanco comparte básicamente la regulación propuesta, enfatizando la necesidad ya indicada previamente de que exista un plan indicativo global que contemple conjuntamente y de forma realista todos los factores que afectan al futuro energético del sistema, y matizando los siguientes puntos que más adelante se desarrollan en mayor detalle:

- Es necesario, para hacer sostenible económicamente el sistema de primas, trabajar en mejorar su eficiencia sin perjudicar su eficacia. Acotar las primas en el tiempo, discriminar con mayor detalle las necesidades de primas según características propias de las instalaciones -tipo de tecnología, horas de funcionamiento, costes- y poder revisarlas a futuro para las nuevas instalaciones. Una mayor eficiencia libera recursos para fomentar nuevas inversiones.

- Es conveniente, para forzar la mayor integración posible con el sistema eléctrico, compatibilizar el sistema de primas con la participación en el mercado de producción, ya sea individualmente o bien de forma agregada. La cuota objetivo de estas tecnologías es demasiado significativa como para que funcionen al margen de las necesidades del sistema. Todo lo que contribuya a integrarlas facilitará su crecimiento eliminando barreras técnicas relacionadas con la seguridad del sistema[368].

Asimismo, en un mayor nivel de detalle, se expresan los siguientes matices a las propuestas del Plan revisado:

- Compartiendo las preocupaciones de la CNE al respecto, se extremar los mecanismos de estudio y supervisión de las ayudas a las tecnologías de co-combustión que mezclan carbón con biomasa, ya que se antoja difícil su control y monitorización. El impulso a este tipo de tecnologías supone la apuesta más fuerte del paquete orientado a la biomasa, contando con que la mitad del crecimiento objetivo previsto en la revisión del Plan asociado a la biomasa proviene de esta tecnología. Constituye una apuesta interesante para fomentar la utilización energética de la biomasa y las recientes iniciativas

[368] Véanse al respecto las recomendaciones del apartado 9.3.

legislativas así lo impulsan, pero es necesario acompañarlo de un esfuerzo imprescindible de estudio y control en cada caso. Hay que tener en cuenta por ejemplo factores como que el proceso de co-combustión afectará el rendimiento de las centrales, reduciendo por lo tanto parte de las ventajas.

- Se considera, de nuevo coincidiendo con la CNE, que en el área del tratamiento y reducción de residuos están sobreprimadas algunas actividades de eficiencia ambiental al menos dudosa, como es el secado de residuos mediante sistemas de cogeneración que consumen gas natural -quizás debiera tratárseles más bien como una cogeneración-. No es sorprendente el crecimiento sostenido de este tipo de actividad. En cambio debieran incrementarse sustancialmente las primas de sistemas alternativos, como son las plantas de biogás -biodigestión- obtenido a partir de purines y lodos que ya funcionan en algunos países -especialmente en Dinamarca- o de la utilización del alperujo como biomasa secundaria quemada en calderas de lecho fluido tal y como ocurre ya en determinadas plantas de Andalucía, y que todas ellas sí representan una opción ecológica. La prima al biogás procedente de los vertederos sí parece suficiente.

Consultados los agentes involucrados y el IDAE sobre las principales barreras al crecimiento de estas tecnologías, éstas podrían agruparse en las categorías que se enumeran a continuación.

Barreras retributivas o financieras

- Primas insuficientes para algunas tecnologías -biomasa-.
- Incertidumbre en la estabilidad de la retribución.
- Falta de apoyo directo a la inversión -medidas fiscales, condiciones de financiación, etc.- y a la I+D en aquellas tecnologías muy emergentes.

Barreras técnicas

- Acceso y conexión a la red -aquí es imprescindible minimizar los conflictos que legítimamente puedan plantearse entre los promotores de régimen especial y las empresas transportistas o distribuidoras a las que se conectan, mediante la regulación de un procedimiento específico para las instalaciones de régimen especial que sea sencillo, objetivo, transparente y no discriminatorio en cuanto a la asignación del punto de conexión, las condiciones técnicas requeridas, el procedimiento de puesta en servicio y las normas técnicas de operación-.
- Operación del sistema -visibilidad para el centro de control, procedimientos de operación para el reparto de capacidad ante limitaciones, equipos de control-.

Barreras administrativas

- Proliferación de normas y trámites -según la APPA, hasta sesenta normas distintas pueden afectar al promotor de régimen especial y hasta cuarenta trámites distintos han de seguirse ante las administraciones local, regional y central, con una importante confusión en materia de competencias-.

- Ineficiencia del proceso de tramitación. Representan la principal barrera de entrada. Por ejemplo en el caso de la minihidráulica, en el que pueden demorarse hasta 12 años desde la presentación de la autorización hasta su puesta en marcha. En el caso de la eólica pueden llegar a ser cinco años.

- Percepción de falta de homogeneidad, ciertos niveles de discrecionalidad y poca transparencia en las resoluciones administrativas.

A continuación en el apartado 10.2.2 se discuten en mayor detalle las recomendaciones sobre el modelo retributivo y la operación del sistema. El análisis de las barreras técnicas, ya que tienen principalmente que ver con la red y la operación del sistema, se ha abordado en detalle en los apartados 2.1.7 y 9.3, por lo que se redirige al lector a aquellos capítulos. Sin embargo se quiere insistir en el esfuerzo imprescindible de mejorar las infraestructuras en las redes donde se han de conectar estos generadores del régimen especial, si se quiere realmente apostar por los objetivos fijados. Para ello es imprescindible que el propietario de la red vea reconocido su coste si tiene que incurrir en él, pues de otro modo existirán permanentemente conflictos de acceso.

En cuanto a las barreras administrativas, como ya se ha apuntado, no puede más que recomendarse vivamente adoptar las medidas necesarias para que se cumpla en tiempo y forma la normativa vigente por parte de las administraciones y se aclaren los conflictos competenciales entre administraciones. El artículo 6 de la Directiva 2001/77/CE solicita dotar de agilidad y racionalidad los procesos administrativos, acabar con el silencio positivo por parte de las administraciones, adoptar normas regulatorias objetivas y transparentes, mejorar los canales de información y coordinación entre las administraciones y crear la figura de un mediador en caso de conflictos entre autoridades, solicitantes y agentes externos.

Implicaciones sobre la tarifa eléctrica

Antes de pasar a discutir el modelo retributivo es procedente recordar que la sociedad en su conjunto y el Gobierno en particular han de asumir conscientemente las consecuencias económicas que se derivan de los planes indicativos que en materia de energías renovables se aprueben. Los objetivos de política energética son totalmente legítimos pero suponen un coste -seguramente justificado si se llegaran a internalizar todos los costes medioambientales, geoestratégicos, de seguridad, de la energía-, que la sociedad tiene que aceptar y estar dispuesta a pagar. Los mensajes de apoyo a las energías renovables deben acompañarse de una labor explicativa que justifique los costes adicionales que supone, pero dejando claro que el consumidor debe pagarlo y que a mayor esfuerzo mayores tarifas. El monto total estimado de las primas del régimen especial para la tarifa en 2005 fue de 1.515 M€ -un 8,7% del total de 17.307 M€-. Pero para cumplir los objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables se precisa más que duplicar la producción con renovables de 2005, pudiéndose estimar el monto de las primas en 2010 en cerca de 3.500 M€ según el APPA. Esto es obviamente difícil de compatibilizar con la senda prefijada

de tarifas en el Real Decreto 1432/2002[369]. Las propuestas planteadas por este Libro Blanco eliminan los problemas asociados a la suficiencia de la tarifa, puesto que la tarifa se calcula -no se decide- de forma aditiva, pero exigen una concienciación del ciudadano consumidor respecto a que una parte de la tarifa responde a esta política, lo que deberá quedar claramente reflejado en el recibo de la luz.

10.2.2 La remuneración y la participación en el mercado

La evolución del marco regulatorio

El marco regulatorio del régimen especial ha evolucionado de forma importante desde sus inicios, tanto en sus aspectos retributivos como en su encaje técnico con el sistema eléctrico y económico con el mercado de energía eléctrica. Las principales tendencias de esta evolución son:

- En los aspectos retributivos se ha evolucionado gradualmente desde un esquema regulatorio más rígido, con una retribución basada en un pago fijo por kWh producido, a un esquema más abierto, donde se promueve que la generación del régimen especial participe en lo posible como otro tipo de generación en el mercado.

- Se ha evolucionado igualmente hacia esquemas de mayor estabilidad y previsibilidad de la remuneración, para tratar de alentar y abaratar la financiación de estos proyectos.

- En los aspectos de operación y de su encaje con el sistema eléctrico se ha evolucionado hacia la equiparación con el régimen ordinario, haciendo que la generación del régimen especial sea en lo posible cada vez más partícipe de las obligaciones y de las oportunidades relacionadas con los servicios que toda generación debe y puede prestar al sistema, para contribuir a la seguridad técnica del mismo.

En efecto, el Real Decreto 2366/95, que regulaba el régimen especial antes de la LSE, establecía unas tarifas anuales para retribuir la energía vertida a la red. Aprobada la LSE, el Real Decreto 2818/98 permite a la generación en régimen especial, como una opción, percibir el precio medio del mercado mayorista complementado con una prima diferenciada para cada tecnología. La prima se actualiza cada año y se plantea una revisión de la misma cada cuatro años. El Real Decreto Ley 6/2000 y el Real Decreto 841/2001 que lo desarrolla, buscan incentivar una mayor integración en el mercado, dando a este tipo de tecnología la opción voluntaria de acudir al mercado, percibiendo en este caso una prima y una mayor retribución por garantía de potencia para completar sus ingresos por mercado. Finalmente el Real Decreto 436/2004, hoy vigente, supone un importante avance en la estabilidad y capacidad de predicción de la remuneración de este tipo de tecnología, como así lo reconocen los agentes implicados. En efecto, respetando la opción voluntaria de dos posibles esquemas de retribución -no acudir al mercado y cobrar una tarifa fija , o acudir al mercado y cobrar el precio del mercado más una prima-, fija la metodología de cálculo y

[369] Dejando aparte el fuerte incremento en el precio de los combustibles, el efecto adicional sobre los costes variables de los grupos térmicos del mercado de emisiones de CO2 o la probable reforma de la retribución de la actividad de distribución.

revisión de las tarifas y primas, y las indexa a la metodología de cálculo de la tarifa de referencia. Buscando incentivar la incorporación voluntaria de este tipo de generación al mercado, el Real Decreto incorpora un incentivo adicional a la retribución de aquellas instalaciones que opten por acudir y operar en el mercado. Este incentivo también queda indexado a la tarifa de referencia. Así mismo el Real Decreto establece requisitos y mecanismos para mejorar, de cara al conjunto del sistema, la calidad eléctrica de la energía producida por estas instalaciones -control., previsión, compatibilidad, etc.-, independientemente de si están o no acogidas a la opción de acudir al mercado.

Es interesante apuntar que en Abril de 2003, previamente al Real Decreto 436/2004, la CNE realizó una propuesta de metodología de primas que defendía la existencia de unas tarifas fijas -el valor correspondiente a los costes operativos se indexaban cada año con el IPC- y unas primas complementarias al precio del mercado, basadas en tres parámetros: a) conseguir una rentabilidad razonable, b) conseguir una rentabilidad adicional para impulsar aquellas tecnologías con una senda de crecimiento muy alejada de los objetivos alcanzables, y c) un incentivo por acudir al mercado. El Real Decreto 436/2004 se ha ajustado en parte a este esquema indexando las tarifas y primas complementarias a la Tarifa Media de Referencia (TMR), cuya estabilidad está garantizada por la senda tarifaria marcada en el Real Decreto 1432/2002.

Este Libro Blanco considera que la regulación ha ido evolucionando en el sentido correcto. En efecto, se considera que los principios que deberían regir la remuneración y la participación en el mercado de estas tecnologías son:

- Marcar unos objetivos de desarrollo en el tiempo para cada una de estas tecnologías, fruto de la visión integral energética del Plan indicativo. Supuesto que estos objetivos no son alcanzables por la libre decisión de inversión de los agentes, queda justificada la aplicación de unas ayudas reguladas, hasta la consecución de dichos objetivos. Debiera eliminarse el límite de 50 MW impuesto en la Ley 54/97 para la consideración de régimen especial. Contribuir a los objetivos marcados no debiera depender del tamaño y serán criterios de rentabilidad -y no de tamaño- los que tengan que determinar si ese tipo de instalación tiene derecho a prima.

- Fijar un mecanismo de retribución que garantice la remuneración de las inversiones, de forma que

  - proporcione una rentabilidad adecuada de la inversión en un plazo razonable. Cómo actividad con ingresos garantizados, las tasas de rentabilidad deben corresponderse con el de aquellas actividades reguladas del sector,

  - y sea estable y previsible para el plazo de rentabilidad garantizada. La evolución de las tarifas, primas e incentivos aplicados al régimen especial debe ser tal que la remuneración global de las instalaciones sea estable y previsible para dicho plazo. Es decir que no son las primas e incentivos los que han de ser estables sino la remuneración global.

- Fijar un mecanismo de retribución que prime las inversiones más eficientes, de forma que

- la tasa de rentabilidad que se considere adecuada sea creciente con la eficiencia de la instalación.

- Optimizar los recursos económicos disponibles para incentivar este tipo de tecnologías.

  - Compatibilizar los objetivos marcados por el Plan energético con la retribución total al sector, es decir con los costes que se van a trasladar al consumidor.

  - Asignar las primas ajustándose a la rentabilidad que requiere cada instalación, de forma que con los mismos recursos económicos se pueda fomentar mayor cantidad de potencia instalada de estas tecnologías.

    · Evitar principios como el de primar más al más eficiente o primar por igual a todas las instalaciones de una cierta tecnología independientemente de la rentabilidad que esperan obtener, por supuesto asegurándose que finalmente la rentabilidad de los proyectos más eficientes es mayor.

    · Acotar el cobro de primas e incentivos al periodo de rentabilidad garantizada, liberando recursos para otras instalaciones.

    · Permitir modificar las primas cada cierto periodo para las nuevas instalaciones, respetando la senda de evolución prefijada para las existentes, de forma que se ajusten a los cambios tecnológicos o económicos o a la evolución de la potencia instalada en referencia al Plan indicativo energético.

- Integrar lo más posible este tipo de generación con el sistema eléctrico. Una apuesta decidida y de futuro por estas tecnologías no puede realizarse a espaldas de su integración lo más armónica posible con el conjunto del sistema eléctrico. Es impensable alcanzar los cuotas de generación renovable que en el futuro se desean si no se acomodan a los requisitos de visibilidad -telemedida y telecontrol- y de prestación de servicios -control de reactiva, predicciones de la producción, servicios complementarios- imprescindibles para garantizar la seguridad del sistema eléctrico. Por supuesto, como se ha expuesto en otros capítulos previos, desde la planificación de la red y la operación del sistema se deberán también realizar los esfuerzos necesarios para acomodar una generación de estas características y en los volúmenes deseados.

La integración de esta generación en el mercado de producción de energía eléctrica, asumiendo en lo posible los mismos derechos y deberes que la generación ordinaria, parece una medida bastante eficaz en este sentido.

El modelo retributivo de la generación en régimen especial

Planteados los principios que este Libro Blanco recomienda seguir para regular la retribución y participación en el mercado del régimen especial, este apartado propone un modelo retributivo concreto.

En principio existen diferentes mecanismos posibles para materializar la ayuda a la generación en régimen especial: regulación basada en costes evitados, compensación por los costes evitados no internalizados, ayudas directas a la inversión y/o exenciones o

reducciones fiscales, sistemas de certificados, las subastas de la prima -o subastas de potencia- y los planes de ayuda directa a los precios -primas-.

Subastas de la prima -subasta de potencia-

Un análisis puramente teórico apostaría sin duda por planteamientos basados en las subastas de potencia o en los certificados como los más eficientes. Aunque pueden existir múltiples variantes, el mecanismo de subastas de potencia consiste en que el responsable de la política energética -la administración y/o el regulador- determine una potencia objetivo a instalar en un periodo prefijado y organice una subasta en la que los potenciales promotores ofertan el incentivo económico que necesitan para decidir invertir. Se aceptan las ofertas más baratas hasta cubrir la potencia requerida, y la oferta de la última unidad aceptada marca el precio de la subasta si es una subasta marginalista, o bien cada participante recibe el valor de su oferta si la subasta es una subasta "a precio ofertado". Fijada la cantidad deseada, el mecanismo revela el precio y asigna los recursos entre los potenciales promotores. Se trata de minimizar el coste económico de la ayuda y ajustarla a las necesidades reales sin tener que entrar en valoraciones siempre complejas sobre los costes de las tecnologías, los ingresos previstos, etc. Sin embargo la aplicación práctica de este esquema presenta problemas como se ha podido demostrar en aquellos países que lo han adoptado, como fue el caso del Reino Unido y de Irlanda. Bastantes proyectos ganadores de la subasta no acaban finalmente materializándose, ya que se encuentran con problemas adicionales económicos y técnicos que no supieron valorar adecuadamente cuando ofertaron, y que acaban por desanimarles. Se han propuesto correcciones a la aplicación práctica de este mecanismo para subsanar los problemas detectados en la práctica, pero no parece recomendable proponer un mecanismo que hasta ahora ha fracasado, aunque sea por causas tasadas, identificadas y corregibles, y que no se está aplicando ya en ningún sitio, hasta que se vuelva a recuperar cierta confianza en él. Un problema estructural de este mecanismo es que puede resultar en graves distorsiones si existe poder de mercado en la promoción de este tipo de tecnologías. El precio de la subasta podría ser manipulable, encareciendo artificialmente el coste del fomento de esa tecnología.

Certificados verdes

El mecanismo de los certificados verdes consiste en forzar el consumo de un cierto volumen de energía producida por determinadas tecnologías. La energía proveniente de esas tecnologías está certificada por el organismo regulador, y la demanda tiene que adquirir tantos certificados como obligaciones de compra se le hayan impuesto. El exceso o defecto de oferta de este tipo de energía sobre la cantidad estipulada de compra para la demanda, marcará un precio de mercado del certificado, precio que perciben los productores de este tipo de energía o tecnología. Constituye por lo tanto también un mecanismo en el que se fija la cantidad y se obtiene, por mecanismos de mercado, el precio que corresponde pagar. Al igual que el mecanismo de las subastas es teóricamente correcto, pero su aplicación práctica no está siendo especialmente exitosa. Se ha aplicado en el Reino Unido -sustituyendo al mecanismo de subastas-, en Holanda y en Italia. Una de sus principales dificultades es la enorme volatilidad que está presentando el precio de los mercados de certificados que están actualmente en funcionamiento. La volatilidad ahuyenta los potenciales inversores y encarece mucho la prima de riesgo. No se consigue una señal de

medio y largo plazo suficientemente estable como para ser efectiva. Una forma de arreglarlo podría consistir en asociar los certificados a contratos de medio y largo plazo, que proporcionen mayor estabilidad al precio. Al igual que el mecanismo de las subastas, es bastante vulnerable a la existencia de poder de mercado. La Directiva europea menciona los certificados de origen para etiquetar la energía pero no impone un mecanismo como el que se acaba de exponer para el fomento de las energías renovables.

Costes evitados

La regulación basada en costes evitados consiste en remunerar estas instalaciones en función de todos los costes que le están evitando al sistema, tanto en términos de inversión como de producción, acercándose mucho a un esquema de remuneración basado en el reconocimiento de los costes de servicio. Así la remuneración tendrá un término fijo -que es función de la potencia instalada y que remunera la inversión- y un término variable -que es función de la producción y que remunera su coste variable- frecuentemente indexado de una forma u otra al precio del combustible. Adicionalmente, pueden existir términos que estimen otros costes evitados, como los asociados a emisiones medioambientales o a los ahorros en inversión y pérdidas en la red de transporte. Como se ha descrito previamente, España mantuvo este tipo de regulación hasta la aparición del mercado eléctrico y Portugal mantiene aún hoy una remuneración de la cogeneración basada en estos principios. La cogeneración portuguesa parece estar satisfecha del mecanismo, sobre todo por haberse visto apantallada ante las subidas del precio del gas por la indexación de su remuneración variable. En España el Real Decreto 841/2002 trataba de corregir el efecto del impacto de los incrementos de los precios del gas en la cogeneración, indexando de alguna forma la prima percibida al precio del gas.

Internalización de costes

Este mecanismo trata de reconocer mediante una remuneración explícita los distintos costes que por una u otra razón no están internalizados en el precio de la energía o en las tarifas de acceso. El más evidente es el coste medioambiental, pero puede haber otros, como el ahorro en las inversiones de red y en las pérdidas. El mecanismo consiste en realizar la mejor estimación posible de estos costes -concepto muy cercano al de costes evitados, acotándolo sólo a los costes no internalizados-, incorporarlos a la remuneración que percibe esa tecnología vendiendo libremente su energía, y que sea el propio valor de mercado el que determine las oportunidades de desarrollo de cada tecnología. El principal problema radica en acertar en la estimación de los costes no internalizados, en muchos casos de complejísima evaluación.

Primas

La alternativa por la que se ha optado en España y en Alemania para el conjunto del régimen especial, y que ha demostrado su eficacia, es el mecanismo de primas sobre los precios de venta de la electricidad. Consiste en fijar una ayuda en función de la producción de electricidad -la prima-, que incentive la inversión en determinadas tecnologías. En este caso se fija el precio y se obtiene una determinada cantidad. Si se ha sobrestimado el precio, se obtendrán mayores cantidades de las previstas -con el consiguiente mayor coste que el previsto-, y en caso contrario, si se ha subestimado el precio, no se alcanzarán las

cantidades deseadas. Por ello suelen establecerse unas primas generosas, indicándose que se revisarán cuando se alcance una determinada potencia instalada. Esto puede explicar que se hayan mostrado tan efectivas, tal y como se ha demostrado en España por ejemplo con la energía eólica. Puede sospecharse sin embargo que la efectividad se ha conseguido a costa de un mayor coste del estrictamente necesario.

Considerando todo ello y a la vista de su "éxito" y más bien del fracaso comprobado de métodos alternativos, este Libro Blanco propone mantener el sistema de primas para el fomento de estas tecnologías. Consciente de que se puede haber estado pagando más de lo debido para determinadas instalaciones, y que es imprescindible optimizar los recursos empleados si se quieren alcanzar los objetivos de cuota de este tipo de generación sin que sea inasumible económicamente para el consumidor, se recomienda un esfuerzo especial para conseguir ajustar las primas a la remuneración que permite una adecuada rentabilidad de la inversión en cada caso.

Así, se recomienda que se definan y que se pongan a punto procesos de información y análisis sistemático[370] de la evolución del potencial de cada tecnología y sus costes, por tramos de potencia, horas de utilización, y cualquier otro factor que se considere relevante de forma que:

- Se puedan ajustar mejor las primas o tarifas a la rentabilidad adecuada de cada tipo de instalación, asegurándose que en cualquier caso las instalaciones más eficientes obtienen una mayor rentabilidad. Se recomienda por tanto una mayor discriminación de la prima. Sin entender por ello que sea necesario un estudio instalación a instalación. Será necesario encontrar un punto de equilibrio, pero en cualquier caso se es partidario de una mayor discriminación para buscar mejorar la eficiencia de los recursos empleados en el fomento de esta tecnologías.

- Se pueda acotar en el tiempo la vigencia de las primas para cada tipo de instalación en coherencia con los estudios de rentabilidad.

- Se pueda comprometer la estabilidad de la prima para cada instalación sin un riesgo marcado de estar dilapidando unos recursos económicos innecesarios.

- Se pueda diferenciar aquella componente de la prima que corresponde a los costes de inversión, que debe ser previsible y estable para el periodo para el que se garantiza la rentabilidad, de aquella que corresponda a costes de operación, que podrá variar cada año y que deberá poder ajustarse a la realidad cambiante, tanto al alza como a la baja.

- Se puedan ajustar cada cierto periodo -cada año o cada dos años- las primas para las nuevas instalaciones, respetándose las de las instalaciones ya existentes.

[370] Tratándose en definitiva de una remuneración básicamente regulada y dado el creciente esfuerzo económico que supone, está plenamente justificado reforzar el control, conocimiento y seguimiento de la rentabilidad de este tipo de instalaciones por parte del regulador.

En esta línea se apoyan sin reservas las propuestas de la CNE, que considera necesario desarrollar un mecanismo completo de petición de información para estos fines.

Así mismo este Libro Blanco recomienda que se siga incentivando la participación individual o colectiva de estas instalaciones en el mercado de producción eléctrica. El peso cada vez mayor del régimen especial obliga a que este tipo de generación se adapte en su operación y prestaciones a las necesidades del sistema. Prescindir de ellas a efectos de la operación del sistema supone, cada vez más, dado su volumen global, un riesgo inasumible para el sistema y una pérdida de recursos tanto técnicos como económicos que no se puede permitir. Para poder sostener su crecimiento sin poner en riesgo la seguridad del sistema y sin desaprovechar su potencial, es necesario que este tipo de generación sea controlable, activa y medible de cara al sistema. Son muchas las acciones favorables que, dependiendo del tipo de tecnología, pueden y deben realizar estas instalaciones de cara al sistema. Por ejemplo:

- Predecir lo mejor posible su producción, lo que supone una reducción de las necesidades de reserva del sistema y por tanto un ahorro económico en su operación.
- Por la misma razón, quizás operar conjuntamente varias de sus instalaciones para controlar mejor los desvíos netos.
- Ajustar los planes de mantenimiento a las necesidades del sistema.
- Ajustar cualquier medida que influya en la producción a las necesidades del sistema -punta, llano, valle, laborable, festivo, verano, invierno, etc.-.
- Proporcionar prestaciones de servicios complementarios asociados a reservas, control de reactiva, etc.

Nadie como los propios agentes conoce las posibilidades que ofrece cada tecnología y nadie como ellos tendrá mayor interés en buscar las mejores soluciones si perciben las señales correctas. Por tanto, la libre iniciativa de cada instalación es la que mejor puede responder a lo que el sistema demanda, por lo que la forma más eficiente es que perciban las señales económicas que el mercado proporciona y respondan en consecuencia. Los agentes internalizarán estas señales y, junto con el resto de elementos que pueden influir en sus decisiones, tenderán a optimizar sus recursos disponibles.

Por ello se considera adecuado incentivar la incorporación del régimen especial al mercado de producción. Se entiende que es bueno para el sistema y para el propio régimen especial ya que su profesionalización en la prestación de servicios al sistema es el que permitirá sostener sus tasas de crecimiento. Esto no impide que la generación en régimen especial pueda tener un trato preferencial de cara a la operación del sistema cuando así esté justificado. Así por ejemplo está justificado conceder cierta prioridad a las tecnologías de origen renovable que no son controlables en los mecanismos de resolución de restricciones técnicas.

Es verdad que parte de estos objetivos podrían tratar de conseguirse al margen del mercado. Así por ejemplo, está ya regulado, aunque aún no aplicado, que la generación del régimen especial aún acogida al sistema de tarifa tiene la obligación de comunicar sus previsiones y

es penalizada por los desvíos en los que incurra. Sin embargo parece indiscutible que someterla a las señales del mercado constituye una opción mucho más eficaz y que debe sin duda propiciar una respuesta mucho más profesionalizada -en lo que a su interacción con el sistema eléctrico se refiere- de las instalaciones. Es de esperar que aparezcan agentes que ofrezcan servicios a estas instalaciones, agrupándolas, gestionando sus desvíos, controlando su reactiva, instalando equipos de telemedida, telecontrol y teledisparo, etc.

Es cierto que alguna asociación de generadores del régimen especial insiste en el perjuicio que puede suponer a muchas de las instalaciones de sus asociados, de pequeña potencia, incorporarse al mercado, y tener que gestionar sus desvíos y verse expuestas al coste de los desvíos. Y sin duda es cierto, por lo que no debería ser obligatorio, como no lo es ahora, optar por acudir al mercado, aunque por las importantes ventajas que representa para el sistema, sí debe existir un incentivo discriminatorio para aquellos que sí se incorporen al mercado. Más adelante se especifica el formato que puede adoptar este incentivo.

Este Libro Blanco recomienda proseguir con las medidas que incentivan la incorporación al mercado del régimen especial y propone un esquema de retribución basado en la percepción de ingresos del mercado complementados con una prima, de forma que conjuntamente se garanticen los principios de remuneración expuestos previamente.

La remuneración por mercado debe responder en lo posible a los mismos criterios que le corresponden al régimen ordinario. Así, deben estar sometidos al mismo coste de desvíos que el resto de generación, al mismo derecho a participar en los distintos mecanismos de servicios complementarios, a los mismos principios de remuneración por su contribución a la garantía de potencia, etc.

Y debe ser la prima complementaria la que deba ajustarse para conseguir la rentabilidad garantizada para este tipo de instalaciones. Como principio, se considera más adecuado incluir en la prima complementaria todas las ayudas que se consideren necesarias, en lugar de distorsionar artificialmente otro tipo de remuneraciones.

Someter en parte la generación en régimen especial al precio del mercado presenta además la ventaja de indexar la señal de inversión de este tipo de tecnologías al coste de la energía eléctrica. A mayor precio del mercado de producción, bien por encarecimiento de los combustibles tradicionales, bien por el coste medioambiental del CO2, mayor sentido tiene invertir en estas tecnologías, e inversamente.

Sin embargo este esquema retributivo basado en el precio de mercado más prima complementaria tiene el inconveniente de incumplir los principios de estabilidad y previsibilidad en la remuneración. En efecto, fuertes excursiones del precio del mercado de energía respecto al que pudiera haberse previsto, tanto al alza como a la baja, fruto de la evolución de los precios del combustible, de la situación hidrográfica, del precio del mercado de CO2, del crecimiento de la demanda, etc., pueden provocar infra o sobre ingresos para este tipo de instalaciones, dinamitando los cimientos de la regulación planteada previamente para la generación en régimen especial.

Para conjugar todas las consideraciones que se acaban de exponer este Libro Blanco propone el siguiente esquema de retribución:

- Fijar la remuneración global a percibir por cada tipo de tecnología, discriminando todo lo posible y razonable, de forma que se consiga una *rentabilidad adecuada*, y teniendo presente las recomendaciones realizadas anteriormente, es decir

  - garantice una rentabilidad mayor para las instalaciones más eficientes

  - esté acotada al horizonte de tiempo considerado en los cálculos de rentabilidad

  - sea estable a futuro pero revisable para las nuevas instalaciones

  - se pueda revisar para las existentes sólo en cuanto a cambios en los costes de operación se refiere. No se recomienda por lo tanto revisar retroactivamente la remuneración correspondiente a las existentes aunque sí que queden definitivamente acotadas en el tiempo, utilizando por ejemplo los valores de vida útil económica -es decir la que se utilizó para los cálculos de recuperación de la inversión con su correspondiente tasa de rentabilidad- que se consideraron para esas instalaciones.

  - se optimicen los recursos empleados discriminando en lo posible tipo de instalación. Por ejemplo en el caso de la eólica esto supone recomendar una discriminación de la prima en función de las horas de funcionamiento, pero cuidándose de seguir garantizando una mayor rentabilidad a las que presenten mayores horas de funcionamiento. Se recomiendan funciones lineales antes que escalonadas. Algunos expertos no ven sencillos este tipo de esquemas que ya se han aplicado en Francia por ejemplo con un éxito muy relativo. Sin embargo vale claramente la pena dedicar un estudio específico para evaluar las posibilidades reales de implantarlo con éxito.

  - ofrecer la opción de acogerse a un esquema de retribución basado en una tarifa fija o la opción de acudir al mercado complementando los ingresos con una prima. La opción de acudir al mercado debe ser incentivada y reconocérsele los mayores costes incurridos por ello.

- En la opción de tarifa fija

  - La fijación de la tarifa debe ajustarse a los principios de suficiencia y estabilidad de la remuneración establecidos en el primer punto. No deben por lo tanto indexarse a la Tarifa Media de Referencia dado que en el esquema propuesto por este Libro Blanco la TMR puede carecer de la estabilidad necesaria de un periodo a otro. La propuesta se acerca por lo tanto más a las sugerencias de la CNE en el 2003 sobre la metodología de tarifas y primas para el Régimen Especial.

  - Deben ser sensibles económicamente a su interacción con el sistema, al menos en los aspectos más críticos o costosos para el sistema. Se les debe obligar a instalar los equipos y sistemas técnicos que se consideren imprescindibles y deben tratar de predecir lo mejor posible su producción. Un esquema parecido al actual, en el que para un cierto umbral de potencia se es penalizado por desvíos superiores parece adecuado, pero se recomienda que no exista un umbral de desvíos como actualmente ya que insensibiliza los comportamientos por debajo del mismo. Como alternativa se propone incorporar a la tarifa la penalización correspondiente al umbral actualmente vigente y en cambio penalizar por la totalidad del desvío sin aplicar umbral alguno. En

cuanto al umbral de potencia, debe estar en función del total de potencia que quede por debajo de ese determinado umbral y de su proporción respecto al resto del sistema, como forma de calibrar la importancia que sus desvíos pueden suponer para el sistema.

- En la opción de acudir al mercado

  - Retribución basada en precio del mercado más prima complementaria.

  - Fijar la prima complementaria de forma que, con la mejor estimación de los ingresos netos por mercado -ingresos del mercado menos costes del mercado-, se consiga *la rentabilidad adecuada* que se haya prefijado, ajustándose a los principios de suficiencia y estabilidad de la remuneración establecidos en el primer punto. Debe coincidir con la remuneración percibida por la misma instalación si hubiera optado por no acudir al mercado.

  - Este ejercicio se realiza cada año -o cada cierto periodo predeterminado-, de forma que la prima complementaria se ajuste cada año a las previsiones de ingresos netos por mercado, manteniendo así el objetivo de una remuneración estable y previsible.

  - Para cada periodo, acotar o diluir progresivamente las variaciones del precio del mercado que se le aplican a la instalación, marcando unos límites inferior y superior del precio medio que percibe de forma que se garantiza la estabilidad de una remuneración mínima a la instalación, por un lado, y se acotan posibles sobreingresos a costa del consumidor, por el otro. Este mecanismo debe procurar no apantallar la instalación a las variaciones horarias, diarias, semanales, estacionales de los precios, de forma que el propietario se vea incentivado a operar y mantener sus instalaciones de acuerdo a la señal de precios del mercado. De nuevo un esquema progresivo de dilución del precio percibido parece más efectivo que simplemente acotar un intervalo de precios -efecto escalón-.

  - Incentivar la participación en el mercado mediante las siguientes propuestas:

- Diseñar el intervalo que acota los precios del mercado, de forma que el límite inferior coincida con la estimación de lo que se va a cobrar a tarifa, y el límite superior se fije por ejemplo en el 120% del precio estimado del mercado que ha servido para fijar la prima complementaria.

- La estimación de los ingresos netos por mercado para fijar la prima complementaria se realice sobrestimando ligeramente los costes asociados al mercado -desvíos, etc.- y subestimando ligeramente los ingresos asociados a los servicios complementarios, de forma que los esfuerzos realizados para optimizar esos costes y ofrecer esos servicios se traduzcan automáticamente en un margen adicional para la instalación.

Finalmente debe permitírseles abandonar voluntariamente el sistema de retribución del régimen especial si así lo desean, e incorporarse al régimen ordinario. Esta opción, que debiera ser irreversible, les permitiría ingresar por mercado por encima del precio límite fijado, y de interesarles estaría indicando que esa tecnología ya no requiere de ayudas -primas- explícitas económicas sino que es competitiva para los precios de mercado que se están dando y que se prevén en el futuro.

Establecidos los principios de su retribución y participación en el mercado, se escapa del alcance de este Libro Blanco analizar una a una el valor económico de las primas actualmente vigentes. Como se ha expresado previamente, es necesaria mucha mayor información para realizar una estimación correcta de las mismas, tarea que debiera encomendarse a la CNE.

Sin embargo si se considera oportuno puntualizar algunos aspectos específicos relacionados con alguna de las tecnologías.

Respecto a la biomasa. Parece claro, a la vista del escaso desarrollo que ha sufrido, que es necesario replantearse las ayudas a la biomasa, mediante por ejemplo una prima suplementaria hasta alcanzar una potencia instalada determinada, aunque existen también problemas asociadas a la garantía de suministro a largo plazo con precios razonables que sería necesario abordar desde otros ámbitos. Ya existen iniciativas legislativas para eliminar el tope a su retribución fijado por la Ley 54/97. Hay que ser prudentes con el apoyo económico a los consumos híbridos de biomasa con combustibles fósiles ya que, además de suponer pérdidas de rendimiento energético en estas centrales, la dificultad de controlar dicho consumo por parte de los órganos reguladores podría dar lugar a abusos. La recomendación es apoyar esta opción pero siempre que se tomen las oportunas medidas de monitorización y control. En la misma línea resulta interesante explorar las posibilidades de conjugar la biomasa con energía solar termoeléctrica, pero de nuevo extremando la supervisión.

Respecto a la energía solar fotovoltaica. A lo largo del 2004 su crecimiento ha resultado espectacular, recuperándose todo el retraso que tenía acumulado. Las revisiones al alza de los objetivos de potencia instalada planteadas por el IDAE son un reflejo de este despegue. Los límites en estos momentos parecen más bien fruto de restricciones en la materia prima de silicio que en la voluntad inversora de los promotores, lo cual indica que la prima es muy generosa. Es importante, sobre todo si se llega a aprobar como objetivo los 400MW propuestos por el IDAE, que se revisen las tarifas para las nuevas instalaciones y ajustarlas al coste de la tecnología. Son de prever reducciones sistemáticas de costes en el futuro -ya se han conseguido importantes reducciones- que deben traducirse en una progresiva reducción de las primas para las nuevas instalaciones. Las ayudas directas a la inversión que todavía existen en algunas CCAA parecen claramente innecesarias y deberían redirigirse a la I+D en este campo. Así mismo se recomienda eliminar los escalones de primas existentes -nadie hace huertas solares de más de 100 kW y se utilizan argucias varias para dividir instalaciones de mayor potencia en varias de menor potencia, porque la prima se divide por dos más allá de los 100 kW- y sustituirlos por una variación lineal de la prima, o mejor aún, si se dispusiera del estudio, por una curva que responda a los costes reales. Para evitar argucias debería aplicarse por punto de conexión a la red. Las huertas solares están encontrando problemas de conexión cuando tienen un tamaño suficiente como para conectarse a la red de media tensión ya que requieren unos equipos de conexión, el transformador en particular, que el distribuidor se niega a que le sea traspasado, como correspondería en lógica, porque no se le reconocen los costes de operación y mantenimiento adicionales en los que incurre. Este problema ya ha sido comentado e identificado en el capítulo dedicado a la interacción de la generación con la red.

Respecto al tratamiento de residuos. Existen tres tipos de lodos, los purines, los alperujos y los lodos de depuradoras. Actualmente se ha extendido su uso como secado de residuos mediante sistemas que son realmente de cogeneración, en los que se consume gas natural. Ya el Real Decreto 436/2004 plantea que es necesaria una reflexión sobre la necesidad de limitar este tipo de instalaciones -respetando las primas de las existentes- y reconducir las nuevas instalaciones hacia su utilización como fuente renovable por medio de la biodigestión -en lugar del secado-. Esto se puede plantear desde luego con los purines y los lodos de depuradoras. Para ello es necesario reconocer una prima sustancialmente superior a la energía producida con biogás mediante este proceso, discriminándola de la prima asociada a la utilización del biogás proveniente de los vertederos, que es un proceso mucho más barato. Así mismo se es partidario de la utilización del alperujo como biomasa secundaria quemada en calderas de lecho fluido, tal y como ocurre ya en determinadas plantas de Andalucía.

10.2.3 La conexión a la red

Los aspectos de la generación en régimen especial relacionados con su conexión a las redes de distribución o de transporte ya han sido tratados en los apartados 2.1.7 y 9.3.

10.2.4 La generación en régimen especial y la operación del sistema

Los aspectos de la generación en régimen especial relacionados con su participación en el mercado y en la operación del sistema ya han sido tratados en los apartados 2.1.7 y 9.3.

10.2.5 Las energías renovables y la comercialización

La energía procedente del régimen especial presenta un potencial valor añadido de cara al consumidor, que debe poder explotarse como un elemento adicional de fomento de estas energías. La diferenciación del producto de cara a la comercialización enriquece el mercado y permite poner en valor su característica de energía verde, en el caso de las renovables, o de mayor eficiencia en el caso de la cogeneración.

Para ello es necesario establecer un sistema de garantía de origen, que las Directivas 2001/77/CE sobre fomento de energías renovables y 2004/8/CE sobre fomento de cogeneración establecen como obligatorias -Austria, Bélgica, Finlandia, Luxemburgo y Suecia ya lo han implantado-.

Además la Directiva 54/2003/CE obliga al comercializador a informar en sus facturas sobre la combinación de energía comercializada durante el año anterior, sus emisiones y los residuos asociados.

Los criterios generales que se recomienda seguir para la certificación de origen se recogen en el apartado 8.3, en el que se discute la participación activa de la demanda en el mercado.

10.2.6 La cogeneración

Aspectos diferenciales de la cogeneración

Se consideran sistemas de cogeneración los equipos o instalaciones que permiten la producción conjunta de electricidad y energía térmica útil. La Directiva 2004/8/CE -la Directiva, de aquí en adelante en este apartado- define cogeneración como 'la generación simultánea en un proceso, de energía térmica y eléctrica y/o mecánica', y la energía térmica útil o calor útil, como 'el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración'. A su vez la Directiva entiende la demanda económicamente justificable como aquélla 'que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración'.

En términos prácticos la cogeneración tiene sentido allí donde sea necesaria la generación de un calor útil para un determinado proceso productivo industrial o de servicios, y consistirá en sustituir la utilización de una fuente de energía primaria -combustible- para producir directamente dicho calor -típicamente en una caldera-, por el aprovechamiento del calor residual de una central térmica eléctrica -típicamente en España una central de gas o de combustible líquido-. De esta forma se está generando simultánea y conjuntamente electricidad y calor con mayor aprovechamiento y por lo tanto mayor rendimiento del proceso global. Un ejemplo de cogeneración muy extendido en el centro de Europa es la utilización del calor residual de las centrales térmicas -muchas de carbón- para alimentar el sistema de calefacción de las ciudades.

Un esquema alternativo simétrico consiste en aprovechar el calor residual de un proceso productivo industrial para contribuir a la generación de electricidad, supliendo parte del combustible que sería necesario consumir para calentar el agua en el ciclo agua-vapor de una central térmica. En cierta forma representa la solución simétrica a la anterior. Este esquema es menos común y la regulación española la define como 'otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas', utilizándose la palabra cogeneración exclusivamente para el primer esquema descrito.

Para diagnosticar y diseñar correctamente la regulación aplicable a este tipo de actividades es importante tener presentes las ventajas que presenta la cogeneración. La propia Directiva es bastante explícita al respecto. La CNE en su informe "Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico", de enero 2005 así también lo recoge:

- Ahorro de energía primaria. Al combinar la producción de electricidad y de calor, el rendimiento global obtenido es superior al que resultaría de producir la misma cantidad de calor y de electricidad en procesos separados. Tanto en un esquema como en el otro se aprovecha la energía contenida en el calor de uno de los procesos para alimentar al otro. Se está aprovechando un calor residual que de otra forma acabaría desperdiciado. El rendimiento es por lo tanto superior y consecuentemente el ahorro en energía primaria evidente. Este ahorro contribuye a la seguridad de abastecimiento energético del país.

- Reducción de emisiones, en particular de gases de efecto invernadero. El ahorro de energía primaria lleva asociada una reducción de las emisiones. Citando la Directiva 'la cogeneración orientada al ahorro de energía primaria podría constituir una parte importante del paquete de medidas necesarias para cumplir el Protocolo de Kyoto'.

- Ventajas asociadas a la generación eléctrica distribuida: mayor fiabilidad de suministro, reducción de las necesidades de inversión en redes de transporte y distribución, reducción de las pérdidas técnicas. En efecto, por estar vinculada a los centros de consumo, la cogeneración estará típicamente conectada eléctricamente a la red de distribución local, aguas abajo del flujo de energía que circula por las redes de transporte y distribución, desde los grandes centros de generación del sistema hasta el consumo. Así, la energía eléctrica producida por la cogeneración no ha de ser transportada -siempre que no sea mayor que la demanda "aguas abajo" y no tenga que exportar excedentes aguas arriba hacia la red de transporte- con los consiguientes ahorros económicos en la infraestructura de redes y en las pérdidas óhmicas asociadas a la circulación de flujos por las redes. Asimismo, al estar situadas las instalaciones generadoras muy cerca del consumo -a diferencia por ejemplo de otro tipo de generación distribuida como la eólica, que se sitúa generalmente más lejos de los centros urbanos o industriales-, la fiabilidad de suministro en la zona en la que se sitúan se incrementa, ya que las indisponibilidades en las redes "aguas arriba" no afectan a que su producción llegue al consumo.

- A diferencia de algunas fuentes de energía renovables, la cogeneración es un sistema de generación eléctrica perfectamente predecible y gestionable, que puede proveer al sistema eléctrico de todos los servicios complementarios al igual que otras tecnologías de generación eléctrica -regulación, reservas, control de tensiones, etc.-.

- Contribuye según indica la Directiva 'a la situación competitiva de la Unión Europea', al mejorar los rendimientos globales de las industrias y procesos en los que se utiliza, con las consiguientes ventajas de cara al desarrollo industrial y a la creación de empleo.

Tanto la regulación española como la comunitaria reconocen desde hace tiempo las ventajas manifiestas de la cogeneración, y se ha venido regulando desde entonces para promover y facilitar su aplicación. La Ley 82/1980 -orientada a promover la conservación de energía- y el Real Decreto 907/1982 -orientado al fomento de la autogeneración de energía eléctrica- ya articulaban medidas para fomentar, entre otros muchos elementos, la cogeneración.

La Directiva europea habla del fomento de la cogeneración como de 'una prioridad comunitaria', en consonancia con el Parlamento Europeo en sus Resoluciones de 15 de mayo de 1998 relativas a una estrategia comunitaria para promocionar la producción combinada de electricidad y calor, de 15 de noviembre de 2001, sobre el Libro Verde, de 25 de septiembre de 2002 sobre la Comunicación de la Comisión acerca de la ejecución de la primera fase del Programa europeo sobre el cambio climático, y en consonancia con el Consejo, que en sus conclusiones de 30 de mayo de 2000 y 5 de diciembre de 2000 determinó que el fomento de la cogeneración era una de las prioridades a corto plazo.

A pesar de las ventajas previamente descritas que deberían haber impulsado la cogeneración de forma natural, es indudable que la aparición y desarrollo de la cogeneración ha sido fruto de políticas activas de fomento y apoyo explícito a la misma y que su curva de crecimiento en España se ha visto condicionada y afectada de forma importante por la regulación. El total de cogeneración en España alcanzaba, en 1995, 1759 MW de potencia instalada, llegando en el año 2002 hasta los 5631 MW, en una senda de crecimiento sostenida que se ha visto truncada desde entonces, a pesar de que la AAEE -Asociación de Autoproductores de Energía Eléctrica- estima que el potencial de cogeneración en España podría alcanzar los 11.000 MW. El Gobierno recientemente ha establecido en 9.000 MW el objetivo alcanzable para el 2011. Lo que es cierto es que la curva de potencia instalada presenta una clara saturación, de forma que en 2004 no se superaron los 5775 MW. Varios han sido los cambios regulatorios en ese recorrido, por lo que es necesario afinar la regulación de forma que nos aseguremos que no sea ésta, como así lo asegura la AAEE, la que esté frenando el crecimiento de este tipo de tecnologías, cuyas ventajas indudables se acaban de citar.

Cabría preguntarse por qué una tecnología con tantas ventajas ha requerido y parece seguir necesitando mecanismos regulatorios de apoyo para extenderse. ¿Está justificada una regulación específica para la cogeneración? Si se analizan las ventajas citadas previamente, se observa que no todas ellas se traducen directamente en una ventaja económica para el inversor, bien por deficiencias en la regulación, bien por consideraciones relacionadas con las externalidades medioambientales. En efecto, si se toma como referencia alternativa por ejemplo la construcción de un ciclo combinado, se pueden realizar las siguientes observaciones:

- En un proceso industrial ya existente con consumo de calor útil, será necesaria una inversión adicional a la propia central para reconvertir las instalaciones y adaptarlas.

- El aprovechamiento del calor útil, que es el factor que define la cogeneración, condiciona el tamaño de la central. Estas centrales serán por tanto de tamaño reducido en comparación con las centrales CCGT puramente eléctricas. Existen economías de escala asociadas a la inversión y al rendimiento no desdeñables para ese rango de valores, que hacen comparativamente menos rentable esta inversión.

- La operación de la central estará condicionada por el proceso industrial o de servicios asociados, por lo que incurrirá en mayores costes y/o menores ingresos que una CCGT puramente eléctrica. Así las decisiones de arranques, paradas, ciclos de mantenimiento, funcionamientos a mínimos técnicos, etc. se verán afectados y restringidos por las necesidades del calor útil.

- Las ventajas medioambientales de la cogeneración, fruto del ahorro de combustible primario, no tienen un reflejo económico mientras no estén internalizados los costes medioambientales. El mercado de emisiones de CO2 es un primer paso en este sentido, pero siempre que tenga un reflejo real en el precio de la producción de electricidad.

- Las contribuciones a la seguridad de abastecimiento energético del país, derivadas del ahorro de combustible, no están internalizadas tampoco.

- Las ventajas de la cogeneración asociadas a su característica de generación distribuida tampoco tienen un reflejo económico si la regulación no es la adecuada: mientras no existan señales de localización adecuadas en los peajes de red dirigidos a la generación -actualmente la generación no paga ningún cargo de red-, mientras no existan señales de localización adecuadas asociadas a las pérdidas técnicas en las redes -actualmente la generación no recibe señal alguna en este sentido-, y mientras no existan señales asociadas a la fiabilidad que incorporen el efecto de la situación en red, y siempre que no tengan en cuenta explícitamente la casuística especial de la generación conectada a las redes de distribución, las ventajas económicas reales de la cogeneración en estos aspectos queda completamente diluida y sin efecto para el inversor.

- La cogeneración puede prestar en igualdad de condiciones los servicios complementarios que requiere el sistema y por lo tanto rentabilizar económicamente este tipo de servicios igual que una central de ciclo combinado (CCC) de gas. Sin embargo, por su situación en la red no cuentan para el Operador del Sistema, ya que no son ″visibles″ para sus sistemas de control, medida y seguimiento. Mientras no se solucione esta situación, la cogeneración no puede hacer valer su capacidad de contribuir a los servicios complementarios del sistema, con la correspondiente merma económica.

Todo ello justifica que exista un apoyo explícito mientras no queden correctamente reflejados todos estos factores en la ecuación económica que el potencial inversor maneja, ya que las ventajas tanto económicas como medioambientales son reales. La Directiva considera que 'el potencial de cogeneración en la Comunidad está infrautilizado' y autoriza la existencia de ayudas explícitas a la cogeneración amparándose en las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medioambiente.

La Directiva cita diversos mecanismos nacionales de ayuda a la cogeneración que incluyen la ayuda a la inversión, las exenciones o reducciones fiscales, los certificados ecológicos y planes de ayuda directa a los precios -primas-.

La aplicación de cualquiera de estos mecanismos debería ser coherente con las consideraciones realizadas previamente sobre la justificación de ayudas explícitas y debería evitar los siguientes efectos no deseados:

- Provocar un sobredimensionamiento injustificado de la cogeneración. Ayudas atractivas, incorrectamente reguladas, pueden provocar la inversión en plantas de cogeneración donde, o bien la planta de generación eléctrica está sobredimensionada para las necesidades de calor realmente útil, o bien el proceso industrial o de servicios asociado nunca hubiera existido por no estar económicamente justificado, de no ser por la ayuda explícita que hace rentable económicamente el proceso global, incurriendo claramente en un subvención injustificada, no de la propia cogeneración, sino del proceso industrial o de servicios asociado. La Directiva hace especial hincapié en este aspecto insistiendo en limitar el concepto de cogeneración a la existencia de una demanda de calor útil, entendida ésta como la que, 'de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración', por estar económicamente justificada. Así también la Directiva establece que 'cuando las instalaciones de cogeneración estén equipadas para producir

separadamente electricidad y calor, esa producción -se entiende que separada-, no debe especificarse como cogeneración a efectos de garantía de origen y con fines estadísticos'.

- Se esté apoyando una cogeneración cuya ganancia de rendimiento -y por tanto de beneficios medioambientales-, por producir combinadamente electricidad y calor respecto a una producción por separado de ambas fuentes energéticas, sea despreciable o mucho menor en valor económico que la ayuda. De ahí que el objetivo de la Directiva -Artículo 1 de la misma- sea '(…) la creación de un marco para el fomento y el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia', donde se define una cogeneración como de la alta eficiencia cuando 'el ahorro energético es superior a 10%'. Y a efectos de determinar de forma armonizada la eficiencia de una cogeneración, la Directiva dicta que 'la Comisión establecerá,…, valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor', respecto de los cuáles se pueda medir el ahorro de cada proceso cogenerador.

La normativa aplicable

La regulación española relativa a la cogeneración ha sufrido varios cambios desde sus orígenes.

- La Ley 82/1980 y el posterior Real Decreto 907/1982 que la desarrollaba en el campo del fomento de autogeneración de energía eléctrica -cogeneración y renovables-, supusieron el primer impulso a la cogeneración en España. Establecían las bases de la entrega física de la producción eléctrica excedentaria a la red en condiciones muy favorables, así como el régimen económico que se les aplicaba. Desde entonces y hasta ahora la cogeneración ha estado vinculada a la autoproducción, por lo que el régimen económico también regulaba las tarifas aplicables a la compra de electricidad a las distribuidoras -los faltantes para el proceso industrial o de servicios en cada momento- y a la venta de electricidad a las distribuidoras -los excedentes del proceso de cogeneración una vez descontado el autoconsumo-.

- El Real Decreto 2366/1994 supuso una actualización de la anterior normativa para adaptarse mejor al crecimiento experimentado por la cogeneración y las energías renovables tanto en volumen global como en el tamaño de sus instalaciones, a su incidencia creciente en la operación del sistema, y la aparición de centrales térmicas de mayor tamaño fruto de la cogeneración -sumándose a las tradicionales minihidráulicas a las que estaba dirigida gran parte de la anterior regulación-. El régimen económico adopta el concepto de coste evitado muy empleado en EE. UU. y limita las centrales objeto de esta regulación a tamaños menores a los 100 MW. A aquellas que estuvieran reconocidas como tales en el marco de la planificación o que fueran inferiores a 25 MW de potencia instalada se les remunerarían sus excedentes de energía eléctrica al coste evitado de largo plazo de generación, transporte y distribución. Al resto al 'coste evitado variable'. Asimismo se establece una metodología para el cálculo del rendimiento de las instalaciones, definiéndose el rendimiento eléctrico equivalente como base del cálculo, y se fijan unos requisitos mínimos de rendimiento -en función del combustible empleado- para poder acogerse al dicho régimen.

Bajo este marco se produce un fuerte incremento y consolidación de la cogeneración.

- La aparición del mercado eléctrico con la Ley 54/1997 obliga a adaptar de nuevo la regulación, aprobándose como desarrollo normativo de la misma el Real Decreto 2818/1998, orientado a la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos, y cogeneración. La Ley y el Real Decreto establecen la existencia de un régimen especial de producción eléctrica en el que se encuentran las instalaciones de cogeneración que no superen los 50MW -se reserva el derecho a que las instalaciones basadas en energías renovables no consumibles que superen este umbral puedan también percibir algún complemento retributivo- y que supongan un alto rendimiento energético. Mantienen la misma metodología de cálculo del rendimiento de una instalación y los mismos valores umbrales de eficiencia energética que el Real Decreto 2366/1994. Mantienen asimismo el requisito de autoproducción, especificando que se deberá autoconsumir al menos 30% para potencias inferiores a 25 MW y el 50% si la potencia es superior. Además requieren acreditar mediante un estudio energético la necesidad de calor útil en el proceso. Establecen asimismo que los productores en régimen especial tendrán derecho a 'incorporar su energía excedentaria al sistema, percibiendo la retribución que se determine conforme a lo dispuesto en la presente Ley', definiendo la energía excedentaria como 'la resultante de los saldos instantáneos entre la energía cedida a la red general y la recibida de la misma'. Esto lo podrán hacer bajo un régimen económico que les ofrece dos alternativas -salvo las instalaciones de potencia superior a 50MW, que deberán acogerse a la primera-: optar por participar en el mercado de producción o, si prefieren, optar por transferir su energía a la distribuidora a la que estén conectados. Las instalaciones que no se acojan al régimen general de ofertas tendrán derecho a vender sus excedentes al precio final horario medio del mercado de producción. Las que se acojan lo harán al precio que resulte del mercado o de los contratos bilaterales que hubieran formalizado. En ambos casos la retribución se verá complementada, en su caso, por una prima, cuya existencia se vincula al periodo transitorio de existencia de retribuciones de costes de transición a la competencia (CTC) en el sistema -Disposición Transitoria Octava de la Ley-, y un complemento por energía reactiva. La prima para las instalaciones de cogeneración con potencia menor a 10 MW se fijaron en 19,2 €/MWh -revisada anualmente-, valor que va disminuyendo linealmente hasta 9,6 €/MWh para instalaciones hasta 25 MW. Además quedan facultados para comprar -como agente cualificado o como cliente regulado a la tarifa que corresponda- la energía que les falte. Se establece asimismo que los costes de conexión y refuerzo de la red de la empresa distribuidora, necesarios para su evacuación, correrán a cargo de la instalación. Las instalaciones acogidas previamente al Real Decreto 2366/1994 podrán acogerse a este régimen económico sin perder el régimen jurídico que les otorga dicho decreto, cumpliendo así la Ley, mientras existan los CTC.

- El Real Decreto-Ley 6/2000, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en Mercados de Bienes y Consumos, introduce algunas medidas que afectan a la cogeneración y al régimen especial en general. La intención es facilitar e incentivar la incorporación de la cogeneración al mercado de producción, y a su vez regular el impacto que sobre la operación del sistema puedan tener. Permite que toda cogeneración con potencia mayor a 5 MW -que cumpla con los requisitos de rendimiento energético- pueda acudir al mercado de producción por mediación de la

figura del Agente Vendedor. Les reconoce además una remuneración por garantía de potencia superior al del régimen ordinario y que el Decreto-Ley fijó en 9 €/MWh en ese momento, inclusive para los cogeneradores de más de 50 MW acogidos al Decreto 2366/1994 a los que obliga a acudir al mercado. Asimismo, para facilitar la operación del sistema, y a causa del peso cada vez mayor de la producción en régimen especial, establece la obligación, para aquellas instalaciones de más de 10MW que no acudan al mercado de producción, a realizar predicciones de su producción excedentaria, para periodos de 24 horas, que deberán ser comunicadas a la empresa distribuidora o al operador del sistema dependiendo de su punto de conexión, con 30 horas de antelación. Desvíos superiores a 5% implican una penalización. Permite a los comercializadores contratar energía procedente de productores en régimen especial.

- El Real Decreto 841/2002 desarrolla el anterior Real Decreto-Ley. Se aplica a toda instalación con potencia superior a 1 MW regulada en el Real Decreto 2818/98 y a las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994 con menos de 50 MW de potencia instalada -que en virtud de la disposición transitoria octava de la Ley 54/1997 pueden mantener ese régimen jurídico mientras duren los CTC-. Permite a las instalaciones con potencia inferior a 5 MW incorporarse al mercado, aunque deberán hacerlo obligatoriamente a través de un Agente Vendedor. Las de potencia instalada comprendida entre 5 MW y 50 MW pueden acudir al mercado individualmente o a través de un agente vendedor. No está permitido volver al régimen regulado hasta transcurrido un año y adquieren la obligación y el derecho de participar en la solución de restricciones técnicas y servicios complementarios, previa habilitación por parte del operador del sistema. Aquellas instalaciones que opten por no acudir al mercado, y que tengan una potencia instalada superior a los 10 MW, deberán comunicar sus previsiones de excedentes con treinta horas de antelación respecto al inicio del día, pudiendo formular correcciones con una antelación de dos horas al inicio de cada mercado intradiario, siendo penalizadas por un coste de desvío por errores superiores al 5%. Se establece asimismo un incentivo transitorio adicional para la participación en el mercado a aquellas instalaciones cuyo combustible principal sea el gas natural o combustibles líquidos derivados del petróleo, tratando de paliar los efectos negativos de la subida de los precios de combustible para este tipo de instalaciones. El incentivo está indexado a la tarifa de gas natural.

- Finalmente el Real Decreto 436/2004 trata de 'unificar la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997 en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en régimen especial'. Supone un esfuerzo importante de clarificación y estabilización a futuro del régimen económico y de la previsión de ingresos para este tipo de generación, así como una intensificación de los incentivos por participar en el mercado de producción de energía eléctrica, dado el escaso éxito cosechado en este terreno por la anterior regulación. Para ello se apoya en el Real Decreto 1432/2002, que define y regula una tarifa eléctrica media o de referencia con una senda prefijada hasta el 2010. En efecto, fija tanto la retribución de estas instalaciones que opten por mantenerse en un esquema regulado como las primas e incentivos asociados a las que decidan acudir al mercado como un porcentaje -distinto en cada caso- de la tarifa eléctrica de referencia. En cuanto a la cogeneración, se mantienen los mismos requisitos de eficiencia energética medidos

en términos de rendimiento eléctrico equivalente (REE), y se sigue vinculándola al concepto de autogeneración, aunque para aquellas instalaciones con alto rendimiento energético el porcentaje de autoconsumo requerido se reduce al 10% e incluso al 0% si renuncian a la prima a la que tienen derecho si acuden al mercado. Distingue en dos subgrupos diferenciados las instalaciones de cogeneración: las que utilicen el gas natural como fuente de energía primaria principal -si supone más del 95% de la energía primaria- y el resto. Para el primer caso no pone límite de tamaño para la percepción del incentivo por acudir al mercado. A efectos del límite de potencia se considera que pertenecen a una misma instalación aquellas que tengan en común un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga de un mismo proceso industrial. Se mantienen los mismos derechos y obligaciones de cara a las condiciones de entrega de la energía, disminuyendo a una hora la antelación respecto al inicio de los mercados intradiarios con la que las instalaciones que hubieran optado por no acudir al mercado pueden corregir sus previsiones. El régimen económico al que se pueden acoger sigue ofreciendo dos alternativas. O bien transfieren su energía a la empresa distribuidora a la que están conectadas a una tarifa regulada, o bien participan en el mercado de producción -directamente o a través de un agente vendedor que no podrá ser ninguno de los operadores principales, salvo si son titulares de las instalaciones- percibiendo además en ese caso una prima regulada -en los casos que corresponda- y un incentivo por participación en el mercado. En ambos casos recibirá adicionalmente un complemento por energía reactiva. Las instalaciones que opten por no participar en el mercado tienen la obligación de comunicar sus previsiones y serán penalizadas con un coste del 10% de la tarifa de referencia por desvíos superiores al 5%. Con carácter general las tarifas, primas e incentivos se establecen como un porcentaje de la tarifa de referencia y además presentan un escalonamiento en el tiempo. Para la cogeneración, la tarifa que les retribuye varía entre el 90% y el 50% de la tarifa de referencia, dependiendo del tamaño, para los diez primeros años de funcionamiento, y queda fijada en 50% más adelante -en el caso de las instalaciones entre 10 y 25 MW de potencia instalada en lugar de 10 años el periodo de vigencia del primer tramo de tarifa está vinculado a la existencia de CTC-. Por su parte la prima se aplica sólo a las instalaciones entre 1 y 10 MW -30% de prima para la utilización del calor residual de una central eléctrica y del 10% para la utilización del calor residual de un proceso industrial- por un periodo de 10 años. Las instalaciones con potencias entre 10 MW y 25 MW tienen derecho a una prima de 5% mientras subsistan los CTC. Finalmente el incentivo para incorporarse al mercado varía entre el 10% y el 20% -con un transitorio durante 10 años diferente para cada tamaño-. Para las instalaciones que acuden al mercado se equipara en todo la retribución por garantía de potencia a las del régimen ordinario.

Conclusiones del diagnóstico.

Parece evidente que se ha producido un estancamiento en el desarrollo de la cogeneración que en parte podría ser achacable a la actual regulación. Es por lo tanto relevante identificar las deficiencias de la actual regulación para proponer una regulación mejor adaptada. Es opinión de este Libro Blanco que es necesario afinar más y mejor con las medidas para, primero asegurarse que saldrán adelante los proyectos de cogeneración que aún tienen sentido en España, y segundo conseguir filtrar adecuadamente los proyectos que supongan

una subvención artificial a procesos productivos económicamente injustificados de por sí y que acaban consumiendo unos recursos económicos que deberían concentrarse en otros. Si bien la regulación actual ha cumplido su papel de lanzar y arrancar con esta tecnología, debe ser el momento de afinar más la regulación para cumplir con este reto.

Las causas del actual estancamiento podrían achacarse como ya se resumió en el capítulo de diagnóstico a:

- Una significativa incertidumbre regulatoria, fruto de los numerosos cambios normativos ocurridos a lo largo de los últimos años, que dificulta la inversión. La Directiva reconoce que 'para el fomento de la cogeneración es importante subrayar la necesidad de un entorno económico y administrativo estable para la inversión en nuevas instalaciones de cogeneración'. En general las sucesivas regulaciones han endurecido las condiciones económicas y los requisitos, en general tratando de controlar posibles abusos. El Real Decreto 436/2004 da pasos significativos en la estabilización de las señales. Pero, las futuras asignaciones de los derechos de emisión y la transposición de la Directiva 2004/8/CE suponen nuevos elementos de incertidumbre en estos momentos.

- Existen hoy en día limitaciones en los rangos de potencia instalada, niveles de autoconsumo, propiedad compartida de la cogeneración y del proceso industrial asociado, etc., que están seguramente entorpeciendo proyectos interesantes y que deberían regularse de otra forma atendiendo a criterios más finos.

- En la misma línea la asociación automática entre generador y autoproductor conlleva limitaciones que no tienen demasiado sentido. Así los requisitos de autoconsumo y la aplicación de las ayudas sólo al excedente de generación eléctrica han podido desalentar proyectos de cogeneración que presentan todas y cada una de las ventajas de la cogeneración y que no tiene sentido discriminar. Un proyecto con un mayor nivel de autoconsumo de energía eléctrica que otro, a priori, no presenta mayores ventajas bajo ninguno de los puntos de vista repasados al principio de esta sección.

- Parece que las primas vigentes han resultado claramente insuficientes para algunos tramos de potencia instalada. Deberían emplearse otros criterios más continuos para diferenciar las instalaciones.

- La actual regulación carece de sensibilidad respecto al ahorro de energía efectivamente conseguido con el proceso de cogeneración. Existen umbrales pero no son premiadas las instalaciones que mayor ahorro energético consiguen. Parece claro que los recursos de las primas deberían concentrarse en aquellas inversiones en las que se consiguiera un mayor ahorro energético.

- La cogeneración no puede participar en las prestaciones de servicios complementarios al sistema. Es bueno para el sistema y es bueno para la cogeneración que pudiera poner en valor la calidad del producto que ofrece. Actualmente su ubicación en las redes de distribución y la falta de elementos de telemedida y telecontrol le mantiene al margen de los centros de control del Operador del Sistema.

- Aunque les afecte mucho menos que a las energías renovables, el tratamiento de los desvíos perjudica a las instalaciones individuales entre las que se encuentra la cogeneración, frente a los portfolios.

- El precio del mercado de producción no refleja adecuadamente el precio de la energía -encarecimiento de los combustibles, CO2, etc.-, provocando un efecto *"sandwich"* en la cogeneración, que ve como el precio de su combustible se encarece sin que acabe trasladándose a los precios del mercado eléctrico con los que se remunera su producción eléctrica. Los factores correctores en la prima para paliar este fenómeno no han sido suficientes.

- La cogeneración basada en el fuel -desarrollada allí donde no existe aprovisionamiento de gas- ha sido claramente penalizada, lo que puede tener sentido desde el punto de vista medioambiental, pero no desde el punto de vista de ahorro energético.

Recomendaciones

A la vista de este diagnóstico, pueden ya definirse las recomendaciones de este Libro Blanco. Debe hacerse notar que la mayoría de los análisis realizados y las conclusiones obtenidas para las energías renovables en el apartado anterior son igualmente aplicables a la cogeneración, siendo además imprescindible plantear una propuesta coherente con la Directiva Europea.

En primer lugar, se considera adecuado seguir manteniendo un mecanismo de fomento de las instalaciones de cogeneración. Tanto la Directiva como la normativa española reconocen la necesidad de fomentar la cogeneración, por las importantes ventajas que para el conjunto del sistema representan y porque su potencial en España no está aún agotado.

Este Libro Blanco recomienda por tanto:

- Mantener el mecanismo de primas por considerarle hoy en día la alternativa más eficaz, a la vista de las experiencias internacionales. El sistema de subastas de primas podría resultar atractivo, dado que en este caso no existen problemas de concentración. Sin embargo, hasta no conocer el potencial real existente de cogeneración, podría resultar arriesgado plantear un mecanismo de este tipo ya que, si se convoca por una potencia cercana al potencial existente, los precios resultantes podrían dispararse.

- Organizar los procesos de información necesarios para facilitar a la CNE la realización de estudios económicos de rentabilidad para distintas hipótesis de tamaño, rendimiento energético integral, precio del gas, etc., y para que pueda realizar las auditorías y controles necesarios para garantizar y poder certificar la utilización de calor útil en el proceso.

- Incorporar en el mayor grado posible la cogeneración al mercado libre de producción de energía eléctrica en igualdad de condiciones con la generación ordinaria, fomentando su profesionalización en la prestación de servicios al sistema eléctrico, pudiendo participar y ser remunerada por ello en todos los mecanismos previstos al respecto.

- Por lo tanto debe aplicarse una retribución basada en precio del mercado más una prima complementaria.

  - El precio del mercado, si se siguen las recomendaciones de este Libro Blanco, recogerá las oscilaciones provocadas por los precios de los combustibles y del mercado de emisiones, por lo que la instalación no sería penalizada o premiada por los desvíos no previstos de estos factores.

  - La prima complementaria debe fijarse de forma que con la información detallada recabada para cada tipo de proceso se consiga garantizar la rentabilidad del proyecto. Debe coincidir con la remuneración percibida por la misma instalación si hubiera optado por no acudir al mercado.

- La prima debe garantizar una mayor rentabilidad de los procesos más eficientes. En el caso de la utilización del gas como combustible, coincide con el ahorro de energía primaria del proceso, ya que quedan recogidos tanto los beneficios medioambientales como los relacionados con el ahorro energético del país. Otros factores como los ahorros en pérdidas en el sistema y en las redes de transporte pueden considerarse comunes a todos los cogeneradores y no tiene sentido discriminarles por ello. El índice PES -*Primary Energy Saving*- propuesto en la Directiva parece un indicador apropiado para discriminar la rentabilidad a conseguir con la prima.

- La prima debe garantizar de forma estable la rentabilidad y debe estar acotada en el tiempo. Por eso mismo cualquier revisión de la prima no debiera ser retroactiva para las instalaciones ya existentes si la actualización les perjudica. En cualquier caso sí debiera existir un límite en el tiempo.

- Este proceso debería suponer seguramente un incremento de la prima para el tramo de potencia entre 10 y 25 MW, y es posible que una disminución de la misma para tramos de potencia superiores a 25 MW.

- Incorporar este tipo de generación a los mecanismos de monitorización y control del Operador del Sistema para la prestación de los servicios complementarios, incluidos los de interrumpibilidad. Hacerlos visibles para el Operador del Sistema incorporándolos -telemedida, etc.- al centro de control directa o indirectamente.

- Distinguir el cogenerador -como proveedor de electricidad y calor útil- de la industria asociada que utiliza el calor útil. Desde el punto de vista eléctrico supone diferenciar claramente, por un lado la producción bruta de electricidad -descontado el autoconsumo de la propia central de cogeneración-, y por otro el consumo eléctrico del proceso industrial.

  - El consumo eléctrico debe ser considerado a todos los efectos como una demanda eléctrica -y aparecer como demanda en el sistema a efectos estadísticos y a efectos reales de cara al Operador del Sistema y al Operador del Mercado en su caso-. Para el Operador del Sistema es muy relevante conocer en cada momento la demanda que le puede "aparecer" en el sistema ante la indisponibilidad de un cogenerador.

- La energía eléctrica vertida a la red es la producción bruta, y no la neta una vez descontada el autoconsumo del proceso industrial.

- Eliminar todo tipo de limitaciones actualmente vigentes, como son las limitaciones al tamaño o a un autoconsumo mínimo.

- Para el caso de la cogeneración que utiliza como combustible el fuel, el ahorro energético se ve acompañado por un incremento de las emisiones de CO2, por lo que se sugiere que pueda percibir las mismas primas -a mismo índice PES- que la cogeneración alimentada con gas, pero que no se le asignen derechos de emisión asociados al incremento de combustible quemado respecto a la situación sin cogeneración. En cualquier caso deberían existir ayudas o incentivos para su transformación a gas cuando fuera posible.

- La asignación de derechos de emisión asociados a la producción eléctrica -que podría entenderse como las asociadas a las emisiones totales menos las que hubiera incurrido de sólo producir calor útil sin cogeneración- debe seguir las mismas pautas que las que se marquen para el resto de la generación.

- Se apunta, como una reflexión sobre la que no se ha podido aún formarse una opinión sólida, la posibilidad de no condicionar el tamaño de la planta de cogeneración al calor útil del proceso industrial asociado. En un esquema como el que se propone, en el que la rentabilidad con la que se fija la prima viene indexada al ahorro energético, puede que el mayor rendimiento de una central de mayor tamaño, compense la pérdida de ahorro energético que supondrá no estar utilizando todo el calor residual de la central como calor útil.

- Aunque el índice PES -*Primary Energy Saving*- propuesto en la Directiva parece un indicador apropiado para discriminar la cogeneración de alta eficiencia que tiene derecho a ayudas, parece razonable plantear un transitorio hasta su utilización obligatoria en el 2010 preservándose los derechos de las instalaciones existentes. Conceptualmente a los autores de este Libro Blanco les parece más adecuado un índice como el PES que el que se ha venido utilizando -REE: rendimiento eléctrico equivalente-, pero no se ha llegado a poder estudiarlo en detalle.

10.3 El comercio de derechos de emisión de dióxido de carbono

Tal y como se adelantaba en el punto 2.1.8 del capítulo de diagnóstico, a continuación se sugieren brevemente una serie de criterios que en opinión de este Libro Blanco deberían ser tenidos en cuenta en el futuro PNA 2008-2012 en lo que a la generación eléctrica respecta. Básicamente estos criterios se podrán resumir en dos: la búsqueda de la eficiencia y la conveniencia de aplicar medidas equitativas que eviten penalizar innecesariamente a agentes del sistema, tanto generadores como sobre todo consumidores.

En el apartado de diagnóstico se describe someramente el proceso seguido de cara a la transposición de la Directiva 2003/87/CE, de conformidad con el Protocolo de Kyoto. En rigor, la regulación que emana de esta directiva europea excede el alcance de este Libro Blanco, por lo que el objeto de este apartado no es plantear propuestas regulatorias con el

nivel de profundidad y detalle de los análisis previos. Sí se plantea una reflexión acerca de los aspectos que deberían ser tenidos en cuenta cuando se aborda la transposición de la Directiva y en especial el diseño del próximo PNA desde el punto de vista del sector eléctrico.

En primer lugar cabe discutir los aspectos relevantes relacionados con la determinación de la cantidad total de derechos que la Administración de cada Estado miembro pueda asignar al conjunto de los sectores contemplados en la Directiva que establece el comercio de derechos de emisión. A este respecto, la Comisión es clara acerca del criterio que debe ser tenido en cuenta[371]: 'La cantidad total de derechos de emisión por asignar durante el período pertinente será compatible con la obligación del Estado miembro de limitar sus emisiones de conformidad con la Decisión 2002/358/CE y el Protocolo de Kyoto, teniendo en cuenta, por un lado, el porcentaje de las emisiones globales que representan dichos derechos en comparación con las emisiones de fuentes no contempladas en la presente Directiva y, por otro, las medidas nacionales en materia de energía; será coherente asimismo con el programa nacional relativo al cambio climático. La cantidad total de derechos de emisión por asignar no será superior a la cantidad que probablemente resulte necesaria para aplicar estrictamente los criterios del presente anexo. Antes de 2008, la cantidad será compatible con el propósito de alcanzar o superar el objetivo correspondiente a cada Estado miembro de conformidad con la Decisión 2002/358/CE y el Protocolo de Kyoto'. Por tanto, la cantidad total de derechos que un Estado miembro puede destinar a sus sectores afectados debe estar en consonancia con el objetivo prioritario, cumplir con el compromiso del Protocolo de Kyoto[372].

De cara a la asignación que definieron los PNA ya aprobados para el periodo 2005-2007, la Comisión ya dejó entrever que, dado que se trataba de un periodo transitorio, iba a ser algo permisiva con los diferentes Estados miembros a la hora de aprobar las cantidades de derechos que éstos deseaban distribuir entre sus sectores.

Los criterios que serán tenidos en cuenta para la próxima asignación parece que serán significativamente más estrictos, por lo que es de esperar que esa cantidad total se vea reducida significativamente. Además, el panorama que se presenta en el caso español no puede ser más desolador. El reciente informe "Las emisiones de gases de invernadero en

---

[371] "Orientaciones para los Estados miembros sobre la aplicación de los criterios del anexo III de la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo, y circunstancias en las que queda demostrada la situación de fuerza mayor", COM(2003) 830 final, Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas, 7.1.2004.

[372] A este nivel, en un ámbito supranacional, es importante enfatizar la necesidad de una armonización de los criterios de implantación del mecanismo de asignación de derechos de emisión en los distintos Estados miembros dado que, si cada país adopta un mecanismo diferente de repercusión del mercado de derechos de emisión, se pueden presentar evidentes problemas de inconsistencia entre las regulaciones de los distintos países, asunto especialmente clave a tener en cuenta por ejemplo para evitar distorsiones en el Mercado Interior de Electricidad.

España (1990-2004)"[373], plantea el problema en los siguientes términos: si bien el compromiso de España en el Protocolo de Kyoto implica que el promedio de las emisiones de gases de invernadero en el periodo 2008-2012 no puede superar en más de un 15% las del año base 1990, en el año 2004 han aumentado un 45,61% respecto a 1990. El informe añade lo siguiente: 'España es el país industrializado donde más han aumentado las emisiones. Con este escenario, incumpliría gravemente el Protocolo de Kyoto, el principal acuerdo para proteger el medio ambiente y el clima. Según los escenarios contemplados en los diversos planes energéticos, elaborados en la anterior legislatura, para el periodo 2008-2012 las emisiones en España podrían ser superiores en un 58% a las del año de referencia. Con el nivel alcanzado por las emisiones actuales, esta cifra podría superarse ampliamente. El Plan Nacional de Asignación de emisiones de CO2 derivado de la aplicación de la Directiva Europea de Comercio de Emisiones, elaborado por el gobierno socialista, contempla un escenario de crecimiento de las emisiones del 24% para ese mismo periodo, es decir muy por debajo de la tendencia señalada, lo que haría posible el cumplimiento del Protocolo acudiendo a los mecanismos de flexibilidad, pero no está aún acompañado de la correspondiente corrección de los planes energéticos, ni de un plan de aplicación de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, ni de una estrategia española sobre cambio climático y para la aplicación del Protocolo de Kyoto, por lo que tal objetivo podría no alcanzarse'.

En este contexto, la conclusión que parece que puede extraerse de cara al análisis que nos ocupa es que la cantidad que el Estado español estará en disposición de asignar entre sus sectores afectados será significativamente menor que la correspondiente al PNA vigente.

Tomando como punto de partida que el cumplimiento del compromiso de Kyoto para la Administración española debería ser algo irrenunciable, el criterio fundamental que deberá contemplarse es la búsqueda de la consecución de este objetivo de la manera más eficiente -al menor coste- posible -lo descrito previamente parece decir poco de la efectividad del vigente PNA-. Este análisis no es en absoluto sencillo, dado que en él entran en juego variables políticas de primer orden, no sólo de política económica -energética, industrial, etc.-, sino también social.

Una vez determinada la cantidad total disponible para el conjunto de los sectores afectados, corresponde decidir el reparto entre los mismos. En este nivel, ante un escenario de probable escasez de derechos, lo primero que debe plantearse es el diferente signo que el mercado de derechos de emisión puede tener sobre los sectores afectados. Así, el criterio clave a tener en cuenta es el potencial impacto que sobre la competitividad de las empresas tiene un coste extra en el proceso de producción. La posición en el mercado de una empresa productora de vidrio que base su negocio en la exportación puede verse seriamente perjudicada si el precio del CO2 es alto, puesto que se encontraría en desventaja frente a sus competidores de fuera de la Unión Europea, a los que no les afecta la Directiva europea. Por el contrario, un sector geográficamente aislado como por ejemplo el conjunto

[373] "Las emisiones de gases de invernadero en España (1990-2004)", José Santamarta y Joaquín Nieto, Informe publicado en la revista *World Watch*, Madrid, 4 de mayo de 2005.

del sector eléctrico español no pierde competitividad, puesto que su demanda puede considerarse "cautiva"[374].

¿Qué utilidad puede tener este análisis para la Administración? Básicamente, en un escenario de escasez de derechos, podría apoyarse en él para gestionar adecuadamente el cupo que Bruselas le permitiese conceder gratuitamente afectando lo menos posible a la competitividad de sus empresas.

Por tanto, en este nivel, la recomendación que se plantea desde este Libro Blanco sería que, una vez solventados correctamente aquellos aspectos de la regulación de la generación de electricidad en España, se diseñe un PNA de derechos de emisión que contemple una asignación preferente a los sectores industriales no eléctricos para cubrir la totalidad de sus emisiones previstas y mantener así su competitividad.

El sector eléctrico y el comercio de derechos de emisión: criterios básicos

Quedaría discutir cuáles deberían ser los criterios a tener en cuenta a la hora de plantear la próxima asignación de derechos de emisión de cara al periodo 2008-2012, que se pueden resumir en dos, que denominaremos "criterio de eficiencia" y "criterio de equidad".

Criterio de eficiencia

El criterio de eficiencia se ha discutido en el capítulo de diagnóstico, por lo que en este punto no se abundará mucho más en él. La asignación de derechos no debe interferir con el funcionamiento natural de los mercados de electricidad y de emisiones, con el fin de que las empresas productoras reciban las señales económicas adecuadas para que la asignación de los esfuerzos de reducción de emisiones a escala europea tenga lugar con el menor coste posible.

La operación de una central debe en todo caso ser independiente de las cantidades de derechos que se asignen. Ésta es una condición *sine qua non* para conseguir que el comercio de derechos de emisión sirva como un mecanismo útil para conseguir reducir eficientemente el volumen futuro de emisiones. En esa misma dirección, pero en sentido contrario, no debe poder sostenerse que una instalación necesite derechos para funcionar. Las horas de funcionamiento de las instalaciones deben estar condicionadas por el precio de la tonelada de CO2 en el mercado, pero no por la cantidad de derechos que se les asignen.

La asignación de derechos no debería confundirse con otras herramientas enfocadas a cumplir otros objetivos de política energética distintos de los perseguidos por la implantación de la Directiva 2003/87/CE. Así, si se considera adecuado apoyar al sector minero para conseguir que el carbón nacional sea competitivo con otros carbones que se

[374] Al igual que en el resto de este Libro Blanco, se toma como hipótesis básica que el escenario que debería seguir al rediseño sobre el cual trata este trabajo no debería en ningún caso estar caracterizado por una tarifa insuficiente que asigne de forma arbitraria los recursos. Obviamente, el razonamiento aquí presentado carecería de sentido alguno si la tarifa continúa sin trasladar de forma eficiente los verdaderos costes de la generación eléctrica a los consumidores -el coste del comercio de emisiones entre ellos-.

ofrecen en el mercado internacional o más aún, para garantizar una evolución del sector y de la situación social y económica de los territorios donde la minería es relevante, se debe plantear un régimen de ayudas que cumpla con estos fines, pero a través de mecanismos particulares e independientes.

De la misma manera, si con este mismo objeto se considera que para alcanzar estos objetivos será necesario acometer inversiones adicionales, el mecanismo debe estar vinculado a estas ayudas y no a la asignación de derechos, de forma que se consiga consumir el carbón nacional en el mínimo número de centrales, permitiendo que el resto de decisiones de inversión respondan a criterios de estricta viabilidad económica.

Otros objetivos, como por ejemplo la garantía de suministro, deben abordarse desde las medidas regulatorias correspondientes, en la línea de lo expuesto en el capítulo 4, a través de un pago por capacidad diseñado eficientemente, que pueda servir como incentivo a determinadas instalaciones a permanecer en el sistema pero no a que produzcan por encima de los niveles que la racionalidad del mero coste marginal dicta.

Criterio de equidad

El criterio de equidad se resume en un objetivo sencillo: la minimización tanto de las pérdidas como de los beneficios sobrevenidos. El mercado de derechos de emisión, en el caso de que funcione eficientemente, de modo que el precio del mercado mayorista de electricidad internalice el coste de la tonelada de CO2, supone por un lado una alteración de los costes de producción de unas y otras tecnologías y por otro un incremento del precio del mercado.

En cuanto al efecto que supone de cambio en los costes de generación, cabe plantear lo siguiente: la asignación inicial debe perseguir neutralizar en lo posible los impactos económicos sobre las empresas que el cambio regulatorio de la Directiva introduce, de forma que no se perturbe bruscamente el *statu quo* al que había conducido el marco regulatorio vigente. Como se ha comentado anteriormente, el objetivo del mercado de emisiones en el medio plazo es modificar la composición del parque de generación, incentivando la mejora del coeficiente de emisiones de CO2 medio de generación de electricidad. El fin principal de la asignación inicial es precisamente permitir alcanzar este objetivo de forma sostenible, de forma que durante el proceso de la necesaria transformación del parque no se ponga en riesgo la estabilidad financiera de los agentes del sistema, evitando así penalizarles indebidamente en el corto plazo.

Se trata por tanto de una mera compensación económica, que debe desacoplarse de toda decisión vinculada a la explotación de las instalaciones. Según se compense o no por completo el coste de adquisición del déficit de derechos de emisión de cada instalación, se pueden crear situaciones financieras totalmente desequilibradas entre las empresas del sector, con respecto a las situaciones previas a la aprobación de la Directiva, a causa de la radical diferencia del impacto del mercado de derechos de emisión sobre las distintas tecnologías de producción de energía eléctrica. Las decisiones empresariales que se tomaron sin saber que iba a existir este mercado, que se adoptaron con una confianza legítima en la regulación vigente y que eran correctas en su momento, no deberían verse castigadas o premiadas por un cambio en la regulación y, por tanto, deberían compensarse

en la medida de lo posible los efectos de este cambio. Por este motivo los derechos iniciales deben servir para compensar los desequilibrios que se producen en el momento del cambio de las reglas, sin entorpecer las señales económicas que incentivan la reducción de emisiones a corto, medio y largo plazo. Adicionalmente, la asignación de derechos inicial sí debe tratar de premiar los esfuerzos realizados durante los últimos años para reducir las emisiones -*early actions* o "acciones tempranas"- de las empresas, una vez que la problemática del cambio climático se iba haciendo más evidente[375].

Por otro lado, como ya se introdujo en el capítulo de diagnóstico, en un mercado como el eléctrico, una de las consecuencias que la introducción del mercado de derechos de emisión podría acarrear, es que tecnologías de generación ya existentes, por el hecho de estar caracterizadas por un coeficiente de emisiones menor que el de la tecnología al margen, percibieran unos ingresos "inesperados" con los que no contaban en el momento en el que decidieron instalarse en el sistema, ingresos que bien los consumidores, bien sus competidores menos eficientes desde el punto de vista de la tasa de emisión de CO2 se verían obligados a pagar.

La forma de tratar este problema en el caso español no puede plantearse si no es a la luz de lo expuesto en el capítulo que este Libro Blanco dedica al tratamiento regulatorio de los costes de transición a la competencia. El total de las instalaciones que serían susceptibles de encontrarse en una de las dos situaciones descritas, i. e. que serían susceptibles de incurrir en pérdidas o recibir ingresos sobrevenidos, son instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987[376]. La propuesta que en ese punto se desarrolla consiste en que estas instalaciones recuperen sus inversiones estándar asegurándose al tiempo una rentabilidad adecuada de las mismas. Esta medida implicaría que se neutralizase la percepción de beneficios inesperados por un lado, y por otro que no fuera necesaria asignación alguna de derechos a las instalaciones que pudieran perder competitividad por mor de la transposición de la Directiva, puesto que la recuperación y rentabilidad adecuada de sus inversiones, efectuadas en el anterior marco regulado, estaría garantizada.

---

[375] Esto es completamente compatible con el criterio mencionado en este Libro Blanco en el sentido de que no parecería justificado asignar derechos, aludiendo al criterio de equidad, a aquellas inversiones en nueva capacidad que se han tomado una vez conocida la intención de la Comisión Europea de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

[376] Mención aparte merecería el Régimen Especial: en las fórmulas de actualización de las primas al Régimen Especial que desarrolla tanto el Real Decreto 2818/1998 como el Real Decreto 436/2004, se establece que los ingresos de las instalaciones es función bien de la variación interanual de la tarifa integral o bien del precio medio de la electricidad. Por tanto, supuesto que ambos conceptos -tanto la tarifa integral como el precio del mercado- aumentarán como consecuencia de la introducción del mercado de derechos de emisión, se haría necesaria una reformulación de la metodología de cálculo de las primas, puesto que de lo contrario se produciría un incremento de sus ingresos en este caso parece que claramente injustificado, teniendo en cuenta que el objetivo básico de estas primas -el asegurar la rentabilidad de las inversiones- parece ya suficientemente cumplido bajo el marco vigente.

Si el tratamiento que finalmente se decidiese aplicar a estas instalaciones no correspondiera con el recién descrito, la asignación de derechos debería entrar en juego para tratar en la medida de lo posible de reducir las asimetrías que pudieran resultar de la regulación que se decidiera implantar.

Finamente, esta reflexión es extensible también a la discusión acerca de los criterios que se deben aplicar de cara a la potencial asignación de derechos a los nuevos ciclos combinados y futuros nuevos entrantes. En el caso de que se optase por la solución que este Libro Blanco propone de cara al tratamiento de los costes de transición a la competencia, no se justificaría de ninguna forma que los ciclos combinados recibieran derechos gratuitos. Si por el contrario se desestimase considerar esta opción, no podría sostenerse con tanta firmeza que no debieran participar de la asignación de derechos de emisión gratuitos junto con las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, dado que cualquier asignación a estas últimas respondería a criterios distintos de los expuestos hasta este punto.

Finalmente, cabría una matización. De lo que precede, se puede colegir que en el contexto global de la revisión regulatoria que este Libro Blanco propone no sería necesario asignar derechos de emisión de forma gratuita al sector eléctrico. Esto no quita que fuera conveniente poner a disposición del mismo la máxima cantidad que permitiera la Comisión europea, pero mediante el mecanismo de subasta[377]. De esta manera se mitigaría el potencial impacto que pudiera tener una eventual falta de liquidez del mercado de derechos de emisión, respetando al tiempo la señal económica correcta encaminada a la reducción de emisiones de CO2 de la forma más eficiente.

[377] La Directiva europea -respondiendo se supone a algún criterio de difícil explicación- limita la capacidad de los Estados miembros de asignar derechos mediante subasta - el artículo 10 de la Directiva, establece que los Estados miembros no pueden vender por subasta más del 10% en el segundo período de comercio, 2008-2012-.

11

Otros aspectos por revisar del marco regulatorio de la generación

11 Otros aspectos por revisar del marco regulatorio de la generación

Ha habido que poner un límite al trabajo de elaboración de este Libro Blanco. Esto ha implicado necesariamente dejar fuera algunos temas que se han considerado menos relevantes para la reforma del marco regulatorio de la generación de electricidad.

En este breve capítulo se mencionan estos temas y se presentan algunas reflexiones que respecto a los mismos han surgido durante el trabajo de elaboración del Libro Blanco, y que no se ha querido dejar perder. De ningún modo estas reflexiones pretenden ser consideradas como un planteamiento completo ni equilibrado de cada uno de estos temas, que requerirían un tratamiento mucho más detallado que el que aquí se ofrece.

11.1 La generación de electricidad en los sistemas no peninsulares

La regulación de las actividades eléctricas que se desarrollan en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) debe actualmente atenerse a las directrices generales establecidas en el artículo 12 de la LSE y a su concreción en el Real Decreto 1747/2003, aunque la aplicación de la mayor parte de esta reglamentación de alto nivel no será posible hasta que entren en vigor diversas órdenes ministeriales, que aún están en proceso de desarrollo o aprobación.

La regulación de la generación de electricidad en los SEIE es radicalmente distinta en su concepción básica a la regulación de un sistema del tamaño y estructura del MIBEL. El análisis en detalle de la regulación de la actividad de generación en estos sistemas, de más de un orden de magnitud menor que el sistema peninsular, requeriría un desarrollo similar en volumen al de varios capítulos de este Libro Blanco, lo que no ha sido materialmente posible. Por otro lado, así como la regulación de la generación en el sistema peninsular ha llegado a un cierto estadio de crisis en su aplicación tras más de siete años de experiencia, el desarrollo normativo del Real Decreto 1747/2003 ni siquiera se ha realizado plenamente. Debe tenerse en cuenta que, de acuerdo a la LSE, este Real Decreto ha de ser acordado 'con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas', lo que muy posiblemente ha sido la causa del notable retraso en su entrada en vigor -más de cinco años tras la aprobación de la LSE-.

Parecería, por tanto, que no es ahora el momento más oportuno para proponer modificaciones al planteamiento regulatorio del Real Decreto 1747/2003. No obstante, se ha considerado apropiado sugerir en este Libro Blanco unas directrices regulatorias básicas que puedan inspirar los desarrollos reglamentarios del Real Decreto 1747/2003 en lo que respecta a la generación de electricidad y también a las reformas que, sin duda, habrán de introducirse -más tarde o más temprano- en el mismo. Estas son las directrices -muy básicas y elementales- que este Libro Blanco propone respecto a este complejo problema:

- No se debe tratar de crear mercados competitivos donde el tamaño del sistema eléctrico no lo permite. La regulación tradicional de coste de servicio –mejorada cuando es

posible con los incentivos adecuados[378]- ha funcionado suficientemente bien en los casos en los que se ha aplicado con ortodoxia regulatoria y rigor; y en la mayoría de los territorios insulares y extrapeninsulares no queda otra alternativa. Éste es sin duda el caso de, al menos, Ceuta, Melilla y las Islas Canarias, que no tienen posibilidad práctica de conexión eléctrica con el sistema peninsular.

- Es más complejo el caso de Mallorca, Menorca e Ibiza, ya que se espera que en un futuro cercano estas islas estén interconectadas eléctricamente al sistema peninsular. En este caso debe combinarse un planteamiento de corte tradicional con una transición regulatoria -que no debiera ser completa hasta que la capacidad de la interconexión sea suficiente- hacia una equiparación con la normativa del MIBEL. Este Libro Blanco recomienda acelerar en lo posible la construcción de las interconexiones entre Mallorca y la península y entre Mallorca e Ibiza, pues han de tener sin duda un efecto positivo sobre la calidad del servicio eléctrico en el sistema balear y sobre el precio de la electricidad para el consumidor español. Se trata de proyectos que han estado durante muchos años en el tablero de diseño y parece llegado el momento de su realización. Si se actúa con la debida diligencia, antes de 2010 deberían haber entrado en servicio las citadas interconexiones eléctricas y la alimentación de gas natural a las tres islas mayores.

- El tema que aparece como más crítico en la regulación de la generación eléctrica en los sistemas insulares y extrapeninsulares es el de las inversiones en nueva capacidad de generación. El primer aspecto clave es asegurar que exista un margen suficiente de capacidad instalada y disponible sobre la demanda de punta prevista en el sistema, al igual que se ha tratado de que se consiga este mismo objetivo con la reforma propuesta para el mecanismo de garantía de potencia en el sistema peninsular y que se ha descrito en el apartado 4.3. El segundo, y menos prioritario, especialmente fuera del sistema balear, es promover la entrada de nuevos agentes productores, que puedan competir con la empresa incumbente en determinados aspectos por determinar.

- La planificación de la nueva capacidad de generación determinará la potencia de producción que se estima necesario instalar para satisfacer un criterio prefijado de cobertura de la demanda, y deberá llevarse a cabo con la colaboración del Operador del Sistema, y de acuerdo a lo establecido en la LSE y en el artículo 2 del Real Decreto 1747/2003. Dado que se reconoce el derecho a la libre instalación de generación, sin más limitaciones que las derivadas de la ordenación territorial, parte o la totalidad de las nuevas inversiones que se necesiten pueden provenir de la libre iniciativa de inversores, sin necesidad en este caso de recurrir al mecanismo de subastas que establece el Real Decreto 1747/2003 en su artículo 6. Queda abierto en la normativa si cabe establecer o no algún tipo de prioridad -discriminación positiva- de los nuevos entrantes sobre la empresa actualmente incumbente en todos los SEIE, Endesa, para cubrir las necesidades de nueva capacidad. Esta medida sería al menos adecuada para

[378] Haciendo uso de diferentes métodos, como los conocidos en la literatura de lengua inglesa como *"performance based regulation"*,o *"RPI-X"*.

conseguir un cierto nivel de competencia en el ámbito de la comercialización, aunque no sea posible crear un mercado mayorista competitivo, y debe ser contemplada favorablemente.

- Queda ahora comentar los mecanismos más adecuados de remuneración del equipo generador para cada una de las situaciones posibles: generadores existentes, generadores que se instalen por su cuenta y riesgo y generadores que resulten de los concursos de nueva capacidad de producción que puedan promoverse según lo establecido en el artículo 6 del Real Decreto 1747/2003. Los comentarios que siguen pueden pecar de una cierta ingenuidad, al prescindir del conocimiento detallado del proceso de elaboración del citado Real Decreto 1747/2003 y de las órdenes ministeriales actualmente en trámite de aprobación. Estos comentarios simplemente tratan de aportar elementos de simplicidad y ortodoxia regulatoria para su eventual utilización en el futuro.

  - La remuneración de los grupos generadores existentes debiera basarse en simples normas de costes de servicio, sobre las que existe amplia experiencia: costes fijos y variables reconocidos, partiendo de los valores netos de inversión convenientemente auditados y de costes de operación y mantenimiento estándares establecidos por el regulador[379]. Éste es un asunto que precisamente está siendo objeto de revisión por los agentes y la CNE en estas fechas, por lo que no parece oportuno entrar aquí en aspectos de detalle. Sin embargo, tras haber escuchado las reclamaciones de diversos agentes respecto a la opacidad del método empleado hasta la fecha para el cálculo de las compensaciones a los SEIE y la posibilidad de retribuciones excesivas a las plantas de generación, se recomienda una total transparencia, tanto contable como metodológica, en el cálculo de esta retribución para que pueda ser verificada por cualquier agente, limitando la rentabilidad de estas instalaciones a la de otras actividades reguladas e introduciendo medidas que incentiven la eficiencia en los costes de operación y mantenimiento.

  - Por otra parte, aunque en parte sea un aspecto más estético que práctico, no se ve la razón de recurrir a formulaciones heterodoxas como las del artículo 7 del Real Decreto 1747/2003, donde aparentemente se mezcla una remuneración marginalista basada en el precio spot de la energía en el sistema peninsular -corregida con una prima- con un pago por garantía de potencia, cuando realmente se trata de remunerar los costes variables por un lado y por otro una retribución completa de los costes de inversión más los de operación y mantenimiento. Hay suficientes años de experiencia -tanto en España como internacionalmente- con la retribución de coste de servicio como para presentar los conceptos con claridad y llamar a las cosas por su nombre.

  - Los generadores que resulten ganadores de un procedimiento de subasta deberían ser remunerados de acuerdo al procedimiento habitual en estos casos: el pago de la mejor

[379] Criterios ortodoxos al respecto pueden encontrarse en el "Informe sobre borrador preliminar de Orden por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares", CNE, diciembre de 2004.

oferta de acuerdo a los términos de un contrato clásico del tipo *Power Purchase Agreement* (PPA), en el que se remuneran los costes fijos y los variables, con incentivos *ad hoc* para mantener una elevada disponibilidad, adquirir el combustible en buenas condiciones de precio y operar la planta eficientemente.

- Finalmente, los grupos generadores que se instalen por su cuenta y riesgo deberían recibir el ingreso por la venta de energía al coste marginal del SEIE correspondiente -que resulte del despacho de generación por costes variables-, más la retribución por garantía de potencia -que ahora no debe ser una retribución de los costes fijos, aunque así esté definido en el Real Decreto 1747/2003- que se establezca para cada SEIE, pero que en el caso de los SEIE debería tener en cuenta el sobrecoste respecto a la península de las tecnologías específicas que deben ser utilizadas. El valor de esta retribución es difícil de estimar, pues debe hay que evitar disuadir las inversiones, pero tampoco incitarlas en exceso[380]. No pagar garantía de potencia a las nuevas instalaciones que excedan la cantidad de nueva potencia que establece la planificación, tal como indica el artículo 2.3 del Real Decreto 1747/2003 es discriminatorio y se presta a la creación de barreras de entrada por la empresa incumbente. Parecería más adecuado que existiese una bolsa de remuneración por garantía de potencia a repartir por igual entre todos los generadores disponibles instalados en cada SEIE, aunque a los generadores existentes no se les pagase explícitamente, por estar englobada la garantía de potencia en el pago completo de su coste de inversión. Ante todas estas dificultades cabe pensar si no sería preferible hacer exclusivamente uso del mecanismo de concursos, asegurándose de que no existan barreras de entrada para los potenciales nuevos entrantes.

- Cuando el sistema eléctrico balear se interconecte con la península, y si la capacidad de la interconexión y los costes de producción a ambos lados lo permiten[381], toda la generación de este SEIE se encontraría de repente en un entorno de competencia y sujeta al mismo esquema de remuneración que las plantas del sistema peninsular. Cabrían entonces varias posibilidades regulatorias para tratar esta situación, que no ha sido contemplada en el Real Decreto 1747/2003. Se trata de un nuevo caso de CTC, al que podrían ser aplicables los procedimientos alternativos que en el apartado 6.4.3 del capítulo 6 de este Libro Blanco se proponen para el periodo II -del año 2010 en adelante- del tratamiento futuro de los CTC.

---

[380] Esto conduciría a un sistema basado en el reconocimiento de costes estándares -por familias de tecnologías- que fuera revisable cada N años –cuatro, por ejemplo- para las nuevas inversiones, como en un modelo de "*revenue cap*". El problema con este método es que el regulador trataría, con estas modificaciones del valor estándar, de ajustar el volumen real de inversión al margen de cobertura que considera adecuado, sin garantía de conseguirlo, y sin que haya competencia en los precios una vez fijado el estándar. Parece pues preferible utilizar el sistema directo de subastas competitivas, como se indica más adelante.

[381] Mientras no lo permitan, es preferible seguir con la remuneración del tipo coste de servicio –mejorada con incentivos apropiados- y no tratar de forzar la creación de un mercado mayorista en un subsistema eléctrico cuyo tamaño y capacidad de interconexión no son los adecuados.

- Aceptando el principio de tarifa única en todo el territorio nacional, tal como se establece en la LSE, deben aplicarse los mecanismos mínimos imprescindibles para cumplir este objetivo en los SEIE, pero sin complicar innecesariamente la normativa, lo que puede resultar en detrimento de la eficiencia en el suministro y consumo de electricidad en estos sistemas. Sin embargo, el artículo 11 del Real Decreto 1747/2003 establece que el precio mayorista de adquisición de energía en los SEIE será el precio medio final horario de la energía resultante en el mercado mayorista del sistema peninsular[382]. Esta regla va en contra de los principios elementales que se han establecido en los capítulos 3, 5 y 8 de este Libro Blanco, respecto a la necesidad de enviar señales económicas adecuadas a los agentes, que reflejen el verdadero precio de la energía en el mercado, llegando hasta enviar señales horarias de precios, si se dispone de los contadores adecuados. Nos encontramos, por ejemplo, con la paradoja de que el precio del mercado libre en SEIE eminentemente turísticos, como Baleares y Canarias, con puntas de demanda en agosto, ven precios mayoristas peninsulares de la energía, donde agosto es un mes de baja demanda. Tampoco es deseable utilizar como señal económica el precio final horario que se define en el artículo 8 del Real Decreto 1747/2003, ya que mezcla de forma heterodoxa costes fijos y variables, de forma que el resultado no corresponde a ninguna señal económica reconocible. Es claramente preferible adaptar la tarifa media anual en los SEIE a la tarifa media anual peninsular modificando convenientemente la tarifa de acceso, y dejar que los precios horarios de energía en cada SEIE sean los que verdaderamente correspondan.

- Los contratos bilaterales entre agentes y generadores deben surgir de forma espontánea una vez que se hayan puesto en práctica las recomendaciones anteriores.

- Con respecto a los aspectos de operación del sistema y red de transporte, en lo que pueden afectar a la actividad de generación, se hace constar lo adecuado de la medida adoptada en el Real Decreto 1747/2003 de encargar al Operador del Mercado y del Sistema la responsabilidad de ejercer determinadas funciones, que ciertamente contribuyen a la transparencia y neutralidad en funcionamiento del mercado y del sistema eléctrico, en un entorno regulatorio abierto a la participación de una multiplicidad de agentes.

- Es importante mantener en los SEIE la misma propuesta que para el sistema peninsular respecto a la introducción de incentivos económicos moderados para el Operador del Sistema, con objeto de mejorar la eficiencia de la operación, como se explicó en el apartado 9.7. Parece más conveniente aplicar estos incentivos individualmente sobre aspectos concretos, como el coste asociado a las pérdidas, las reservas de operación o las restricciones técnicas, más que a los costes de operación en conjunto, donde el peso de los factores externos es más difícil de identificar.

---

[382] El citado artículo 11 permite a las CC. AA. o ciudades afectadas adaptar el precio horario peninsular a su estructura estacional de demanda, lo que se aproxima, pero no llega a ser lo que este Libro Blanco ha propuesto.

- Respecto a la conveniencia de utilizar señales de localización derivadas de la posición en la red de transporte del punto de conexión, el interés de las señales de pérdidas, congestiones o tarifas de red parece ser apreciablemente menor que en la península, pues las dificultades de ubicación de las plantas en el territorio adquieren el los SEIE una relevancia aún mayor, mientras que la fuerza de las señales de localización en la red disminuye. No obstante, sí deben seguirse en los SEIE las mismas recomendaciones que se propusieron en los apartados 9.1.5 y 9.6 respecto a las señales de información mutua entre el operador del sistema / transportista y los agentes.

- Un asunto que también requiere reflexión es el requerimiento, del artículo 3.4 del Real Decreto 1747/2003, respecto a que el despacho de generación en los SEIE debe realizarse contando con el suficiente margen de reservas de operación como para que la calidad de suministro resulte equivalente a la prevista en la península. A causa de la enorme diferencia de inercia eléctrica entre los SEIE y el sistema interconectado europeo este requisito es simplemente imposible de cumplir, excepto si se quiere incurrir en un coste prohibitivo. Pero este asunto trae a colación el tema del próximo apartado: la generación eléctrica y la ordenación del territorio.

11.2 La generación eléctrica y las competencias administrativas

A lo largo de este Libro Blanco ha aparecido en repetidas ocasiones la complementariedad o el solape -dependiendo del caso- entre las funciones y normativas de la administración estatal, de las autonómicas y de las locales en lo que respecta al tema central que aquí se ha tratado: la reforma regulatoria de la generación de electricidad. Los temas conflictivos que se han detectado pueden agruparse en tres categorías: a) la socialización indebida a todos los consumidores nacionales de los costes impuestos por una Comunidad Autónoma en el beneficio exclusivo de los consumidores de la citada Comunidad; b) la necesidad de una mejor coordinación entre las administraciones autonómicas, locales y la nacional; c) la utilización de una reglamentación, que ha sido diseñada para un determinado propósito, para conseguir unos objetivos que supuestamente requieren de otros instrumentos normativos.

Como ejemplo representativo de la primera categoría se va a utilizar un tema que no corresponde a la reforma regulatoria de la generación eléctrica, pero que ha sido recurrente al tratar con las CC. AA. y al que las administraciones autonómicas conceden mucha importancia. Se trata de las dificultades creadas por la falta de coherencia de una normativa que permite a las CC. AA. fijar requisitos de calidad de servicio a las distribuidoras pero no les permite intervenir en la fijación de la retribución de la actividad de distribución, que por otro lado no toma en consideración la calidad de servicio realmente prestada. Como la normativa de rango estatal sobre la remuneración de la distribución es defectuosa y no relaciona la remuneración con la calidad de servicio ni con el volumen de inversiones realizado por cada distribuidora, se produce la situación un tanto esquizofrénica según la cual las CC. AA. penalizan a las empresas distribuidoras por no cumplir con los mínimos de calidad que cada Comunidad Autónoma establece, mientras que una normativa de rango estatal retribuye a cada distribuidora ignorando el nivel de calidad suministrado y el esfuerzo -o ausencia del mismo- empleado para conseguirlo.

Pero, supóngase por un momento que finalmente se reformase el marco regulatorio de la actividad de distribución y que se adoptase una metodología de retribución según la cual cada distribuidora es remunerada de acuerdo al coste que es necesario incurrir para proporcionar el servicio en cada zona de distribución, atendiendo a sus características y con la calidad de servicio que se haya prefijado para cada una de ellas. Y que esta remuneración incluye un mecanismo de penalización o de crédito, según que la calidad de servicio realmente suministrada sea menor o mayor, respectivamente, que la prefijada. ¿Tendría entonces sentido que cada Comunidad Autónoma mantuviese exigencias individuales de calidad de servicio o de diseño de sus redes -soterramiento, por ejemplo-, distintas de las establecidas como referencia en la normativa de remuneración de la distribución de carácter estatal, con sus propios esquemas de penalización en caso de no cumplirse los límites mínimos que la Comunidad Autónoma ha fijado?

La respuesta es que sí, que cualquier Comunidad Autónoma podría exigir, dentro de lo establecido en el artículo 3.3 de la LSE, determinados requisitos de prestación de servicio o de diseño de las redes en su territorio superiores a los establecidos en este hipotético esquema retributivo de ámbito nacional. Pero será necesario encontrar un mecanismo adecuado para recaudar los fondos que son necesarios para retribuir a la correspondiente empresa distribuidora por el coste extra incurrido, de forma que el pago recaiga sobre los consumidores de electricidad en dicha Comunidad[383].

El tipo de problema que se ha puesto de manifiesto en el ejemplo anterior es característico de otras situaciones que se han detectado durante la elaboración de este Libro Blanco. Otro caso ejemplo es el que se acaba de identificar en el apartado anterior, referente a la calidad de suministro en la oferta de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE). Si se exige en los SEIE una calidad de servicio en generación equivalente a la prevista en la península[384], esto obliga a disponer de unas reservas enormes de potencia rodante, que en situaciones de punta de demanda requerirían la instalación de mucha más potencia de la que actualmente está disponible en los SEIE[385]. Dejando aparte si la normativa es incorrecta o no, ¿quién debe pagar el coste adicional de mejorar la calidad de servicio por encima de lo económicamente justificable? En este caso la normativa no es autonómica, sino que se trata de un Real Decreto, que procede de la Administración General del Estado, aunque haya tenido que contar con el consenso de las CC. AA. de Canarias y de las Islas Baleares, así como de las Ciudades de Ceuta y Melilla. Así que en este caso, si la normativa se aplicase estrictamente, el extracoste tendría que socializarse a

[383] Y descontando el crédito que la distribuidora se lleve por mejorar su calidad de servicio respecto al valor de referencia en la normativa de ámbito estatal.

[384] Artículo 4.3 del Real Decreto 1747/2003 por el que se regulan los SEIE.

[385] En materia de calidad de servicio no es razonable exigir idénticas condiciones en cualquier zona del territorio español, sino un esfuerzo económico semejante por mejorar dicha calidad. Así se reconoce en la normativa referente a la calidad de servicio en la red de distribución, donde se distingue entre zonas distintas según el nivel de concentración de la demanda a suministrar: urbana, semiurbana y rural concentrada y dispersa.

todos los consumidores españoles, al no haberse especificado lo contrario en la propia reglamentación.

Otro caso ejemplo es el de las consecuencias para los costes de operación del incremento de la penetración de parques eólicos, o de otra generación de carácter intermitente y no gestionable, como la solar fotovoltaica. Incrementar la penetración de generación eólica en un sistema eléctrico requiere aumentar las reservas de operación, para mantener unas condiciones adecuadas de estabilidad del sistema, a causa de la volatilidad de esta generación no gestionable. Pero este extracoste de operación es mayor en los SEIE, porque se encuentran aislados y son mucho menores que el sistema peninsular -que además está conectado al resto del sistema europeo-. Por tanto, debe tenerse en cuenta al plantear objetivos de mayor penetración de generación no gestionable en un SEIE, que se está haciendo incurrir al consumidor nacional en un extracoste mayor que si esta generación se instalase en la península.

Para estos casos, u otros que pudieran presentarse, el respeto al principio de la tarifa única[386] puede compatibilizarse con el criterio de que los consumidores de una Comunidad Autónoma o entidad local cubran los costes adicionales, derivados de una normativa autonómica o local que exija cualquier condición especial en la prestación del suministro eléctrico, que vaya más allá de lo establecido en la regulación de ámbito estatal. Para ello bastaría con hacer uso del artículo 17.3 de la LSE: 'En caso de que las actividades eléctricas fueran gravadas con tributos de carácter autonómico o local, cuya cuota se obtuviera mediante reglas no uniformes para el conjunto del territorio nacional, al precio de la electricidad resultante del mercado de ofertas o a la tarifa se le podrá incluir un suplemento territorial, que podrá ser diferente en cada Comunidad Autónoma o entidad local. En todo caso se deberá justificar la equivalencia entre el coste provocado a las empresas eléctricas por estos tributos y los recursos obtenidos por el suplemento territorial.' Este enfoque parece suficientemente sencillo de aplicar, sin tener que recurrir a otros instrumentos más complejos, como por ejemplo los convenios de cooperación entre las administraciones autonómicas y la estatal, que se recogen en el artículo 3.4 de la LSE[387].

La segunda categoría de temas conflictivos surge de la necesidad de una mejor coordinación entre las administraciones autonómicas, locales y la estatal. Ya se han señalado las ventajas que se derivarían de una mejor coordinación al tratar de los temas correspondientes, como es el caso de la asignación de derechos de conexión de nuevos parques eólicos -véase el apartado 10.2.3- o las autorizaciones administrativas para la construcción de nuevas instalaciones de generación y de redes -véanse los apartados 2.1.2,

---

[386] Artículo 17.1 de la LSE: 'Las tarifas que deberán ser satisfechas por los consumidores del servicio eléctrico, excepto los acogidos a la condición de cualificados, serán únicas en todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades.'

[387] Por ejemplo, el enfoque aquí propuesto es exactamente el planteado por la Generalitat de Cataluña, que estudia implantar una tasa de 5 euros para pagar el soterramiento de líneas eléctricas o el desplazamiento de líneas eléctricas que afecten a zonas muy pobladas. Fuente: El País, Economía, 30 de abril de 2005.

4.2 y 10.2.1-. En este último caso se recomendaba examinar la posible implantación de un procedimiento de ventanilla única, estableciendo formalmente los mecanismos de coordinación entre las administraciones afectadas y definiendo el orden y la estructura de los flujos de información entre ellas, con el objeto de evitar posibles duplicidades de tareas entre la administración estatal y las autonómicas.

Existe diversidad de opiniones entre los agentes respecto a la valoración del actual procedimiento de asignación de derechos de conexión de nuevos parques eólicos en las distintas CC. AA. En principio el procedimiento parece correcto en términos generales: REE asigna a cada nudo de la red de transporte una capacidad de conexión máxima, para que, posteriormente, cada Comunidad Autónoma asigne las capacidades de sus nudos entre los agentes que las soliciten. Pero las dificultades aparecen en las implantaciones concretas, en buena parte por la falta de normativa de detalle, como se ha puesto de manifiesto en la sección 2.1.7, habiéndose indicado algunas líneas de solución en la sección 9.3.2. Se echa en falta una regulación general que establezca los criterios básicos para realizar la asignación de los derechos de conexión disponibles en un nudo, de la misma forma que debe reglamentarse con carácter básico el procedimiento de gestión de restricciones técnicas en relación a la generación en régimen especial. Son aspectos que afectan al funcionamiento global del mercado y deben seguir unos criterios básicos de ámbito general, que sean compatibles con una deseable gestión descentralizada.

Finalmente, la tercera categoría de asuntos a tratar se refiere a la utilización de una reglamentación, que ha sido diseñada para un determinado propósito, para conseguir unos objetivos que supuestamente requieren de otros instrumentos normativos. Un caso representativo es el de la posible utilización, como herramienta de ordenación del territorio, de las autorizaciones administrativas de las nuevas instalaciones de generación y de red. En efecto, como se indicó en el apartado 4.2.1, no debe caerse en la tentación de emplear herramientas de política territorial -por ejemplo, condicionando totalmente las autorizaciones de instalación a planes energéticos autonómicos-, para forzar a que sólo se instalen las plantas que se consideran necesarias en los emplazamientos que se consideran óptimos. Esta recomendación del Libro Blanco no niega o discute el derecho que compete a cada Comunidad Autónoma para regular la ordenación de su territorio, pero sí indica que no sería apropiado hacer uso de esta competencia en el proceso de autorización de instalaciones de producción hasta el punto de limitar por completo la libertad de instalación que por otro lado establece la LSE, entorpeciendo así gravemente la competencia. El problema debe abordarse desde la complementariedad de ambas regulaciones –territorial y eléctrica- mejorando, en este último caso, las señales económicas de localización para inducir a los agentes a buscar el mejor emplazamiento disponible, como se ha indicado en el apartado 9.1.

En otro ámbito de cosas y dentro de esta tercera categoría, existe un razonable espacio de negociación, entre las administraciones locales y las empresas transportistas y distribuidoras, con respecto a las autorizaciones necesarias para disponer de derechos de paso de nuevas líneas. Es deseable que la normativa respecto a la justificación de nuevas instalaciones de red, a la concesión de derechos de conexión a la red, a la asignación de los costes de las instalaciones de conexión y a los plazos de los procesos administrativos, sea lo más precisa posible, para que el citado espacio de negociación no sea excesivamente amplio y evitar

que dé lugar a retrasos inadmisibles en la puesta en servicio de instalaciones claramente beneficiosas para el sistema.

11.3 El mercado del gas

La interacción entre los mercados de gas y electricidad es lo suficientemente fuerte como para que un análisis de la reforma regulatoria de la generación de electricidad no pueda realizarse sin considerar las implicaciones mutuas entre ambos mercados. A lo largo de este Libro Blanco esta interacción ha aparecido bajo diversos aspectos: en el capítulo 4 -dedicado a la fiabilidad del suministro eléctrico- se ha optado por proponer la modificación del actual mecanismo de garantía de potencia, de forma que se cree un compromiso de cada generador por tener disponible la potencia firme que es objeto de remuneración por garantía de potencia, cuando el sistema esté en condiciones de emergencia, bajo fuerte penalización en caso de incumplimiento. Se espera que de esta forma los generadores que usan gas natural como combustible internalicen la gestión de la disponibilidad de gas ante la amenaza de la penalización, de forma que la regulación eléctrica tenga que entrar lo menos posible en regular esta disponibilidad del combustible. Por otro lado, según se explica en los apartados 2.1.2 y 4.3, en el origen del diseño del mecanismo reformado de garantía de potencia y en la fijación del monto de su pago unitario se encuentra el hecho de que las plantas de ciclo combinado de gas pueden actuar con frecuencia como centrales de punta del sistema, sin que apenas exista una verdadera tecnología de punta por encima de ellas en el orden de mérito económico, con la excepción de la hidráulica o de los grupos de fuel oil mientras duren[388]. El gas natural asimismo forma parte integral en la planificación de las infraestructuras de red y en los diversos análisis de cobertura de la demanda de electricidad. El apartado 9.4.4 examina la relación actual y futura de los operadores de los sistemas eléctrico y gasista. Entre las señales económicas de ubicación geográfica de las nuevas instalaciones previstas de generación -la inmensa mayoría de ellas, exceptuando la generación eólica, son centrales de ciclo combinado de gas-, ver el apartado 9.1, se echan en falta las señales de localización que pudieran derivarse de las infraestructuras de gas, excepto por la facilidad de acceso a la red principal o las instalaciones de regasificación. La generación con gas natural forma también parte de las consideraciones sobre los futuros criterios de asignación de derechos de emisión de CO2 -ver apartados 2.1.8 y 10.3- y también acerca del planteamiento de un modelo energético sostenible para España -capítulo 10-.

Hay algunos otros temas, también relevantes para la generación de electricidad, que no ha habido oportunidad de desarrollar anteriormente y que al menos se quieren mencionar brevemente aquí.

Como en electricidad, todos los consumidores de gas, incluidos los mayores, pueden optar por pagar una tarifa de acceso y adquirir libremente el gas en el mercado o bien comprarlo a una tarifa regulada. Esta tarifa se calcula a partir de una combinación específica de los

[388] También puede estar el carbón por encima de las centrales de ciclo combinado de gas en el orden de mérito económico, dependiendo de los precios relativos de ambos combustibles y del precio de los derechos de emisión de CO2.

precios de determinados contratos de largo plazo de adquisición de gas, donde un peso de cerca del 90% corresponde al precio del contrato de largo plazo de compra de gas a Argelia por el gasoducto de Gibraltar, con una determinada indexación al precio del petróleo. En definitiva, el valor de esta tarifa guarda una escasa relación con el precio que tomaría el gas en el mercado español -muy alto, por ejemplo, en situación de escasez- o en el mercado mundial. Esta forma de calcular la tarifa integral de gas está en el origen de algunos problemas, como la competencia invencible que la tarifa integral de gas supone para la mayoría de las empresas comercializadoras, en particular cuando el precio del gas en el mercado internacional es elevado[389].

Un importante problema que esta tarifa integral de gas causa al mercado eléctrico consiste en que puede dar lugar a indisponibilidad en el suministro de este combustible para los grupos que funcionan con gas. En efecto, si el precio internacional del gas sube ocasionalmente, muy probablemente el precio de la tarifa integral de gas en España no seguirá esta subida. En estas condiciones a una empresa que comercialice gas natural para centrales de gas, importándolo en barcos metaneros como gas natural licuado (GNL), le resultará más atractivo vender este gas en el mercado internacional en vez de traerlo a España y tratar de adquirir el combustible localmente pagando la tarifa integral. Esto puede conducir a un grave problema de abastecimiento de gas en España, ya que cerca de dos tercios del gas natural consumido en España es GNL importado. Otro problema que se deriva de la actual tarifa integral de gas es la distorsión de la competencia y de la señal de precio en este mercado, lo que repercute directamente sobre el mercado de electricidad, dada la relevancia que las centrales de ciclo combinado de gas están adquiriendo en la producción de electricidad en España. Es, por consiguiente, importante actuar también sobre el mercado del gas.

La ventaja del mercado mayorista de gas sobre el eléctrico es que ahora ya no se puede hablar de aislamiento geográfico. En efecto, las plantas de regasificación españolas -cuya capacidad siempre debiera ser ampliamente excedentaria- abren la "producción" de gas al comercio internacional, de forma que basta con asegurarse de que el control de esta capacidad -junto con la de los gasoductos- esté suficientemente repartido y de que exista un verdadero acceso libre a las infraestructuras gasistas. Y el tema que queda pendiente es la creación de un mercado de corto plazo de compraventa de gas, que proporcione un precio de referencia para construir un mercado secundario, de forma que ambos reflejen verdaderamente el precio del gas en España, teniendo en cuenta tanto la situación internacional como la interna.

La nueva normativa que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio está actualmente considerando implantar a partir de una orden ministerial, propone penalizar a las empresas que sufran desequilibrios entre su demanda y sus existencias operativas o cuyos niveles de reserva estén por debajo de lo que marca la normativa. También propone que el Operador del Sistema gasista organice una subasta diaria a partir de las ofertas que realicen los operadores con gas disponible, que podrán adquirir las empresas con déficit. Estas subastas

[389] Un problema semejante ocurre igualmente en el mercado de electricidad, véanse los apartados 2.1.6 y 8.1.

podrían ser el embrión de un futuro mercado organizado de gas en España. Se trata de una normativa necesaria y en la dirección correcta, orientada fundamentalmente a proporcionar fiabilidad en el suministro del gas y a comenzar el desarrollo de un mercado secundario. Debe profundizarse en esta dirección.

11.4 Las funciones de la Comisión Nacional de la Energía (CNE)

A lo largo del presente documento se han realizado numerosas referencias a la Comisión Nacional de la Energía (CNE), a la que el equipo redactor de este Libro Blanco expresa de nuevo su agradecimiento[390] por su constante apoyo durante la realización de este trabajo.

Estas referencias han tenido por objeto, en la mayor parte de las ocasiones, expresar la coincidencia de criterio del Libro Blanco con la opinión de la CNE, que ha sido abundantemente difundida en sus numerosas publicaciones. En particular, se ha de destacar el informe "Reflexiones sobre la situación actual del sector eléctrico", de la Dirección de Energía Eléctrica de la CNE, de enero de 2005, que fue escrito con el expreso propósito de servir de apoyo a la elaboración de este Libro Blanco.

En otros casos estas referencias a la CNE han tenido por objeto destacar la importancia de las funciones que, para la reforma aquí propuesta del marco regulatorio de la generación eléctrica, la CNE ya realiza o que sería deseable que realizara. Así, este Libro Blanco ha destacado la importancia que para el éxito de la reforma tiene el que la CNE realice con firmeza y precisión la tarea de supervisión del mercado y de la operación del sistema -preferiblemente para gas y electricidad en conjunto-; que calcule las tarifas eléctricas de acuerdo a los principios de aditividad y suficiencia, así como al resto de los criterios aquí propuestos, y las someta al Gobierno[391]; que determine las capacidades efectivas de las plantas de generación, de cara al establecimiento de límites de concentración para mitigar el poder de mercado; que establezca las potencias firmes asociadas al mecanismo propuesto de garantía de suministro; que instruya los expedientes sobre potenciales prácticas restrictivas de la competencia e incluso que resuelva algunos de estos expedientes, como se indica en el apartado 3.3.

Todas estas recomendaciones están enfocadas a depositar funciones que son y serán claves para el correcto funcionamiento del mercado en el órgano que este Libro Blanco considera que es el más adecuado para llevarlas a cabo. A este respecto, es pertinente recordar las propuestas del Programa electoral del Partido Socialista Obrero Español en el apartado "Libertad económica", en su sección dedicada al sector energético: 'Potenciar el órgano regulador independiente (CNE), procediendo a su elección directa por el Parlamento'. Y también: 'Garantizar la regularidad y calidad del suministro, estableciendo tarifas predecibles y suficientes (gas y electricidad) y transfiriendo la competencia a la CNE'.

---

[390] Véase la sección de "Presentación" del Libro Blanco.

[391] A este respecto la normativa española debe adaptarse a lo establecido en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad.

Se ha echado en falta por parte de la Administración -no sólo la actual, sino todas y cada una de las que han tenido responsabilidades de Gobierno desde la constitución de la CSEN-, un impulso definitivo en pro del fortalecimiento de la figura de la CNE como verdadero regulador competente e independiente. La existencia de un órgano de regulación y control verdaderamente independiente del partido que ocupa el Gobierno, cuyos cargos de máxima responsabilidad no sean nombrados directamente por el Ejecutivo[392], es una condición fundamental para la verdadera liberalización del sector y para llevar a cabo con garantías de continuidad algunas de las propuestas de largo plazo que este Libro Blanco contiene.

[392] Sería acertado que se aplicase al proceso de designación del Consejo de la CNE una propuesta análoga a la que en el citado Programa electoral del PSOE, en su apartado "VI. Transparencia del sector privado: el gobierno de las empresas" se propone para la CNMV, en el sentido de que 'el Presidente y los Consejeros de la Comisión Nacional del Mercado de Valores sean nombrados por el Pleno del Congreso, a propuesta de la Comisión de Economía, siendo necesaria una mayoría cualificada de tres quintos de sus miembros'.

12

Propuestas de reforma del marco regulatorio

12 Propuestas de reforma del marco regulatorio

Este capítulo tiene por objeto presentar, conjuntamente y de forma concisa, las propuestas de reforma del actual marco regulatorio de la generación que se han ido proponiendo a lo largo de los capítulos anteriores.

La vida no se ha detenido durante los ocho meses que han transcurrido desde que se anunció formalmente en los primeros días de noviembre de 2004 el encargo de elaborar este Libro Blanco. El Gobierno, en uso de sus funciones, ha promulgado durante este tiempo varias disposiciones normativas que inciden -de pleno o parcialmente- sobre los mismos temas sobre los que este Libro Blanco debía pronunciarse. La puesta en marcha del MIBEL, anunciada para el 1 de julio de 2005 y una vez más pospuesta -posiblemente con buen criterio, sustituyendo una fecha emblemática por un proceso gradual de armonización regulatoria- también requiere reformas regulatorias coincidentes con las que el Libro Blanco debe abordar.

Obviamente debe ser bienvenido este desatasco normativo, que en buena parte ha venido a solventar problemas regulatorios que en la fase de diagnóstico de la preparación de este Libro Blanco también se habían detectado. Es de agradecer que el equipo del Libro Blanco haya sido en general informado con antelación sobre estas disposiciones y que los asuntos de mayor calado hayan sido pospuestos a la espera de los planteamientos del Libro Blanco. Como alguna de estas disposiciones es muy reciente, o se encuentra actualmente en fase de tramitación, o bien su contenido final no tiene por qué ser coincidente con lo que aquí se propone, se ha preferido no retirar estos temas del Libro, al menos del extenso capítulo 2 de diagnóstico de la situación actual.

Aunque este capítulo hace la función de "resumen y conclusiones" de este Libro Blanco, es preciso hacer una puntualización. La mayor parte de los temas que se tratan en este Libro Blanco son muy complejos y en general no admiten una única solución indiscutible. Los argumentos que se han utilizado para llegar a plantear una recomendación, así como los antecedentes de cada caso y las alternativas existentes no se han podido trasladar a este capítulo final. Tampoco muchas de las conclusiones o recomendaciones de menor calado que acompañan a las recomendaciones principales. Por consiguiente, para conocer realmente el contenido de cada una de las recomendaciones y propuestas, se aconseja acudir al texto completo en el correspondiente capítulo.

Este capítulo comprende dos partes claramente diferenciadas. La primera -apartado 12.1- presenta en términos generales el diagnóstico de la situación regulatoria y la necesidad de la reforma, así como una breve introducción a cada uno de los ocho grandes temas -capítulos 3 al 10- que ha abordado este Libro Blanco. Un resumen esquemático de las principales propuestas de reforma se presenta en la segunda parte -el apartado 12.2-.

12.1 El punto de partida y el planteamiento general

12.1.1 El punto de partida

Se parte desde una situación razonablemente satisfactoria de la actividad de generación: un parque diversificado en tecnologías, con un margen de reserva actualmente escaso pero con

un suficiente ritmo de inversión como para hacer frente al vivo crecimiento de la demanda a medio plazo -con participación tanto de las compañías incumbentes como de nuevos entrantes-, y un mercado en marcha con unas reglas que han venido funcionando sin fallos apreciables desde hace más de siete años, por citar algunos indicadores destacados.

Sin embargo la percepción generalizada de la situación actual es la de un atasco regulatorio. La raíz del problema es la falta de confianza en el precio de mercado de la electricidad, pues la Ley que permitió en 1998 poner en marcha la liberalización del sector eléctrico no ha conseguido todavía su principal objetivo: que el mercado funcione verdaderamente en competencia. Y esto porque las adquisiciones y fusiones que tuvieron lugar previamente y durante el proceso de liberalización y reestructuración condujeron a que la estructura del sector eléctrico español se concentrase en exceso para poder sostener un mercado competitivo. La exigua capacidad comercial de la interconexión con Francia y el comparativamente menor volumen eléctrico del sistema portugués respecto al español no permiten que la competencia de agentes externos ayude a mitigar esta situación. Es cierto que la situación ha mejorado desde entonces, con el fuerte crecimiento de la demanda, la entrada de nuevos agentes, alguna venta de activos y la mayor integración de los sistemas portugués y español. Otro obstáculo al funcionamiento del mercado es la integración vertical de las actividades de producción y comercialización por un lado y de distribución con suministro a tarifa integral por otro. Aunque la situación del mercado minorista ha mejorado al reconocer a todos los consumidores el derecho a elegir su suministrador, se echa en falta un desarrollo normativo que reduzca las actuales barreras al ejercicio en la práctica de este derecho y que entorpecen la actividad de las comercializadoras.

Otro fuerte condicionante de la situación de partida han sido los costes de transición a la competencia (CTC). El método de recuperación de los CTC por diferencias que fue adoptado en la Disposición Transitoria sexta de la LSE ha tenido importantes implicaciones en el funcionamiento del mercado mayorista y en la determinación de la tarifa integral. Por un lado, al estar sujeta a CTC casi la totalidad del parque generador inicial, el mecanismo de recuperación por diferencias daba lugar a incentivos económicos a las empresas dominantes para que el precio medio anual del mercado fuese muy cercano a 36,06 €/MWh. Por otro lado, este mecanismo de recuperación dejaba cada año al Gobierno la libertad de fijar la cantidad destinada a la recuperación de los CTC, por lo que de hecho podía controlar el monto de la tarifa media del año próximo y, por consiguiente, su variación con respecto al valor del año anterior -parámetro que siempre se ha considerado de gran relevancia política, lo cual no es de extrañar pues era el Gobierno quien realmente lo fijaba-.

En realidad hay un conjunto de factores externos con mucha influencia en la tarifa eléctrica y que evolucionaron muy favorablemente durante los primeros años de la liberalización: las tasas de interés, los precios de los combustibles y el crecimiento de la demanda. Por el contrario, el precio del mercado no era relevante, pues era básicamente predecible y su valor no afectaba a la tarifa integral, que era fijada a priori por el Gobierno -sin aceptar posteriormente desvíos- y determinaba el precio de la electricidad para la gran mayoría de los consumidores. Como la tarifa se podía fijar ignorando el precio de la energía en el mercado, se pudo hacer uso de la heterodoxa práctica regulatoria de establecer el valor de

las tarifas de acceso e integral para los distintos grupos de consumidores y periodos tarifarios, sin metodología alguna que lo sustentase.

Esta heterodoxia tarifaria está en el origen de diversas ineficiencias por no enviar señales económicas correctas a la demanda y por crear nichos de consumidores protegidos en la tarifa y sin interés alguno en pasar al mercado -así como de otros grupos de consumidores para los que el mercado ha supuesto una bienvenida rebaja con respecto a la tarifa que les correspondería-. La tarifa actúa por tanto como un competidor con ventaja para algunos conjuntos de consumidores para los que se trata de una verdadera tarifa refugio. Otro efecto que se deriva de la falta de aditividad y suficiencia de las tarifas actuales es la posibilidad de déficit tarifario, que ya tuvo lugar en los años 2000, 2001 y 2002 y que acaba de reaparecer con fuerza en el año 2005.

Durante estos años se ha hecho uso de un instrumento regulatorio complementario de la retribución de los generadores denominado garantía de potencia -cuyo origen estuvo más motivado porque la generación recuperase ingresos por otra vía distinta a los CTC que por asegurar un margen de cobertura de la demanda- en el que nadie ha creído -y menos los inversores, que pudieron observar como su valor ha cambiado tres veces en siete años-, y que tampoco ha servido de incentivo para que los generadores existentes hagan un esfuerzo especial -tener agua en los embalses o gas disponible o posponer el mantenimiento- cuando la situación de suministro ha sido crítica[393]. El exiguo ratio beneficio / coste de la garantía de potencia para el consumidor exige su pronta reforma.

Varios factores nuevos han entrado en juego desde 1997, que también están demandando la introducción de algunas reformas importantes en el modelo actual. Por un lado, se ha ido renovando el parque generador, con lo que una fracción rápidamente creciente de la producción ya no está sujeta al mecanismo de los CTC y se ha diluido rápidamente el incentivo a mantener el precio alrededor de los 36,06 €/MWh que inicialmente sirvieron de referencia. La ambigüedad de la normativa de los CTC ante situaciones nuevas, con la consiguiente incertidumbre sobre el futuro de la recuperación de los CTC, ha conducido a planteamientos antagónicos de las dos mayores empresas del sector respecto a la forma adecuada de aplicación de esta normativa, y a que el precio del mercado abandone definitivamente el familiar entorno de los 36,06 €/MWh. Desde enero de 2003 todos los consumidores tienen la posibilidad de elegir suministrador, y en 2004 el 34% de la electricidad consumida fue adquirida en el mercado. Se ha detenido la bajada de los tipos de interés que había ayudado tanto a reducir la tarifa en los primeros años de la liberalización del sector y, por el contrario, los precios de los combustibles fósiles han experimentado una espectacular subida. A la subida del precio de los combustibles debe añadirse la reciente puesta en marcha por la Unión Europea del mercado de derechos de emisión de CO2, cuyo efecto inmediato es incrementar aún más el coste variable de las centrales fósiles. La revisión de la retribución de la actividad de distribución es posible que

[393] El pago por garantía de potencia ha podido ser de utilidad para que algunos generadores, cercanos a ser retirados, se hayan mantenido en el sistema ayudando a mantener un margen de cobertura más elevado.

deba añadir una presión alcista adicional sobre la tarifa[394]. Mientras tanto, a pesar de los inquietantes indicadores anteriores, el Gobierno consideró que la estabilidad del sector se conseguiría controlando la tarifa integral, de forma que a partir de enero de 2003 se ha especificado una senda tarifaria hasta 2010 que solamente permite desviaciones como máximo del 2%.

A lo anterior se unen los preocupantes síntomas de falta de sostenibilidad del modelo energético español, del que la generación eléctrica es una parte esencial: muy elevada dependencia energética, escasos esfuerzos -y logros, por tanto- en ahorro y eficiencia en el consumo y transformación de energía, grave desvío respecto a los objetivos de volumen de emisiones de CO2 derivados del Protocolo de Kyoto y escaso y decreciente esfuerzo en I+D en el sector energético. Hay una importante actividad en el ámbito de la generación en régimen especial -eólica y cogeneración especialmente, bajo un punto de vista cuantitativo-, pero su contribución en el cómputo global no tiene todavía la suficiente relevancia como para aportar significativamente a la solución del problema.

En resumen, una estructura de mercado inadecuada para soportar una verdadera competencia; un precio de mercado de la energía irrelevante; una estructura tarifaria que ignora el precio de mercado de la energía, que compite con la actividad de comercialización y que apenas envía señales económicas al consumo; un procedimiento de garantía de potencia costoso y que muy poco garantiza; un mecanismo de recuperación de los CTC que introduce distorsión en el mercado, que presenta serias ambigüedades en su aplicación y que no parece haber resuelto bien el deseable equilibrio entre consumidores y empresas en el largo plazo; un mercado minorista entorpecido por las barreras creadas por una insuficiente separación entre la distribución y la comercialización libre, así como por la competencia de la tarifa integral; una red de transporte que tiene que dar respuesta a una verdadera avalancha de solicitudes de acceso pero cuyo necesario desarrollo está dificultado por trabas administrativas, restricciones medioambientales y políticas, incertidumbre respecto a la firmeza de intención de los solicitantes y la ausencia de señales económicas de localización; una operación del sistema que tiene que incorporar crecientes cantidades de generación no gestionable sin contar con los recursos físicos y normativos para ello; y, finalmente, un país con un modelo energético insostenible, que necesita un plan global para integrar las distintas líneas de actuación y las decisiones de política energética que es necesario comenzar a implantar cuanto antes. Éste es el punto de partida, que hay que reconocer antes de comenzar a plantear cualquier reforma regulatoria.

---

[394] Mucho habría que decir de la remuneración de la actividad de distribución, basada en un mecanismo totalmente inadecuado para promover la inversión, el mantenimiento de una calidad de servicio adecuada y un esfuerzo por conseguir un nivel óptimo de pérdidas en las redes. Ya se ha indicado anteriormente que es difícil encontrar entre las experiencias internacionales una regulación de la remuneración de esta actividad peor que la española. Aunque no es el cometido de este Libro Blanco el abordar la reforma regulatoria de la distribución, sí debe hacerse notar la presión que la necesidad de una remuneración más adecuada de esta actividad va a ejercer posiblemente en los próximos años sobre la tarifa. Pero el problema no es únicamente de cantidad, sino de adecuación de la retribución a las condiciones objetivas de inversión, operación, calidad y pérdidas de cada red.

12.1.2 El planteamiento general

La vuelta a la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 y a la ortodoxia regulatoria

¿Por dónde empezar? Hay que volver a la LSE, que fue escrita tras mucha reflexión y con amplia participación de los agentes económicos y de los reguladores -y que además constituye nuestra norma jurídica vigente-, y tratar de darle cumplimiento, limpiándola de algunas adherencias posteriores que la desvirtúan e incorporando algunas reformas que la experiencia nos ha enseñado que la pueden mejorar. Necesariamente hay que introducir cambios, pero desde un respeto básico a la LSE, y sin intención partidista alguna[395], pues para el sector energético no hay nada peor que la incertidumbre y la inestabilidad regulatoria. Los graves problemas energéticos a los que habrá de enfrentarse la sociedad española en las próximas décadas necesitan una dirección clara -de la que se hablará más adelante- y una normativa básica sólida y estable.

Y hay que volver a la ortodoxia regulatoria, porque una regulación incorrecta es, por definición, una regulación inestable. Si la LSE ha optado por un marco regulatorio de libre mercado, donde la electricidad se compra y vende al precio que resulta de la libre negociación de los agentes, con el apoyo de mercados organizados, no tiene sentido que todos los consumidores tengan la opción de comprar la energía a una tarifa integral regulada que se ha calculado ignorando, precisamente, ese precio de mercado.

Dos problemas por resolver

Para que el regulador pueda responsablemente tomar la decisión de trasladar íntegramente el precio de mercado de la electricidad a una tarifa, cuya misión fundamental es ser una tarifa por defecto, hay que arreglar primero dos problemas: el de la concentración horizontal del sector eléctrico y el de la distorsión que el mecanismo de recuperación de CTC por diferencias introduce en el mercado. Y si estos problemas no se quieren o no se pueden arreglar, es mejor plantearse un cambio total de la LSE y volver a algún tipo de regulación tradicional, porque la peor situación posible es adoptar formalmente un marco regulatorio de libre competencia pero que todo sea apariencia, porque el Gobierno no confía en el precio de mercado de la energía y fija unas tarifas refugio para todos los consumidores con otros criterios.

---

[395] Varios gobiernos, de diferentes orientaciones políticas, han contribuido -sin duda con la mejor intención posible y también con indudables aciertos- a crear la complicada situación regulatoria en la que actualmente nos encontramos.

El primer problema: La elevada concentración horizontal[396]

El primer problema, y con mucho el más difícil de arreglar, es el de la concentración horizontal del sector eléctrico. Ahora, más de siete años tras la apertura del mercado en enero de 1998, la estructura del sector ha mejorado y está bastante más cerca de lo que sería aceptable bajo el punto de vista de la competencia. Sin embargo, cualquier análisis cuantitativo serio al menos indicaría que dos de las empresas son demasiado grandes para el mercado verdaderamente relevante. Es, por otra parte, suficientemente clara la intención de los sucesivos gobiernos -por motivos que superan a la estricta regulación del sector eléctrico- de mantener la estrategia que se ha dado en llamar de "campeones nacionales", y esto hay también que aceptarlo como un dato de partida. Además, sin duda tiene valor para el futuro del sector energético en España que existan empresas potentes y comprometidas en mantener su centro de actividad en el país. Afortunadamente la venta de activos no es la única solución regulatoria -aunque sí la más drástica- al problema de la concentración horizontal. La experiencia con los mercados eléctricos en los últimos quince años nos ha enseñado que hay diversos instrumentos regulatorios que pueden utilizarse, aislados o conjuntamente, para mitigar el poder de mercado. Este Libro Blanco fija un umbral máximo para un indicador de concentración que ninguna empresa podrá exceder y ofrece un conjunto de instrumentos regulatorios -que pueden ser libremente aplicados por las empresas o exigidos por el regulador si todavía se excede el umbral de concentración requerido- para cumplir con esta restricción.

Hay instrumentos regulatorios que pueden ser utilizados por las empresas para mitigar el poder de mercado y que no interfieren con el libre funcionamiento del mismo. Este Libro Blanco propone los siguientes: venta de activos de generación, ventas virtuales de energía y contratos virtuales de energía, sin excluir que pudiera haber otros mecanismos válidos[397]. Así, una posibilidad serían contratos bilaterales de muy largo plazo, si el regulador tuviese la seguridad de su completa transparencia -por ejemplo, si se adjudicasen en una subasta pública de adquisición-.

---

[396] Las normativas comunitaria y española de defensa de la competencia se centran en prohibir las conductas que son capaces de falsear la competencia y en controlar las concentraciones económicas que, por su importancia y efectos, pudieran alterar la estructura del mercado en contra del interés público. Pero no proporcionan directrices o instrumentos para corregir estructuras existentes de mercado que no sean adecuadas para funcionar en régimen de competencia. Queda por tanto a la regulación específica del sector eléctrico el establecer en cada caso normas e instrumentos jurídicos *ad hoc* en la legislación correspondiente, para hacer frente a estas situaciones *ex ante*. Ni la Directiva Eléctrica de la Unión Europea ni la LSE ofrecen guía concreta alguna respecto a cómo establecer límites o condiciones asociados a la concentración horizontal en el mercado de electricidad, por lo que tiene que proponerse un instrumento *ex novo*, como lo son las ventas virtuales de energía o "emisiones primarias de energía" en la normativa española vigente.

[397] Se ha identificado un conjunto de otros instrumentos que pueden ayudar parcialmente, que van desde la mejora de la capacidad de respuesta de la demanda, hasta el refuerzo de las interconexiones o el mantener un margen suficiente de cobertura de la demanda. Ver el apartado 3.3.

La diferencia entre las subastas y los contratos virtuales estriba en que en las primeras hay una entidad concreta que adquiere la energía en venta por un plazo determinado, y queda libre de comercializarla como quiera. En los contratos virtuales sólo es identificable la parte que vende el perfil de energía -hasta aquí igual que en la subasta virtual- pero el regulador fija el procedimiento por el que se determina el precio del contrato -o fija el precio directamente-; además no hay una contraparte concreta que adquiera la energía, sino que el resultado neto de la liquidación del contrato -la diferencia entre el precio del contrato y el precio del mercado, multiplicada por la energía- es un concepto regulado más que se incluye en la tarifa de acceso que pagan todos los consumidores.

Es bien conocido que la existencia de contratos financieros es perfectamente compatible con un funcionamiento competitivo del mercado. Por ejemplo, en el mercado del Reino Unido -el primer mercado eléctrico europeo, que sigue siendo considerado como uno de los modelos a seguir- desde 1990 hasta más de diez años más tarde casi la totalidad de la energía estaba permanentemente sujeta a contratos financieros -una buena parte de los cuales fueron contratos como algunos de los que aquí se proponen (con cantidad y precio fijados por el regulador) durante los primeros años-, lo cual no impedía que los generadores acudiesen al mercado spot organizado o pool a comprar y vender su energía, fijando el precio spot de referencia en estas transacciones de corto plazo. En el mercado nórdico -que comprende los sistemas eléctricos de Dinamarca, Finlandia, Noruega y Suecia, y que se considera como el mercado que mejor funciona en la actualidad-, cuyo operador de mercado es NordPool, el volumen de contratos bilaterales y financieros es unas siete veces superior al volumen de la energía realmente producida o consumida. Por consiguiente, el que se exigiera en España a determinadas empresas el contratar una parte de su producción, a un precio razonable determinado por el regulador, no sería más que fijar una posición inicial parcial de venta de la empresa productora en el mercado a plazo, que luego la empresa podrá aumentar o reducir con otras contrataciones, a su conveniencia. Y, como saben los que conocen el funcionamiento de estos mercados, en condiciones de competencia como las que aquí se pretende conseguir, la posición previa en el mercado de contratos bilaterales o a plazo no debe condicionar en modo alguno el comportamiento -en cantidades y en precios de oferta- de los agentes en los mercados de corto plazo.

Algunos de los mecanismos propuestos disminuyen la capacidad de manipular los precios, mientras que otros reducen los incentivos económicos a abusar del poder de mercado existente. En todo caso es imprescindible la tarea vigilante del regulador, con conocimientos técnicos y con recursos. Esta tarea se ve facilitada cuando se aplican instrumentos de mitigación del poder de mercado, ya que fuerzan a que las acciones para beneficiarse del poder de mercado remanente sean más ostensibles y fáciles de detectar.

La fiabilidad del suministro

Antes de pasar a tratar del segundo problema, acabemos de completar los rasgos básicos del modelo regulatorio que se trata de conseguir y que no es otro que el que establece la LSE. Los conocedores del funcionamiento de los mercados eléctricos saben que la posibilidad de ejercer poder de mercado crece enormemente cuando se estrecha el margen existente entre la generación total disponible y la demanda del sistema. Este Libro Blanco propone unas mejoras al actual mecanismo de garantía de potencia, encaminadas a garantizar al menos

un margen mínimo en la cobertura de la demanda, así como a proporcionar un fuerte incentivo para que cada uno de los generadores haga lo posible por estar disponible cuando el sistema eléctrico le necesite, por estar en condiciones críticas. De esta forma, además de contribuir a mejorar la calidad del suministro eléctrico, el mecanismo mejorado de garantía de potencia mantiene un margen mínimo de cobertura que debiera reducir la presión sobre los instrumentos de mitigación de poder de mercado y sobre la supervisión del mismo.

No hay que perder de vista la perspectiva completa de los mecanismos necesarios para lograr una adecuada fiabilidad del suministro eléctrico. La fiabilidad del suministro eléctrico debe conseguirse tanto en el largo plazo como en el ámbito de la operación, y este Libro Blanco ha examinado por tanto el rango completo de estas actuaciones.

- La *suficiencia* de las instalaciones incluye aquellas medidas que deben tomarse para hacer que el volumen de capacidad de generación instalada en el mercado sea la adecuada para proporcionar un servicio fiable. Estas medidas comprenden el propio mecanismo de incentivación de la inversión y la disponibilidad -que en España se denomina "garantía de potencia"-, junto con los distintos estudios de cobertura y de planificación de la red que ayudan a las instituciones reguladoras y al Operador del Sistema a supervisar y en parte controlar la situación con anticipación en el tiempo. Un aspecto colateral que tiene en la práctica mucha relevancia es el proceso administrativo de autorización de las instalaciones de nuevos equipos.

- Por otro lado, la *seguridad* del suministro abarca todos los aspectos relativos a cómo conseguir que los grupos generadores que existen en el sistema proporcionen una respuesta adecuada para mantener la fiabilidad en el corto plazo. Éste es el ámbito de actuación del Operador del Sistema. Aquí las medidas disponibles comprenden la gestión de las reservas de operación que pueden proporcionar los generadores, los contratos de interrumpibilidad con algunos consumidores u otras posibles acciones de respuesta de la demanda y diversos tipos de actuaciones de emergencia.

La tarifa eléctrica

En un marco regulatorio de libre mercado, en el que todos los consumidores tengan la opción de elegir suministrador, las tarifas integrales no son estrictamente necesarias. Se trataría en todo caso de tarifas por defecto, que por prudencia se podrían mantener por un cierto tiempo, tal vez indefinidamente para los consumidores domésticos o solamente para los de menor consumo entre estos últimos. En todo caso el diseño de estas tarifas integrales por defecto debe ser tal que "dejen hueco" a la actividad de comercialización y no compitan con ella.

Este Libro Blanco propone que las tarifas integrales y de acceso resulten de la aditividad de todos los conceptos de coste que comprende el suministro eléctrico, tanto los que corresponden a costes regulados como el precio de la energía, que es el resultado de las transacciones en el mercado liberalizado. La metodología de diseño de las tarifas -actualmente inexistente o, al menos, desconocida en alguno de sus principales elementos- debe responder a los principios regulatorios de estabilidad, suficiencia, aditividad, eficiencia económica -asignación según la responsabilidad en los costes incurridos- y no discriminación. Se proponen aquí recomendaciones concretas para el diseño de las tarifas

de acceso a partir de todos los cargos regulados que comprende y para el diseño de las tarifas integrales, trasladando el precio de mercado de la energía y añadiéndolo a la tarifa de acceso.

La metodología de tarifas a adoptar y el cálculo final de las tarifas resultantes han de compaginar la ortodoxia regulatoria con las consideraciones específicas que han conducido a las tarifas actualmente vigentes -donde intervienen las especiales características y contribuciones de tipos específicos de consumidores-, así como con las experiencias observadas en los países de nuestro entorno y con el principio de gradualidad que ha de estar siempre presente en la adopción de medidas de carácter regulatorio.

En particular, las tarifas por defecto que resulten de la metodología de diseño que aquí se propone en general no tienen por qué ser iguales a las existentes actualmente. Como los cambios bruscos en regulación no son en general deseables -y menos en lo referente a precios- se recomienda aplicar un cambio gradual -a partir de los valores vigentes- que desemboque en el cuadro tarifario transparente y correcto aquí propuesto. Debe hacerse notar que en ningún caso este proceso gradual puede ser compatible con un déficit tarifario y que -en general- deben eliminarse desde el primer momento los actuales nichos de tarifas refugio.

Es importante resaltar algunas de las consecuencias regulatorias favorables que han de derivarse del enfoque que este Libro Blanco propone: desaparición del déficit tarifario y remuneración individual de cada actividad según el principio de suficiencia; eliminación de la competencia desleal de las tarifas integrales sobre la actividad de comercialización libre; eliminación -en general- de los subsidios entre grupos tarifarios y del déficit de recaudación que hasta la fecha ha ocasionado; y minimización de la ingerencia política en la determinación de las tarifas eléctricas.

Este último punto merece un comentario más detallado. Ya es hora de romper el mito de que el éxito de una reforma regulatoria estriba en que el precio de la electricidad baje indefectiblemente. La tarifa eléctrica engloba una mezcla muy compleja de factores, de los cuales las instituciones reguladoras sólo controlan una parte. La tarifa eléctrica puede subir a pesar de que el marco regulatorio y las decisiones tomadas por el regulador sean todos correctos, a causa por ejemplo de un incremento en los precios de los combustibles, o bien porque se ha decidido aplicar un especial esfuerzo en promover la producción de electricidad con fuentes de energía renovables o tal vez porque se le exige al sector eléctrico una fuerte reducción de sus emisiones de CO2 o se ha puesto en marcha un plan de mejora de la calidad de servicio. Análogamente, la tarifa puede bajar aunque las decisiones del regulador hayan sido incorrectas. El contenido político está en las decisiones sobre las renovables, la eficiencia en el consumo y producción de energía, el nivel aceptable de dependencia energética, la calidad de servicio, los combustibles autóctonos, la asignación de derechos de emisión a los diferentes sectores energéticos o el aceptar o rechazar la opción nuclear. La tarifa refleja de alguna forma tanto los factores controlables como los que no lo son. Otros indicadores pueden ser más representativos del éxito de la política energética que la tarifa eléctrica: la evolución de la intensidad energética, el nivel de dependencia energética y de diversificación, el uso de tecnología energética propia y de su exportación a otros países, la evolución de las emisiones de CO2 o la de la cantidad de

residuos radioactivos, el nivel de penetración de fuentes renovables de producción de energía, la calidad del suministro eléctrico y el contribuir eficazmente con otros países a trazar una senda propia hacia un modelo energético más sostenible. Ojalá este Libro Blanco pudiera contribuir a un saludable cambio de mentalidad, que permitiera desactivar el uso de la tarifa eléctrica como arma política y la dejase reducida a su ámbito fundamentalmente técnico -"la tarifa se calcula"- de forma que el debate político se concentrase en los temas que realmente lo merecen.

El segundo problema: Los CTC

En lo que respecta al mecanismo de recuperación de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), el diseño regulatorio español ha llegado a un punto de crisis que hace inaplazable la necesidad de dar respuesta a los interrogantes planteados, de forma que sea en adelante posible configurar un régimen permanente con vocación de estabilidad y en el que se deje el menor espacio posible a interpretaciones equívocas, tanto por parte de los agentes implicados como por parte del propio regulador.

La situación ahora en 2005, por diversas razones -los diferentes ritmos de recuperación con respecto a la liquidación oficial de unos y otros agentes, la aparición de nuevos agentes, la instalación de centrales de ciclo combinado sin vinculación alguna con los CTC, la evidente interferencia en el mercado del diseño original del mecanismo de recuperación de CTC y de sus sucesivos ajustes, el efecto esperado sobre el mercado del mercado de derechos de emisión de CO2, el persistente déficit tarifario o las valoraciones tan distintas que se han hecho respecto al futuro del mecanismo- hace que se contemple la regulación de los CTC como un pesado lastre para el necesario avance de la liberalización efectiva del negocio de generación y comercialización de energía eléctrica en España. Se ha constatado la práctica unanimidad entre los agentes económicos y las instituciones acerca de la necesidad de modificar la Disposición Transitoria 6ª de la LSE.

Con el fin de facilitar la tarea de elegir la mejor alternativa posible, se ha definido un conjunto reducido de criterios que la línea de actuación que finalmente se recomiende debiera cumplir. Asimismo, en vez de proponer simplemente una solución -como se ha hecho en la mayoría de los casos- se ofrecen varias posibilidades, indicando sus puntos fuertes y débiles, así como las que este Libro Blanco considera preferibles.

El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)

Las reformas regulatorias que se propongan para el mercado mayorista de electricidad en España son ya, necesariamente, reformas que se enmarcan dentro del ámbito del Mercado Ibérico y que deben analizarse dentro de este contexto. Este Libro Blanco se concentra en primer lugar en los aspectos de diseño del mercado mayorista propiamente dicho, ya sea en el contexto español o en el contexto ibérico, -mercado a plazo, mercado diario, mercados de operación, liquidaciones, etc.- para, a continuación, abordar los aspectos específicos que surgen como consecuencia directa del proceso de integración de los mercados que supone el MIBEL, tales como la armonización regulatoria o los aspectos institucionales. Existen otros elementos que forman parte del diseño del mercado mayorista que, por su mayor entidad, se abordan en epígrafes aparte. Éste es el caso de los asuntos directamente relacionados con la red de transporte o con el tratamiento de la garantía de potencia.

En cualquier caso, las reglas de detalle de funcionamiento del mercado mayorista son muy prolijas y no se ha pretendido abordarlas aquí en toda su extensión. Este Libro Blanco se ha concentrado en señalar los aspectos más relevantes en los que es posible introducir mejoras significativas en la regulación del mercado, sin entrar a discutir los detalles últimos de implantación de la normativa.

El mercado minorista y la respuesta de la demanda

El pleno ejercicio de la competencia en la actividad de generación y el correcto funcionamiento del mercado mayorista necesitan de una verdadera capacidad de respuesta desde el lado de la demanda. El mercado minorista es la otra cara del mercado eléctrico, que se relaciona directamente con el consumidor final y donde la actividad principal es la comercialización, que sirve de vínculo entre la producción y el consumo.

El correcto funcionamiento del mercado minorista depende de varios factores: el fácil acceso de los consumidores a información fidedigna y comprensible sobre el producto y las características de las distintas posibilidades para su adquisición, la existencia de auténtica competencia entre las empresas suministradoras sin barreras significativas que impidan el correcto ejercicio de la actividad de comercialización, que no existan opciones reguladas que compitan favorablemente con lo que ofrece el mercado, la disponibilidad de los equipos de medida y de tratamiento de la información que sean imprescindibles para dar soporte material a las transacciones, la existencia de mecanismos de protección del consumidor ante la posibilidad de prácticas comerciales irregulares y, por supuesto, la existencia de una normativa completa que dé cobertura a todo lo anterior.

Existen actualmente diversos problemas en el funcionamiento y en el marco regulatorio del mercado minorista español: a) la actual interferencia de las tarifas por defecto en la actividad de la comercialización; b) las dificultades para la comercialización derivadas de la insuficiente separación entre las actividades de distribución y comercialización; c) las prácticas abusivas en los procedimientos de cambio de suministrador; d) el escaso desarrollo de mecanismos de promoción de una participación más activa del consumo en el mercado minorista, y e) el retraso en el desarrollo normativo de detalle.

Un correcto diseño de las tarifas integrales y de acceso, tal como se ha propuesto en el capítulo 5, debe dar respuesta al primero de los problemas enunciados. La solución al último problema debiera ser obvia.

Los problemas segundo y tercero -(b) y (c)- sólo pueden ser totalmente resueltos con una separación completa -de propiedad- entre las actividades de distribución y comercialización libre. Si se parte del supuesto de que tal separación de actividades no es planteable más que como una opción de último recurso, este Libro Blanco propone un conjunto gradual de medidas para minimizar los problemas que puede crear la interferencia del distribuidor en las actividades de comercialización. Estas medidas se centran en facilitar unas condiciones homogéneas de acceso a la información sobre los consumidores por todos los comercializadores, asegurar unos estándares mínimos de atención al cliente por las distribuidoras y prohibir un conjunto de prácticas irregulares en relación con el cambio de suministro de los consumidores que han venido siendo realizadas en mayor o menor grado.

Se proponen también otras medidas más drásticas en caso de que las aquí enunciadas resulten no ser suficientes.

La necesidad de mejorar la separación entre las actividades de distribución y comercialización ha venido a coincidir en el tiempo con el mandato de la Directiva 2003/54/CE de julio de 2004, acerca de la separación -al menos jurídica- entre el gestor de la red de distribución y el resto de actividades distintas de la distribución, entre las que se incluiría el suministro de electricidad, ya sea en el mercado libre o a tarifa -comercialización regulada-. Este Libro Blanco considera que la gran mayoría de los problemas de la actividad de comercialización en el mercado español actual no se resuelven con las alternativas de separación que se podrían derivar de la Directiva. Solamente algunos de estos problemas estarían de alguna forma relacionados con la actividad -separada o no- de "comercialización regulada", por su función de "fachada" o interfaz de la distribuidora con los consumidores. Por ello, este Libro Blanco recomienda concentrar los esfuerzos en proponer un conjunto de medidas *ad hoc* que traten de dar respuesta al conjunto de problemas concretos que se han planteado, dejando en segundo plano la separación de actividades que requiere la Directiva. En todo caso -y exclusivamente para los fines de mejorar el funcionamiento del mercado minorista- parece que debería optarse, en caso de tener que hacerlo, por la alternativa que incluye la separación de la comercialización regulada y de la distribución.

La participación más activa de la demanda

Ya se han presentado y comentado las estadísticas que muestran el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica española durante los últimos años, que viene acompañado de una elevada reducción de los precios y de un crecimiento de la intensidad energética primaria -que incluye todo el consumo energético, no solamente el eléctrico- en oposición a la tendencia de los países de nuestro entorno económico.

Ante esta situación[398], las recomendaciones de este Libro Blanco se orientan en tres direcciones. En primer lugar se trata simplemente de poner en marcha un conjunto de acciones encaminadas a conseguir la respuesta de la demanda, trasladando a los consumidores las correctas señales económicas que se derivan del suministro de electricidad. Para ello es preciso partir de unos precios fiables de mercado de la energía y de un diseño correcto de las tarifas integrales y de acceso. Además hay que dar a la demanda la oportunidad de participar en los distintos mercados y en los mecanismos de operación del sistema. En segundo lugar, reconociendo la actual insuficiencia del precio de la electricidad para reflejar las repercusiones completas -medioambientales, en particular- de la producción y consumo eléctricos, están justificadas acciones de promoción del ahorro y la eficiencia energética en el consumo de electricidad, ya sean iniciadas por propia iniciativa de los agentes o apoyadas por subsidios con fondos públicos o extraídos de la propia tarifa eléctrica. Estas actuaciones deben partir de las experiencias ya realizadas con éxito en España y en otros países y coordinarse con las líneas de actuación del Plan de

[398] La actual situación energética española se describe en cierto nivel de detalle en las secciones 2.1.6 y 2.1.8.

Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4). Debe incluirse aquí el establecimiento del etiquetado eléctrico a partir de sistemas oficiales de garantías de origen de la generación con energías renovables. En tercer lugar, son necesarias acciones transversales de apoyo a las dos categorías anteriores: poner a disposición de todos los consumidores los aparatos de medida adecuados para poder llevar a cabo las actuaciones anteriores, programas de información y formación que fomenten la participación social y apoyo a determinadas acciones de I+D.

La generación y la red de transporte

La red de transporte está siendo sometida a presiones crecientes debido a las dificultades que se encuentran para la construcción de nuevas líneas, a la creciente incertidumbre respecto a las inyecciones y retiros que la red debe poder acomodar y al carácter intermitente y no gestionable de una creciente proporción del parque generador conectado a la misma. Estos mismos factores inciden también sobre la complejidad de la operación del sistema eléctrico. En este contexto se recomienda abordar aquellos cambios normativos que facilitan la tarea del operador del sistema y gestor de la red de transporte, aunque sea a costa de introducir alguna sofisticación o complejidad regulatoria que se trató de evitar en la fase inicial de creación del mercado eléctrico en 1997.

Las señales de localización en la red

Así, se considera necesario proporcionar a los potenciales nuevos usuarios de la red -demandas pero, especialmente, nuevos generadores- señales de localización que promuevan una ubicación en la red que minimice la necesidad de refuerzo de la misma, aún admitiendo que las señales de localización en la red son una entre múltiples consideraciones para elegir la ubicación de una nueva generación o demanda. Las señales de pérdidas no son ni mucho menos despreciables y además el ignorarlas conduce a una pérdida de eficiencia en el despacho de generación que, en definitiva es gravosa para el conjunto de los agentes económicos. Se recomienda aplicarlas a todos los generadores, nuevos y existentes. También se recomienda hacer uso de señales de localización en las tarifas de red para los nuevos generadores, sin necesidad de modificar los cargos -actualmente nulos- para los generadores existentes para los que estas señales son irrelevantes. Asimismo, la retribución por garantía de potencia para los generadores debe minorarse en aquellos casos en los que limitaciones en la red de transporte impidan que los generadores puedan contribuir al sistema con la totalidad de su potencia firme. Finalmente, tal vez las señales más eficaces de localización provengan de la información sistemática que se recomienda que el Operador del Sistema proporcione a todos los agentes, para un horizonte de varios años, acerca de su mejor estimación de factores de pérdidas, tarifas de red, capacidad de evacuación en cada nudo, restricciones previsibles de red, incorporación de nuevos generadores, estimación de la demanda y refuerzos de red previstos.

Restricciones técnicas y conexiones internacionales

Se considera adecuada la actual normativa de gestión de restricciones técnicas en la red, tras las recientes modificaciones, con las salvedades ya comentadas al tratar del mercado mayorista, así como los criterios que se están aplicando para la conexión a la red de los

generadores del régimen ordinario, aunque se sugiere examinar algunas medidas para suavizar la aplicación estricta de la normativa vigente.

Un caso aparte son las interconexiones internacionales, donde la gestión de las congestiones, y el aumento de la capacidad de la interconexión para reducir estas congestiones a límites razonables, son las preocupaciones fundamentales. La situación es muy diferente en las fronteras portuguesa y francesa[399]. La gestión de la interconexión con Portugal debe considerarse un asunto interno al funcionamiento del MIBEL, y como tal ha sido ya tratada. El fracaso en conseguir aumentar significativamente la limitada capacidad de la interconexión con Francia -y a través de Francia con el resto de países de la Unión Europea- es un permanente tema de lamentación para la regulación del sector eléctrico español. Las ventajas de aumentar la capacidad de esta interconexión son indudables: mayor posibilidad de intercambios económicos, aumento global de la seguridad que aportaría al sistema ibérico una fuerte interconexión con el gigantesco sistema eléctrico del resto de los países de la UCTE[400], una reducción de la concentración horizontal efectiva del mercado español y la posibilidad de aumentar la producción de energías intermitentes que la operación segura del sistema eléctrico español es capaz de soportar. Es posible facilitar con algunas medidas regulatorias que se dé solución a este problema, que es esencialmente político. Una de estas medidas es garantizar un uso eficiente de la capacidad comercialmente disponible de la interconexión, aplicando para ello mecanismos de mercado, lo que lamentablemente no ha sido el caso hasta la fecha. Finalmente, tras muchos años de inexplicable abandono en realizar algunas mejoras obvias que -en premier lugar- hubiesen redundado en un ahorro de costes para el consumidor español, se ha puesto en marcha un impecable proceso regulatorio que ha dado como resultado una propuesta de reforma regulatoria avalada por los reguladores y operadores del mercado y del sistema franceses y españoles. Aunque la propuesta tiene aspectos que todavía requieren una mayor precisión y desarrollo, este Libro Blanco apoya esta iniciativa y confía en que pronto dará lugar a una nueva normativa que sustituya a la deplorable regulación vigente.

La planificación de la red de transporte

Este Libro Blanco considera que el procedimiento que la LSE establece para realizar la planificación de la red de transporte es fundamentalmente correcto, por lo que debe llevarse a su estricto cumplimiento. Por un lado debe mejorarse la participación de los agentes e instituciones en el proceso, posiblemente reflejándolo en un nuevo procedimiento de operación. Deben también explorarse las posibles sinergias con otros proyectos de infraestructuras, como ferrocarril y carreteras.

---

[399] No se tratan aquí las interconexiones con Marruecos y Andorra, que no presentan problemas que puedan requerir una reforma regulatoria.

[400] La *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* (UCTE) es la asociación de operadores del sistema eléctrico en Europa continental, que suministra a 450 millones de personas con un consumo anual de aproximadamente 2300 TWh.

Pero donde se espera poder conseguir un margen mayor de avance sobre la situación actual en lo referente a la planificación del transporte es en la reducción mutua de incertidumbre, tanto para el planificador como para los usuarios de la red, a través de una mejora de la información disponible para ambos. Por una parte los avales que se van a exigir para que el Ministerio de Medio Ambiente tramite las autorizaciones de nuevas instalaciones de generación, lo que se espera que permita diferenciar las solicitudes firmes de las meramente especulativas. Por otra parte la ya citada información que el operador del sistema debe facilitar sistemáticamente a todos los usuarios de la red -incluyendo las señales de localización y sus previsiones- debe facilitar la toma de decisiones de éstos, internalizando la información sobre la mejor ubicación en la red. Finalmente, deben reducirse al mínimo imprescindible los retrasos administrativos en las tramitaciones de las nuevas instalaciones de red, por su beneficioso efecto sobre la eficiencia y la seguridad del sistema eléctrico.

Es preocupante la oposición social a la instalación de nuevas líneas de transporte, sobre todo si se compara con la favorable acogida a la construcción de nuevas carreteras o de generadores eólicos, por ejemplo. Es claro que prima el beneficio económico inmediato que estas últimas instalaciones proporcionan localmente, sobre el beneficio difuso para toda la sociedad que se deriva de una línea de alta tensión que transcurre cercana. Es un claro objetivo para una campaña institucional de concienciación pública. También debe ser un componente de un planteamiento global de la cuestión energética con las asociaciones ecologistas. Pero además, ante la evidencia de compensaciones económicas no reguladas y opacas, y admitiendo que no se trata de una solución completa y que presenta dificultades de implantación, debe estudiarse la posibilidad de ofrecer compensaciones económicas reguladas, como medio de satisfacer unas reclamaciones básicas razonables, de atenuar la oposición social existente y de facilitar la tarea de las empresas transportistas.

Aspectos institucionales e incentivos para el Operador del Sistema

Un Operador del Sistema independiente y muy profesionalizado, como es el objetivo de la regulación española, tiene una tendencia natural a primar la seguridad de la operación sobre la eficiencia económica. Por otro lado, unos fuertes incentivos económicos asociados a la reducción de los costes de operación causados por la red o por restricciones de seguridad tienen el peligro de que el Operador del Sistema reduzca indebidamente los márgenes de seguridad para mejorar sus beneficios. Dado el grado de madurez del Operador del Sistema español, parece llegado el momento de plantear unos suaves incentivos económicos, de la suficiente entidad como para incitar al Operador del Sistema a encontrar un equilibrio razonable entre los criterios de seguridad y eficiencia. Estos incentivos podrían tomar la forma de una participación porcentual en los ahorros o en las pérdidas que cada año tengan lugar respecto a un objetivo prefijado en el que el Operador del Sistema pueda de alguna forma influir, tales como el extra coste por restricciones técnicas, el coste de las reservas de operación o las pérdidas en la red. También podrían incluirse incentivos por el aumento de la capacidad media anual de la interconexión con Francia o por incrementar el valor máximo de la producción de carácter intermitente que el sistema eléctrico puede tolerar manteniendo un nivel prefijado de seguridad.

La independencia del operador del sistema es crítica para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico, por lo que deben considerarse positivamente las recientes medidas que

limitan la participación accionarial de los agentes del sistema en REE, aunque este Libro Blanco considera que dichas participaciones debieran anularse por completo. Por otro lado debiera darse mayor institucionalidad al actual Comité de agentes del sistema -ya en el entorno del MIBEL-, con una cierta función de asesoramiento al Consejo de Administración de REE.

Existen ciertos conflictos de interés entre las actividades de operación del sistema y transporte, como ha señalado acertadamente la CNE en sus informes, aunque la reciente adquisición por REE de la mayoría de los activos de transporte que eran propiedad de otras empresas reduce la posibilidad de algunos de estos conflictos. Por otro lado hay importantes sinergias entre las dos actividades, que resultan más evidentes y necesarias en situaciones de emergencia. Ante esta disyuntiva, este Libro Blanco se pronuncia a favor de mantener las dos actividades de transporte y de operación del sistema dentro de una misma sociedad, que sería la propia REE, aunque adoptando un conjunto de salvaguardas que permitan mantener un nivel suficiente de separación y dejando abierta la posibilidad de recurrir a la separación jurídica o de propiedad en caso de que la mera separación funcional y contable sea insuficiente.

Recientes experiencias internacionales y las condiciones específicas del caso español indican la conveniencia de trasladar las actuales exigencias de independencia y transparencia del operador eléctrico (REE) al operador de gas (Enagás), con implicaciones directas sobre el accionariado de este último. A la vista de la creciente interdependencia entre los sistemas eléctrico y gasista, y muy en particular en lo referente a los aspectos de seguridad, este Libro Blanco recomienda que ambos operadores adopten una filosofía unificada de seguridad, que se institucionalice la supervisión conjunta de la operación de ambos sistemas por la CNE y que se examine la futura conveniencia de crear un único operador conjunto para ambas actividades.

Aspectos específicos que plantea la generación del régimen especial

La operación del sistema y el propio desarrollo de la red de transporte experimentan un nuevo desafío con la incorporación masiva de "generación no gestionable" del régimen especial. Deben sumarse distintos tipos de actuaciones para conseguir maximizar la capacidad de incorporación de generación de origen renovable al sistema eléctrico, con el objeto de facilitar en lo posible el cumplimiento de los objetivos establecidos a medio plazo por la vigente estrategia de promoción de las energías renovables. Estos objetivos deben ser compatibles con los límites de incorporación que en cada momento el sistema eléctrico haya de imponer, tras realizar todos los esfuerzos razonables por aumentarlos.

Por una parte es urgente completar la normativa de conexión a la red de las instalaciones de régimen especial, definiendo las condiciones técnicas que se requieren y afrontando aspectos conflictivos como la armonización de procedimientos entre las diversas instituciones involucradas en la adjudicación de las capacidades de conexión, los límites y prioridades de la generación en régimen especial en la conexión y en la producción, la responsabilidad en la inversión y la titularidad de las nuevas infraestructuras de red que sea necesario construir, y los cargos de red que correspondan a la generación en régimen especial con las señales de localización que le correspondan.

En lo que respecta a la operación del sistema eléctrico es preferible concretar aquí solamente para la generación eólica -dada su importancia cuantitativa- aunque los mismos principios generales son aplicables a otra generación no gestionable. Se podrá maximizar la cantidad de producción eólica que la red pueda incorporar si todos los generadores disponen de los medios técnicos para soportar las perturbaciones habituales de la red sin desconectarse, si se establecen medios adecuados de comunicación y control de los generadores con el operador del sistema a través de despachos delegados y si se facilita la participación de esta generación en los servicios complementarios del sistema. Este Libro Blanco considera que es apropiada la orientación regulatoria actual que trata de aproximar en lo posible -sin fundamentalismos-el funcionamiento de la generación en régimen especial a la del régimen ordinario. A este respecto se han de mejorar los sistemas de predicción, se han de atribuir los desvíos a quien los ocasiona y no a las empresas distribuidoras, y se debe fomentar la participación en el servicio complementario de control de tensión.

Finalmente, se insiste en que un aumento de la capacidad de interconexión con Francia redundaría directamente en un aumento del volumen de generación no gestionable que el sistema eléctrico español podría incorporar. Éste es también el caso de una garantía de respuesta en este sentido de las centrales de bombeo con las que cuenta actualmente el sistema.

La generación eléctrica en un modelo energético sostenible

Este Libro Blanco contempla una dimensión de la sostenibilidad del sector eléctrico que va más allá de conseguir que durante los próximos años esté garantizado el suministro de toda la electricidad que se demande, a un precio asequible y con una calidad de servicio aceptable. Éstas son preocupaciones legítimas, pero su satisfacción real no puede examinarse en rigor si no es en un contexto más amplio, en varias dimensiones: el sector energético en su conjunto, desde una perspectiva internacional y con una escala de tiempo suficientemente larga.

Ya se han expuesto en este Libro Blanco las causas de la falta de sostenibilidad de nuestro modelo energético y los desafíos que esto conlleva. El caso español es paradigmático en lo que respecta a la encrucijada energética a la que también se enfrentan actualmente otros muchos países desarrollados. España es un país con una dependencia energética muy alta, a pesar de lo cual han tenido lugar unos muy escasos logros en eficiencia; el crecimiento del consumo de electricidad es claramente superior a la media europea y también el de energía primaria, aunque partiendo de valores inferiores a los medios en Europa, mientras que la intensidad energética sigue una tendencia creciente, contraria a la observada en la UE-15; se está muy lejos de cumplir los compromisos de Kyoto sobre reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; no existe potencial para nuevas instalaciones hidroeléctricas de relevancia; la utilización de carbón nacional se reduce gradualmente, a causa de un conjunto de factores económicos, sociales y medioambientales; la energía nuclear cuenta con una considerable oposición pública; existen abundantes recursos renovables en solar y eólica -al menos-, y esta última se está desarrollando espectacularmente, con el apoyo de un sistema de primas; el esfuerzo en I+D de largo plazo en el sector energético es escaso y decreciente, en este caso de acuerdo a la tendencia de la Unión Europea. La insuficiencia

de los recursos que actualmente se dedican a la búsqueda de soluciones y la ausencia de un debate social sobre este asunto -aunque comienza a despuntar- son signos de que la gravedad del problema no es aún percibida por la mayoría.

En este Libro Blanco, al plantearse la necesidad de una reforma regulatoria de la generación de electricidad en España, y a la vista de la interdependencia y amplitud de los aspectos involucrados, se ha decidido concentrar la atención en un número reducido de temas que se consideran de especial relevancia para la sostenibilidad del modelo energético: a) una visión integral de la sostenibilidad del modelo energético español, que incluya el debate sobre la combinación más adecuada de tecnologías para la producción de electricidad a medio y largo plazo y la función que le corresponde a la planificación indicativa; b) el ahorro y la mejora de la eficiencia energética; c) el rol que pueden jugar las energías renovables y, en un sentido más amplio, el régimen especial de generación; y d) las implicaciones sobre el mercado mayorista de la normativa sobre el mercado de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Además se han comentado otros aspectos colaterales: la I+D en el sector energético, la cooperación internacional para el acceso universal a la energía y la formación y concienciación de la población respecto a los aspectos de sostenibilidad del modelo energético.

Excede con mucho el cometido de este Libro Blanco el establecer la política energética concreta que nuestro país necesita. Esta es la principal tarea de los próximos años para los responsables del sector energético. Aquí se han indicado las directrices que se consideran esenciales para reconducir nuestro insostenible modelo energético hacia una senda de sostenibilidad. Se ha señalado la necesidad de un planteamiento integral, instrumentado a través de la planificación indicativa que establecen las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos. Y se han realizado propuestas concretas de reforma regulatoria acerca de la producción de electricidad en el régimen especial, el rol de la generación nuclear en el mercado de energía y el comercio de derechos de emisión de dióxido de carbono.

La generación en régimen especial: Renovables

Los preocupantes incrementos de la intensidad energética en España por encima de los de la Unión Europea, las alarmantes cuotas de dependencia energética exterior, la necesidad de preservar el medioambiente, y la necesidad de aproximarse al concepto de desarrollo sostenible, deben convertir el fomento de energías limpias y autóctonas en uno de los ejes prioritarios de la política energética del país. En el campo de la generación de electricidad, esto se concreta en una política de fomento de la generación proveniente de fuentes renovables -hidráulica, minihidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa, biogás,…-, de las distintas formas de cogeneración y del tratamiento de residuos. La consideración específica de este tipo de generación está plenamente justificada y responde a una decisión estratégica de carácter energético, medioambiental y social así como de fiabilidad del suministro energético.

La política energética, a través de una planificación integral indicativa, traza unos objetivos de penetración de estas tecnologías energéticas, de forma que se alcancen determinados porcentajes del total de energía primaria a cubrir con fuentes de energía renovables. El Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, en consonancia con lo que establece la

Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE), establece así unos objetivos por áreas, para alcanzar en el 2010 un porcentaje del 12% de la demanda energética en España cubierta por estas tecnologías. En lo que respecta a la generación eléctrica, la Directiva 2001/77/CE establece unos objetivos indicativos que suponen para España alcanzar en el 2010 una cobertura del consumo eléctrico del 29,4% con energías renovables.

El IDAE ha elaborado recientemente un "Balance del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España durante el periodo 1999-2004"[401], en el que constata el crecimiento significativo del consumo global de energías renovables, aunque sea claramente insuficiente para alcanzar los objetivos establecidos en el 2010. Está en proceso de elaboración, por encargo del Gobierno al IDAE, una revisión de los objetivos del Plan, que, constatando los incrementos de la demanda y la deficiente senda de desarrollo de la biomasa -una de las principales apuestas del Plan inicial-, redirige los esfuerzos del Plan hacia la generación eólica principalmente y una mayor aportación de la energía solar. Así mismo el Gobierno acaba de anunciar la ampliación de los objetivos establecidos para la cogeneración desde los 7.000 MW previstos hasta los 9.000 MW.

Este Libro Blanco resalta la importancia del diseño de una política energética activa que marque los grandes ejes de una planificación estratégica de los recursos energéticos, de la que se desprenderán en el caso de la energía eléctrica, entre otros, los objetivos de participación de energías proveniente de fuentes renovables y de cogeneración en la producción de electricidad. Se insiste en que es imprescindible para ello el análisis conjunto de las implicaciones de cada una de las medidas que se adopten en las estrategias sectoriales a la hora de fijar los objetivos. Por ejemplo, y en relación con las limitaciones derivadas de la red de transporte y de la operación del sistema, no sobrepasando en cada momento el umbral de penetración de producción eólica que -tras realizar todos los esfuerzos razonables y poner los medios necesarios- deba establecerse por razones de seguridad del sistema eléctrico.

Tres son las principales áreas regulatorias que afectan directamente al régimen especial de renovables. Los aspectos de conexión a la red y de operación en el sistema, que se acaban de mencionar unos párrafos más arriba, la certificación de origen de cara a la comercialización de estas energías que también se ha mencionado ya, y finalmente los mecanismos de remuneración y de participación en el mercado de producción eléctrica, cuyas líneas generales se comentan a continuación.

El principal mecanismo de apoyo al desarrollo de estas fuentes han sido los incentivos a la producción de energía eléctrica con este tipo de tecnologías, a través de un sistema de primas y precios fijos regulados. Analizados los sistemas alternativos de remuneración y la experiencia internacional al respecto, este Libro Blanco recomienda seguir apostando por el mecanismo de primas -y de tarifas reguladas-, al menos hasta que otras experiencias internacionales que hayan apostado por mecanismos alternativos teóricamente más avanzados muestren su superioridad.

---

[401] Ver un resumen en el anexo del capítulo 2 de este Libro Blanco.

Dado el volumen de instalaciones y de energía implicados y sus perspectivas de crecimiento futuro, se considera sin embargo necesario realizar un mayor esfuerzo para aumentar la eficiencia del sistema de primas sin perjudicar su eficacia, para lo que se recomienda organizar procedimientos de petición de información y seguimiento más sistematizados, que permitan ajustar las primas a las necesidades reales de cada tipo de instalación, liberando así recursos económicos para fomentar nuevas inversiones. Es imprescindible que las primas estén acotadas en el tiempo.

El principal criterio para fijar las primas y las tarifas reguladas debe ser garantizar una rentabilidad razonable y estable de las instalaciones, que permita atraer las inversiones al menor coste financiero posible. De cara a las futuras inversiones se resalta la importancia de la estabilidad regulatoria, que debe traducirse en el respeto a las remuneraciones establecidas para las instalaciones existentes, con el único pero importante matiz de que es necesario acotar en el tiempo, cuando no lo esté, la existencia de dichas primas a la vida útil económica que se consideró a la hora de fijar las primas.

Finalmente este Libro Blanco resalta la importancia de forzar la mayor integración posible con el sistema eléctrico, ya sea de forma individual o agregada. Y se considera, aunque no sea imperativamente imprescindible, que la participación en el mercado de energía eléctrica a todos sus niveles es la forma más efectiva de conseguirlo. La cuota objetivo de participación de estas tecnologías en el sistema es demasiado significativa como para que funcionen al margen de las necesidades del sistema y el propio mercado es el que mejor proporciona estas señales. Todo lo que contribuya a integrarlas facilitará su crecimiento eliminando barreras técnicas relacionadas con la seguridad del sistema. En todo caso ha de ser una opción voluntaria e incentivada para la generación no gestionable de pequeño tamaño.

La generación en régimen especial: Cogeneración

Tanto la regulación española como la comunitaria reconocen desde hace tiempo las ventajas manifiestas de la cogeneración, y se ha venido regulando desde entonces para promover y facilitar su aplicación. La Ley 82/1980 -orientada a promover la conservación de energía- y el Real Decreto 907/1982 -orientado al fomento de la autogeneración de energía eléctrica- ya articulaban medidas para fomentar, entre otros muchos elementos, la cogeneración.

Las ventajas se pueden enumerar como a) *ahorro de energía primaria*, b) *reducción de emisiones,* c) *ventajas asociadas a la generación eléctrica distribuida:* mayor fiabilidad de suministro, reducción de las necesidades de inversión en redes de transporte y distribución, reducción de las pérdidas técnicas, d) a diferencia de algunas fuentes de energía renovables, la cogeneración es un *sistema de generación eléctrica perfectamente predecible y gestionable*, e) contribuye según indica la Directiva "*a la situación competitiva de la Unión Europea*", al mejorar los rendimientos globales de las industrias y procesos en los que se utiliza, con las consiguientes ventajas de cara al desarrollo industrial y a la creación de empleo.

La Directiva europea habla del fomento de la cogeneración como de "*una prioridad comunitaria*", en consonancia con el Consejo, que en sus conclusiones de 30 de mayo de

2000 y 5 de diciembre de 2000 determinó que el fomento de la cogeneración constituía una de las prioridades a corto plazo. También declara que 'la cogeneración orientada al ahorro de energía primaria podría constituir una parte importante del paquete de medidas necesarias para cumplir el Protocolo de Kyoto'.

El Gobierno acaba de anunciar la ampliación de los objetivos establecidos de potencia instalada de cogeneración desde los 7.000 MW previstos hasta los 9.000 MW, que parecen acercarse bastante al potencial de cogeneración en España, a expensas de poder evaluar el potencial en el sector de servicios.

Este Libro Blanco apoya el fomento de este tipo de tecnología y se muestra de acuerdo con la necesidad de reforzar los estudios de evaluación, la recogida de información y el seguimiento necesarios para poder evaluar realmente el potencial de cogeneración en España, y para poder ajustar las primas a las necesidades reales.

Compartiendo los mismos principios esgrimidos para la generación proveniente de fuentes renovables -se trata en ambos casos de una remuneración regulada-, se recomienda mantener el mecanismo de primas construido de forma que se garantice una rentabilidad razonable, estable y acotada en el tiempo así como respetar, en aras de la estabilidad regulatoria, los compromisos con las instalaciones existentes. En este caso, por su carácter de energía gestionable se recomienda su participación activa en el mercado de energía eléctrica, reconociéndole la capacidad de participar en la prestación remunerada de todos los servicios complementarios al sistema como cualquier otro grupo generador del régimen ordinario.

La prima debe garantizar una mayor rentabilidad de los procesos más eficientes. En el caso de la utilización del gas como combustible coincide con el ahorro de energía primaria del proceso de cogeneración, respecto al consumo que hubiera resultado de mantener los dos procesos -la generación de calor útil y la generación de electricidad- por separado, y el índice PES -*Primary Energy Saving*- propuesto en la Directiva parece el indicador más apropiado para ello. En el caso de utilizar otro tipo de combustible -fuel típicamente- más contaminante, se puede mantener el mismo principio, pero deberá ser directamente sensible al incremento de emisiones que provoca -por ejemplo no asignándole derechos gratuitos de emisión por la cantidad de emisiones adicionales que provoca ese tipo de cogeneración-.

Con un control adecuado y reforzado de estos procesos, la cogeneración debe entenderse como una actividad independiente que comercializa dos productos, la electricidad que vende en el mercado eléctrico y el calor útil que vende a procesos industriales. Entendida así no tienen sentido los actuales límites al tamaño o los requisitos mínimos de autoconsumo. El consumo eléctrico del proceso industrial deberá adquirir su energía libremente y podrá por ejemplo participar en los contratos de interrumpibilidad gestionados por el Operador del Sistema. Para todo ello es imprescindible que se adopten las medidas necesarias, para que tanto la producción eléctrica como el consumo eléctrico del proceso industrial puedan ser supervisados y controlados desde los centros de operación.

La asignación de derechos de emisión asociados a la producción eléctrica de un proceso de cogeneración -que podría entenderse como las asociadas a las emisiones totales menos las

que hubiera incurrido de sólo producir calor útil sin cogeneración- debe seguir las mismas pautas que las que se marquen para el resto de la generación.

El Libro Blanco no se pronuncia tajantemente a favor de la utilización del índice PES como índice de medida de la eficiencia de la cogeneración, aunque a falta de profundizar más en el tema, sí le parece el índice más representativo. En cualquier caso se requeriría un análisis más cuidadoso de sus implicaciones en el caso español y existe un transitorio aceptado por la Directiva para postergar la utilización del mismo.

El mercado de emisiones de CO2

En el apartado 2.1.8 del diagnóstico se describe el proceso seguido hasta la fecha para la transposición de la Directiva 2003/87/CE, de conformidad con el Protocolo de Kyoto. Posteriormente, en el apartado 10.2 se plantea una reflexión acerca de los criterios básicos que deberían ser tenidos en cuenta cuando se aborda la transposición de la Directiva y en especial el diseño del próximo PNA 2008-2012 desde el punto de vista del sector eléctrico. Dado que la regulación que emana de esta directiva europea excede el alcance de este Libro Blanco, el objetivo no ha sido plantear propuestas regulatorias con el nivel de profundidad y detalle de los análisis previos. Básicamente estos criterios se pueden resumir en dos: la búsqueda de la eficiencia y la conveniencia de aplicar medidas equitativas que eviten penalizar innecesariamente a agentes del sistema, tanto generadores como sobre todo consumidores.

12.2 Resumen de las propuestas

En este apartado se presentan en forma sintética las principales propuestas de la reforma regulatoria que propone este Libro Blanco. Se recomienda acudir al capítulo correspondiente para comprender el contexto, la justificación, el contenido completo y las consideraciones adicionales para cada propuesta concreta, pues en este apartado solamente se presentan las principales recomendaciones y en forma abreviada.

De acuerdo al contenido y estructura del Libro Blanco, se han agrupado las propuestas en tres bloques. El primero incluye las propuestas estratégicas de reforma que deben permitir que el mercado mayorista de electricidad español pueda funcionar en condiciones de competencia y libre de distorsiones importantes. El segundo bloque comprende las recomendaciones dirigidas a mejorar aspectos específicos del actual diseño de los mercados mayorista y minorista, así como a promover la participación de la demanda en los mercados y a la interacción de la red de transporte y de la operación del sistema con la actividad de generación. Finalmente, el tercer bloque trata sobre aspectos de largo plazo que tienen una influencia significativa en la sostenibilidad del modelo energético: objetivos y planteamiento retributivo de la generación del régimen especial, mercado de emisiones de CO2 y la utilización de la planificación indicativa como herramienta que ayude a definir un planteamiento estratégico.

No se han resumido en este capítulo 12 las observaciones que se han realizado en el capítulo 11 sobre “Otros aspectos por revisar del marco regulatorio de la generación”, por entender que no se trataban en profundidad y que el contenido de este capítulo ya es suficientemente breve. Se recuerda que los asuntos allí tratados son los siguientes: la

generación de electricidad en los sistemas no peninsulares; la generación eléctrica y las competencias administrativas; el mercado del gas; y las funciones de la Comisión Nacional de Energía.

12.2.1 Reformas estratégicas del marco regulatorio para permitir el funcionamiento en competencia del mercado eléctrico

Mitigación del poder de mercado

Este componente de la reforma propuesta es absolutamente esencial. Si no se consigue -ya sea por medio de cambios estructurales o de instrumentos regulatorios apropiados- que el mercado eléctrico funcione con unas condiciones suficientes de competencia, casi todas las principales recomendaciones que este Libro Blanco propone estarán de más. Para empezar, el eliminar el actual sistema de recuperación de los CTC por diferencias -incluyendo su actual utilización como variable de cierre en las tarifas- supondría prescindir del único mecanismo efectivo de mitigación del poder de mercado de las empresas incumbentes del que actualmente se dispone, así que habría que continuar conviviendo con este mecanismo y con su efecto de distorsión del mercado. La tarifa no podría ser aditiva, pues no habría la suficiente confianza en el precio del mercado como para trasladarlo sin más a la tarifa integral. Por consiguiente esta tarifa, al estar desacoplada del precio del mercado, seguiría compitiendo con éste, como ocurre actualmente, de forma que sólo aquellos grupos de consumidores que se ven perjudicados en la tarifa tendrían interés en pasarse al mercado y elegir suministrador. Finalmente, las mejoras y adiciones a la normativa del MIBEL serían puramente de índole cosmética, pues no habría detrás un verdadero mercado.

El elemento central de la propuesta es la regla que limita el nivel de concentración. Las empresas dominantes disponen de procedimientos alternativos para cumplir con ella: ventas de activos y ventas virtuales de energía en cualquiera de los dos formatos descritos previamente en este Libro Blanco: subastas virtuales o contratos virtuales. Determinados contratos de largo plazo, dependiendo de sus características de transparencia, podrían también incluirse. Los contratos virtuales aparecen como un complemento a las subastas virtuales -si se considera que las cantidades que habría que involucrar fueran tales que se pusiera en riesgo el que los agentes obtuvieran un precio justo- o como herramienta útil para otorgar un adecuado tratamiento a los activos vinculados al mecanismo de CTC, como se verá más adelante.

La regla que se presenta a continuación únicamente se dirige a mitigar el poder de mercado en el mercado diario. No obstante, de ninguna forma deben ignorarse las actuaciones específicas que sean necesarias en otros mercados. Más adelante se presentarán recomendaciones para limitar que determinados comportamientos en el mercado a plazo puedan distorsionar el valor de la tarifa integral, así como reformas que impidan que determinadas acciones de los agentes dominantes en los mercados de reservas puedan convertirse en importantes barreras de entrada para nuevos agentes o en penalizaciones injustificadas para otros agentes.

El límite admisible de concentración efectiva

- Se recomienda utilizar una regla simple de limitación de la concentración horizontal para asegurar que se ha mitigado el poder de mercado hasta un nivel aceptable. Tomando como base los análisis cuantitativos realizados durante la elaboración de este Libro Blanco -ver el anejo que se adjunta con el capítulo 3- se propone la siguiente regla: *Ningún agente del mercado podrá disponer libremente en el mercado mayorista peninsular español, y para cada uno de los periodos temporales que se especifiquen -punta, llano y valle de invierno, verano y resto del año-, de una capacidad efectiva de producción superior a un porcentaje de la potencia estimada de punta del sistema para el citado año, donde este porcentaje es diferente para cada uno de los citados periodos temporales.* Los porcentajes citados serán establecidos por el Ministerio, a propuesta de la CNE, y podrán ser actualizados con una antelación mínima de tres años[402]. En el anejo del capítulo 3 se proponen unos valores indicativos, a partir de los análisis que se han realizado. La potencia de punta del sistema a estos efectos será estimada por el Operador del Sistema con una antelación mínima de tres años. Deben realizarse las puntualizaciones siguientes:

  · "Disponer libremente en el mercado" significa que se trata de una capacidad efectiva de producción que no ha sido previamente comprometida por ningún instrumento regulatorio como los que más adelante se describen -e. g. ventas de activos, ventas virtuales de energía o contratos virtuales-, de forma que puede ser contratada a plazo o negociada en el mercado diario sin restricciones. Debe quedar claro que el resto de la potencia del agente productor no desaparece del mercado. En efecto, si se trata de potencia sujeta a una venta virtual de energía, es otro agente el que la lleva al mercado -ya sea de corto o medio plazo- sin restricción alguna. Y si estuviese sujeta a un contrato virtual, ya que se trata de un contrato de carácter puramente financiero que sólo afecta al proceso final de liquidación de la energía, el propietario de la central puede negociar de nuevo esa potencia en los mercados de corto y largo plazo y puede gestionar con total libertad su operación física, su mantenimiento y la gestión de los embalses o de los contratos de combustible según sea el caso, como con cualquier otra central. Lo mismo sería en buena parte aplicable a otros contratos de largo plazo, dependiendo de sus características.

  · La capacidad efectiva de producción de cada planta –a efectos de la aplicación de esta regla de concentración- se determinará por la CNE a partir de valores estándares -para plantas nuevas- y de valores históricos correspondientes a cada periodo temporal especificado -para plantas de más de cinco años de antigüedad-.

  · La limitación propuesta no es estrictamente de "concentración", sino de "concentración efectiva", ya que lo que se está limitando es la capacidad de generación de la que se puede disponer libremente en el mercado, no la capacidad total de generación de la que es propietario un agente. Los porcentajes que finalmente se adopten deben ser revisados periódicamente, o cuando existan cambios

[402] Semejante al plazo que se considere razonable para instalar una nueva central.

sustanciales en las condiciones de partida empleadas en su determinación, como por ejemplo el margen de potencia firme instalada sobre la demanda prevista de punta del sistema.

- El poder de mercado de un agente en unas condiciones de mercado determinadas depende críticamente del margen de potencia de generación disponible sobre la demanda del sistema. Las recomendaciones que aquí se proponen y los valores numéricos sugeridos en el anejo del capítulo 3 parten del supuesto de que se han aceptado las recomendaciones que este Libro Blanco realiza respecto a la reforma del procedimiento de garantía de potencia. En particular, esta reforma garantiza un margen suficiente de potencia firme sobre la demanda de punta y, además, mediante el mecanismo de opciones de fiabilidad, limita eficazmente el incentivo a ejercer poder de mercado precisamente en las situaciones en que el precio del mercado es, o sería, muy elevado. Si no se adoptasen las recomendaciones de este Libro Blanco respecto a la reforma del procedimiento de garantía de potencia la regla de limitación de la concentración efectiva habría de ser más estricta.

- Es importante señalar que una medida de este tipo ni pretende ni puede conseguir eliminar por completo la posibilidad de manipular los precios. De hecho, dependiendo de la medida de mitigación que se utilice, la capacidad para modificar el precio del mercado puede incluso seguir siendo la misma, lo que ocurre es que se ha reducido el incentivo económico para realizar tal modificación y también por tanto el poder de mercado, según la definición aquí adoptada. Además, para poder obtener algún beneficio de su posición dominante, las empresas deben realizar acciones más ostensibles, lo que facilita la tarea de las entidades supervisoras del mercado.

La medida del poder de mercado

- El método más adecuado para cuantificar el nivel de poder de mercado en un sistema eléctrico concreto es realizar una simulación del funcionamiento del mercado, tratando de reproducir de manera tan fidedigna como sea razonablemente posible el potencial comportamiento estratégico de los distintos agentes bajo distintos escenarios, de manera que se puedan comparar para un intervalo de tiempo especificado -típicamente un año- los precios horarios que resultarían si los agentes tratasen de maximizar su beneficio -ejerciendo al máximo el poder de mercado del que dispongan- con los precios que resultarían si ofertasen de forma perfectamente competitiva, i. e. revelando sus costes variables de operación, incluyendo costes de arranque, rampas, etc., según proceda. El nivel de concentración en el mercado será admisible si la diferencia entre las dos trayectorias de precios es, a los ojos del regulador, suficientemente pequeña. En el caso español el mercado que se debe tener en cuenta es el MIBEL, por ser el verdadero "mercado relevante" para la generación española, donde deben incluirse las interconexiones con Francia y Marruecos, aunque su peso en la evaluación final será escaso. En la simulación se ha de partir de la hipótesis de que el mecanismo de recuperación de los CTC no interfiere con el funcionamiento del mercado, en coherencia con lo que se propone más adelante respecto a los CTC.

Criterio para aplicar en caso de adquisiciones y fusiones

- La regla que este Libro Blanco recomienda utilizar para limitar el nivel de concentración empresarial efectiva en el mercado de electricidad debe ser también incorporada -tanto por parte de la Administración como de las empresas-, como un elemento más del conjunto de condiciones que puedan fijarse en posibles procesos de fusiones o adquisiciones de empresas que modifiquen los porcentajes de participación de éstas en el mercado.

- Es importante aclarar que dicha regla no limita necesariamente la cuota de mercado de un agente, sino su capacidad de manipular el precio del mercado en su beneficio. Por consiguiente, en un nuevo caso de una concentración empresarial a ser examinada, el ámbito de aplicación de la normativa propuesta en este Libro Blanco es el de la imposición de condiciones pero no el de aprobación o denegación de una solicitud de concentración.

Instrumentos para la mitigación de poder de mercado

- Un agente que exceda el límite de concentración que se haya establecido tendrá que recurrir a alguno de los instrumentos de mitigación del poder de mercado que el regulador considere aceptables. Aquí se proponen los tres siguientes, cuya descripción detallada se encuentra en el apartado 3.2[403].

  · Las ventas voluntarias de activos de generación.

  · Las ventas virtuales de energía, que en la normativa española se denominan "emisiones primarias de energía". Para cualificar como instrumento mitigador del poder de mercado sería necesario que la duración de estas ventas virtuales fuese al menos de cinco años.

  · Los contratos virtuales. Como la contraparte de estos contratos es la tarifa de acceso que se aplica a todos los consumidores, si las condiciones del mercado cambiasen y la regla que limita la concentración efectiva se pudiera relajar, estos contratos -precisamente por no tener una contraparte definida- pueden deshacerse parcial o totalmente en cualquier momento sin más que modificar a partir de ese momento la tarifa de acceso.

[403] Los contratos voluntarios de largo plazo, con una duración mínima de cinco años, podrían ser otro instrumento alternativo. Pero para que estos contratos cualifiquen en la mitigación del poder de mercado es preciso que hayan sido realizados de forma suficientemente transparente. Y parece muy difícil establecer condiciones de transparencia que satisfagan al regulador si se trata de contratos privados bilaterales. Parece que solamente serían aceptables aquellos contratos que resultasen de subastas públicas, por ejemplo como los que se recomiendan para la adquisición de la energía sujeta a tarifa integral, pero de más largo plazo.

La supervisión del regulador

El papel supervisor y sancionador de la CNE y de las instituciones de defensa de la competencia es crucial para el correcto funcionamiento del mercado, incluso aunque la estructura empresarial y la normativa sean adecuadas. Es imposible -así que no debe intentarse- cubrir con normas y restricciones a la concentración todas las posibles situaciones en las que los agentes pueden abusar de alguna forma de su posición de dominio. Además estas normas y restricciones deben tratar de reducir a una magnitud tolerable las consecuencias que acciones moderadas -y por tanto difícilmente detectables- de ejercicio de poder de mercado puedan tener sobre el mercado. De las acciones evidentes y manifiestas, en caso de ocurrir, así como de las no previstas en la normativa -siempre en necesidad de adaptación y ajuste- deben encargarse las instituciones reguladoras y de defensa de la competencia. Por tanto este Libro Blanco recomienda que:

- Se reanuden, y que esto sea un mandato explícito de la normativa reformada, las reuniones mensuales de supervisión del funcionamiento del mercado y de la operación del sistema en la sede de la CNE y con asistencia de los representantes de ambos operadores. Se recomienda también que a la reunión de supervisión de la operación del sistema asistan representantes del operador del sistema gasista.

- La CNE haga público cada año, no más de tres meses después de finalizar el año, un informe de supervisión del funcionamiento del mercado eléctrico, que abarque todos los mercados organizados -a plazo, diario, intradiarios, de reservas, de restricciones y desvíos- así como las transacciones bilaterales, con la información disponible sobre éstas. El informe también ha de cubrir el mercado minorista.

- La instrucción del expediente recaiga sobre el órgano especializado, que es la CNE, cuando se trate de prácticas restrictivas de la competencia o de abuso de posición dominante en el mercado eléctrico[404].

Otros instrumentos regulatorios para mitigar el poder de mercado

Aunque cada una de las medidas que se mencionan a continuación no tenga por sí misma -ni tampoco en conjunto en las condiciones actuales del mercado eléctrico español- la capacidad de mitigar el poder de mercado existente, sí pueden contribuir a reducir la intensidad que sea necesaria en la aplicación de los instrumentos regulatorios más potentes que se han propuesto anteriormente, en relación con la regla de limitar la concentración efectiva. Estas medidas regulatorias, cuya descripción puede encontrarse en el apartado 3.2, son las siguientes:

---

[404] Podría incluso atribuirse a la CNE la potestad de juzgar determinados casos, para dar mayor agilidad al proceso y quedando siempre sujeto a la supervisión del organismo central de defensa de la competencia. En efecto, la CNE, por su conocimiento especializado de un sector tan complejo como el eléctrico, y por la dotación suficiente de recursos humanos dedicados exclusivamente a la tarea de supervisión del mercado eléctrico, puede ofrecer con rapidez una respuesta que interprete adecuadamente el comportamiento de los agentes en el complejo marco regulatorio de estos mercados.

- El aumento de la capacidad de respuesta de la demanda.
- El aumento de la capacidad comercial disponible de las interconexiones.
- La eliminación de barreras de entrada.
- La asignación de la capacidad de importación en la interconexión con Francia a los agentes no dominantes.
- Mantener un margen suficiente de cobertura de la demanda.
- Facilitar un nivel adecuado de información.
- Revisar las condiciones de competencia real de los mercados de más corto plazo que el mercado diario.

Existen también otros instrumentos regulatorios para mitigar el poder de mercado de corte claramente más intervencionista -como los topes a las ofertas de generación *-price caps-* o la gestión centralizada de los recursos hidráulicos- que este Libro Blanco no recomienda utilizar en el mercado eléctrico español actual, si antes no se han agotado las vías que sí se proponen.

La fiabilidad del suministro

El margen de cobertura de la demanda: seguimiento y planificación

A la vista de las diferentes actuaciones de seguimiento de la cobertura de la demanda que existen actualmente, aquí se propone un posible esquema para su estructuración por medio de tres tipos de estudios, con diferentes horizontes temporales:

- Un estudio de corto a medio plazo, típicamente con horizonte anual y menor, similar a los informes de cobertura que realiza actualmente Red Eléctrica, que sirva como un análisis de predicción de los potenciales problemas más inmediatos de cobertura del sistema.

  Los informes que realiza actualmente el Operador del Sistema a este respecto son mejorables. Se recomienda utilizar métodos de cálculo más avanzados que los que se están actualmente empleando y obtener medidas probabilistas más completas del riesgo de fallo en el que se encuentra el sistema y del correspondiente índice de cobertura que se considera apropiado. Un tratamiento probabilista de los fallos de los generadores, del crecimiento de la demanda y de otros factores análogos mejoraría sustancialmente la calidad de los resultados obtenidos.

- Un estudio de cobertura de medio y más largo plazo, típicamente con un horizonte de cuatro o cinco años -o el plazo aproximado que necesite un promotor para construir una central-, similar al informe marco que en estos momentos realiza la CNE.

  Los resultados de este informe servirían para detectar si es necesario acudir a medidas especiales para fomentar la entrada de nuevas inversiones, como se comenta más adelante. Se recomienda que el Operador del Sistema sea responsable de realizar este

estudio de vigilancia de la cobertura, bajo la supervisión de la CNE. Se recomienda asimismo hacer uso de técnicas probabilistas para el análisis del cumplimiento del índice de fiabilidad o margen de cobertura.

- Un estudio de planificación indicativa de largo plazo, típicamente con un horizonte mínimo de diez años -y hasta de treinta o cincuenta-, que contribuya a una visión estratégica del sistema eléctrico y de éste dentro del modelo energético global. Este aspecto se desarrolla ampliamente más adelante.

Las nuevas inversiones y las autorizaciones administrativas

- Como una primera medida obvia para reducir los actuales retrasos en los procesos administrativos de autorización de nuevas instalaciones se recomienda reforzar los recursos humanos y técnicos a cargo de tramitar los expedientes.

- Con el fin de reducir el aparente exceso de peticiones de construcción de centrales -o de establecer prioridades entre las mismas-, se recomienda exigir un aval a los promotores de nuevas instalaciones al solicitar la declaración de impacto ambiental. El aval se devolvería al completar la construcción de la central. El desarrollo del Real Decreto Ley 5/2005 ya contempla una medida en este sentido.

- Se recomienda realizar un esfuerzo por agilizar los trámites administrativos. El cumplimiento estricto de los plazos en los procesos de información pública reduciría la duración real del proceso administrativo. Dada la multiplicidad de administraciones involucradas, debe examinarse la posible implantación de un procedimiento de ventanilla única, estableciendo formalmente los mecanismos de coordinación entre las administraciones afectadas y definiendo el orden y la estructura de los flujos de información entre ellas. Se evitarían así algunas de las posibles duplicidades de tareas entre las administraciones autonómicas y nacionales. Parece asimismo interesante en cualquier caso promover convenios de intercambio de información y experiencia entre las administraciones nacional, autonómica y local.

- Debe evitarse caer en la tentación de emplear herramientas de política territorial -por ejemplo, condicionando totalmente las autorizaciones de instalación a planes energéticos autonómicos-, para forzar a que sólo se instalen las plantas que se consideran necesarias en los emplazamientos que se consideren óptimos. Esta recomendación del Libro Blanco no niega o discute el derecho que compete a cada Comunidad Autónoma para regular la ordenación de su territorio, pero sí indica que no sería apropiado hacer uso de esta competencia en el proceso de autorización de instalaciones de producción hasta el punto de limitar por completo la libertad de instalación que por otro lado establece la LSE, entorpeciendo así gravemente la competencia. El problema debe abordarse desde la complementariedad de ambas regulaciones –territorial y eléctrica- mejorando, en este último caso, las señales económicas de localización para inducir a los agentes a buscar el mejor emplazamiento disponible, como se ha indicado en el apartado 9.1.

La propuesta de reforma del mecanismo de garantía de potencia

- Se recomienda mantener el pago existente por garantía de potencia a los generadores, donde cada grupo recibe un precio regulado en función de un cierto valor de potencia firme que se le asigna también administrativamente, pero añadiendo dos elementos nuevos:

  · El compromiso -con la consiguiente sanción económica, en caso de incumplimiento- de proporcionar la potencia firme asignada, cuando el sistema se encuentra cercano al racionamiento, a cambio del pago por capacidad.

  · Un procedimiento para asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, en caso de que el mercado por sí mismo, junto con el pago existente por garantía de potencia, no lo proporcione.

Exigir una obligación a cambio de un pago:

- Para los grupos ya existentes en el sistema, el esquema básico del mecanismo que aquí se propone es el siguiente:

  · Se determina administrativamente un valor de potencia firme para cada uno de los generadores existentes, que éstos pueden modificar a la baja en ciertas condiciones.

  · Se establece un pago regulado por cada megavatio de potencia firme, que se abona a los generadores, independientemente de su producción.

  · Durante la operación de corto plazo del mercado, cada vez que el precio de la energía en el mercado diario supere un determinado umbral, se considerará que el sistema está en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro y el generador deberá estar produciendo una cantidad igual o superior a su potencia firme[405].

  · En caso de que no lo haga, se considerará que el grupo no cumple su compromiso de fiabilidad y deberá pagar una fuerte penalización por cada megavatio de su potencia firme no aportado.

  · En las citadas condiciones de precio por encima del umbral, toda la energía producida por las citadas potencias firmes será retribuida al precio umbral[406].

---

[405] En la medida en que dicho precio umbral sea elevado, esto es, esté en general por encima de los costes de producción de cualquier generador, todos los generadores que reciben pagos de garantía de potencia por la potencia firme que les ha sido asignada tendrán interés en estar produciendo cuando aparecen precios superiores al umbral. Si hay en ese instante más potencia firme disponible que demanda, entonces el precio no debería subir por encima del umbral.

[406] Por tanto, en términos más precisos, el compromiso adquirido por un generador cuya potencia firme recibe el pago de garantía de potencia es el siguiente: el generador vende, a cambio de una prima -el pago por garantía de potencia- una opción de compra de la energía que puede producir su

- Algunas precisiones:
  - El precio umbral debe indicar claramente una situación de escasez de capacidad. Debe por tanto ser claramente superior al coste de operación de una tecnología de punta razonablemente eficiente del sistema existente. Por ejemplo 100 €/MWh en el sistema eléctrico español actual.
  - Para que el precio del mercado diario pueda indicar escasez, es preciso que la demanda pueda marcar precio en el mecanismo de casación, lo que no es el caso con la normativa vigente.
  - Es preciso establecer las condiciones de detalle respecto al incumplimiento de la condición de producción teniendo en cuenta la existencia de diversos mercados y formas de contratación. Véase el apartado 4.3.2.
  - El valor de la penalización debe ser verdaderamente disuasorio. Por ejemplo un día de incumplimiento debe suponer la pérdida del monto anual del pago de garantía de potencia para una central.
  - El valor unitario del pago por garantía de potencia debe constar de dos componentes. El primero es un porcentaje elevado pero no completo -por ejemplo, el 80%- del coste fijo de una turbina de gas. Cuanto más parecido sea el precio umbral al coste variable de operación de estos grupos, más parecida deberá ser esta componente al coste fijo total. El segundo debe calcularse como una estimación de las cantidades que debe devolver el generador a la demanda, tanto en concepto de penalizaciones, como en concepto de excesos respecto al precio umbral.
  - La potencia firme asignada a cada grupo debiera ser la producción que pueda garantizar durante las horas de precios altos. Debe tenerse en cuenta que, al constituir la potencia firme un compromiso con sus correspondientes obligaciones, el propio generador debe estar interesado en que no se le asigne un valor excesivamente alto. Para los grupos sin limitación de energía -ya sean del régimen ordinario como del especial- la potencia firme debe ser igual a su potencia nominal. Para los grupos hidráulicos debe ser una función de su producción histórica en las horas que se consideren más críticas del año y tal vez se deba definir estacionalmente. Para la "generación no gestionable" como los grupos solares y eólicos, debe calcularse su contribución media esperada a la potencia firme del sistema únicamente con el fin de incluir esta contribución en la valoración que el operador del sistema debe realizar sobre el posible déficit de potencia firme -ver apartado 1.3.3-. Esta potencia firme no conllevará compromiso alguno de producción en caso de alerta de pre-emergencia, pues estos generadores no pueden controlar al alza su contribución al sistema. La correspondiente retribución por garantía de potencia a la que son merecedores irá incluida en la prima que reciban, que a estos

---

potencia firme, a un precio igual al precio umbral, y está sujeto a una penalización establecida si no entrega lo estipulado cuando se le requiera.

efectos habrá de ser calculada de nuevo, sin que suponga para estos generadores ni beneficio ni perjuicio alguno respecto a su actual retribución.

- Se recomienda que las obligaciones sean inicialmente asignadas y evaluadas a los generadores individuales, aunque más adelante se pueda evolucionar hacia un sistema de compromisos en cartera.

- Las implicaciones que sobre este esquema puedan tener las limitaciones que imponga la red de transporte, así como las derivadas de las importaciones y exportaciones, se comentan más adelante en los apartados correspondientes.

Asegurar un margen de generación:

- Este mecanismo adicional solamente debe utilizarse si el sistema no consiguiese atraer suficiente generación como para mantener el margen de cobertura deseado. La idea consiste en mantener el mismo producto de garantía de suministro de largo plazo que se acaba de describir, pero permitir que la Administración pueda convocar una subasta cuando detecte que no hay suficiente inversión en el sistema, para que los nuevos entrantes determinen cuál es el valor del pago por garantía de potencia -éste es un valor regulado y prefijado para los grupos ya existentes- que necesitan para entrar al mercado español. Así, los generadores existentes seguirían cobrando el precio regulado y los generadores nuevos que resultasen ganadores de la subasta cobrarían el precio de equilibrio de ésta durante cinco años; al cabo de ese tiempo pasarían a tener la consideración de generadores existentes y a percibir el mismo precio regulado que éstos.

  Una de las características positivas de este diseño es que el proceso de la subasta afecta a muy pocos generadores, mientras que la remuneración de potencia de la mayoría está regulada y, esencialmente, es ajena al juego de este mercado de nueva capacidad. Esto permite reducir la interferencia del posible poder de mercado.

  Este método puede contemplarse como una de las formas posibles de implantación concreta de lo establecido al respecto, tanto en la Directiva europea como en la LSE. Sin embargo, aunque el procedimiento que aquí se propone está en línea con las licitaciones que se autorizan en la Directiva 54/2003/CE, se trata de un mecanismo indirecto que interfiere mucho menos en el mercado de generación.

- El esquema básico del mecanismo que aquí se propone es el siguiente:

  - El regulador -con el apoyo del Operador del Sistema- supervisa el valor de la generación existente y cuya incorporación está prevista en un cierto plazo -tres años- y lo compara con la previsión de la demanda para ese plazo, más un cierto margen de reserva.

  - Si el valor de esta generación es inferior al volumen de potencia instalada deseado, se lanza una subasta por la diferencia entre ambas cantidades. En ella pueden participar tanto los grupos nuevos que ya se han instalado, pero que no han resultado ganadores todavía en ninguna subasta, como los nuevos entrantes.

  - El resultado de la subasta consiste en adjudicar a algunos generadores obligaciones asociadas a la garantía de potencia, análogas a las que tienen los generadores existentes, que comienzan al cabo de un cierto plazo -tres años- y que tienen una duración de cinco años a partir de ese momento. A cambio, estos grupos reciben el precio marginal de garantía de potencia que haya resultado en la subasta.

  - Una vez terminado el plazo de los cinco años -o los cinco años menos el tiempo desde que se instalaron, para los generadores existentes-, los generadores pasan a percibir el precio regulado de capacidad descrito en el apartado anterior, como el resto de los grupos existentes.

- Algunas precisiones:

  - El plazo de carencia de tres años en la subasta -esto es, el intervalo entre el instante en el que se realiza la subasta y el momento en el que las obligaciones entran en vigor- debería bastar para que un nuevo entrante pudiese realizar sus inversiones y estuviese en condiciones de producir.

  - Los generadores deben presentar ofertas de precio y cantidad. Y pueden presentar varios bloques de ofertas diferentes.

- El precio de la subasta debe estar acotado entre dos límites. Un límite inferior, igual al precio regulado que reciben los grupos existentes. Un límite superior, que representa el máximo pago por potencia que el sistema está dispuesto a pagar. Se considera que es preferible tener menos potencia instalada que pagar precios superiores a éste. El objetivo de este tope de precios es evitar posibles abusos de poder de mercado para los casos en los que la liquidez de esta subasta no sea alta.

La seguridad de operación del sistema

- Se recomienda que las reglas del mercado y los procedimientos de operación mantengan un equilibrio entre dotar al Operador del Sistema de todos los medios que necesite para realizar su labor y minimizar su influencia en el mercado. Existe un primer dilema básico relativo a las actuaciones del Operador del Sistema: por un lado la necesidad de que sus decisiones sean ejecutivas y le permitan así ser eficaz en su trabajo de preservar la seguridad del sistema y por otro lado la posible discrecionalidad de sus decisiones, que termina influyendo en los ingresos de los agentes y en el comportamiento del mercado mismo.

- Se recomienda crear nuevos servicios complementarios siempre que se estime que será preciso requerir sistemáticamente un cierto tipo de comportamiento, ya sea a un grupo o a todos los agentes. Con ello, se crean instrumentos con los que el Operador del Sistema puede solicitar el servicio que requiere de los agentes con un soporte normativo, asegurándose de que tiene la autoridad para requerir lo que está pidiendo. Casos ejemplo pueden ser un posible servicio complementario asociado a los grupos de bombeo, o una reserva cuaternaria para poder solicitar reservas de operación a generadores con una respuesta lenta. Es conveniente que el Operador del Sistema no abuse del mecanismo de

gestión de restricciones técnicas para resolver otro tipo de problemas y que utilice en cada momento el procedimiento que realmente se ajuste a cada situación.

- En este mismo grupo de medidas debiera incluirse la necesidad de disponer de equipos de medida y control adecuados para todas las instalaciones relevantes del sistema.

- En relación a la gestión de las restricciones técnicas el Operador del Sistema debería facilitar en lo posible el análisis del mecanismo a los agentes, de modo que sus decisiones sean previsibles y comprensibles por los afectados. Aquí es esencial la labor del Comité de agentes del sistema y, especialmente, del regulador supervisando la actividad del Operador del Sistema, lo que debiera estar reglado, como se explicita más adelante.

- Hasta tiempos recientes ha formado parte de la cultura de los agentes del mercado el principio de que las instrucciones del Operador del Sistema deben respetarse en el entorno de la operación, sin perjuicio de que se puedan efectuar reclamaciones posteriormente. Para evitar desvíos respecto a esta forma de actuar, se recomienda que la normativa incluya una categoría de penalizaciones económicas por no seguir las instrucciones del Operador del Sistema.

- Se recomienda agilizar el proceso de aprobación de los procedimientos de operación, para lo que se sugiere que el Ministerio delegue la responsabilidad de aprobar ese tipo de normas de rango menor en la CNE. Asimismo se recomienda mejorar la coordinación entre las actuaciones y procedimientos de operación del operador del sistema eléctrico y el del sistema gasista.

- Debe examinarse la conveniencia de introducir determinados incentivos económicos suaves para que el Operador del Sistema incorpore en sus actuaciones criterios de eficiencia económica. Este asunto también se trata más adelante.

La tarifa eléctrica: tarifa de acceso y tarifa integral por defecto

Estas recomendaciones se realizan en el supuesto de que se aceptan simultáneamente las propuestas acerca de mitigación del poder de mercado, de garantía de un margen suficiente de potencia disponible de generación sobre la demanda del sistema y de eliminación de la interferencia en el mercado del mecanismo de recuperación de CTC por diferencias.

- A pesar de la completa liberalización de los mercados mayorista y minorista, se recomienda mantener una tarifa integral por defecto, que podría eliminarse gradualmente más adelante -comenzando por los consumidores más grandes- una vez que lo permitiesen unas condiciones comprobadas de competencia y madurez de los mercados eléctricos. En todo caso ha de establecerse el procedimiento de cálculo de la tarifa de acceso.

- La metodología de cálculo de las tarifas debe comprender estos tres aspectos: a) determinación del *nivel tarifario,* esto es, los costes acreditados para cada una de las actividades que deben reconocerse en la tarifa; b) fijación de la estructura de las tarifas, esto es, el número y formato de las distintas tarifas que serían aplicables a los diferentes

consumidores, de acuerdo a sus características especificas; c) *asignación* de los costes acreditados a cada una de las tarifas.

- Tanto la tarifa integral por defecto como la tarifa de acceso deben obtenerse con una metodología transparente -hecha pública-, basada estrictamente en los principios de suficiencia -garantía completa de recuperación de los costes reconocidos- y aditividad -i. e. que cada tarifa de usuario final recoja individual y explícitamente todos y cada uno de los conceptos de coste aplicables-. La tarifa integral debe obtenerse añadiendo, a la tarifa de acceso que corresponda a cada consumidor, el precio de la energía en el mercado que corresponda a su perfil estimado de consumo.

- El precio de mercado de la energía que se trasladará a la tarifa integral debe obtenerse a partir de una media ponderada del precio de la energía en el mercado de corto plazo y de adquisiciones de energía en el mercado a plazo por las empresas comercializadoras a tarifa, en subastas organizadas en varios momentos prefijados del año.

- Una vez implantada la reforma del mercado que aquí se propone, y a la vista de los resultados que se obtengan, debe examinarse la conveniencia de que las empresas comercializadoras a tarifa puedan también adquirir opcionalmente su energía en el mercado a plazo. Asimismo podrían introducirse mecanismos regulatorios tipo *"yardstick competition"* -como los actualmente implantados en el reconocimiento del precio de la energía en los mercados de corto plazo- que incentiven una adquisición más eficiente de la energía por estas empresas comercializadoras a tarifa.

- La tarifa integral por defecto no debe constituir un refugio para los consumidores, esto es, debe dejar espacio para la actividad libre de comercialización y no debe competir con ventaja con ella. A este fin, si se considera necesario y teniendo en cuenta el procedimiento concreto que se haya definido para trasladar el precio de mercado de la energía a la tarifa integral, podría establecerse en la tarifa integral un recargo sobre el valor que resultaría estrictamente del traslado del precio de mercado de la energía a la tarifa de acceso. Si se aplicase el recargo, se recomienda aplicarle en la tarifa de acceso implícita para los consumidores que decidan permanecer a tarifa integral, en concepto de cobertura de riesgo.

- Con el objeto de no impedir el cambio entre tarifa por defecto y mercado, pero al mismo tiempo impedir comportamientos oportunistas, deben aplicarse procedimientos de liquidación apropiados como los indicados en la sección correspondiente de este Libro Blanco. Mientras estas disposiciones no estén listas para su aplicación, debe mantenerse una duración mínima de un año para todo nuevo contrato que suponga el paso de tarifa por defecto a mercado o inversamente.

- El principio fundamental de recuperación de los costes totales reconocidos requiere que, tanto las tarifas de acceso como las tarifas completas por defecto, sean ajustadas *a posteriori* para incorporar los desvíos que hayan tenido lugar en los parámetros utilizados en el cálculo de estas tarifas, con respecto a los valores utilizados en su cálculo *a priori*. La metodología de tarifas debe incluir los procedimientos a utilizar para el cálculo de estos parámetros y quién es responsable de su determinación. Dependiendo de la tarifa

concreta, los ajustes por desvíos pueden tener carácter anual o trimestral, o incluso realizarse cuando los desvíos superen un determinado umbral.

- Se recomienda asignar con objetividad, y en lo posible de acuerdo a principios de atribución de causalidad en el coste, los costes de las redes de transporte y distribución a los distintos periodos tarifarios. El resto de los cargos regulados debería asignarse de acuerdo al criterio de minimizar la distorsión económica que introducen las tarifas. A la vista de la evolución de la demanda y del actual perfil bastante plano de las tarifas vigentes, es deseable que aumenten las diferencias de las tarifas entre periodos tarifarios, mientras esto sea coherente con los criterios anteriores.

- Los costes que regulatoriamente se acepten -o, equivalentemente, los descuentos que se apliquen sobre las tarifas- por servicios que algunos tipos de consumidores proporcionan al sistema -como interrumpibilidad, reactiva o modulación de carga- habrán de ser tenidos en cuenta en la metodología, de forma que no se dé lugar a ningún déficit recaudatorio.

- La CNE debiera proponer la metodología de determinación de la tarifa, de acuerdo a los principios que se acaban de enunciar. La CNE debiera también calcular la tarifa cada año -o cuando corresponda actualizarla- y proponérsela al Gobierno. Correspondería al Gobierno aprobar la metodología tarifaria, introducir en ella los criterios de gradualidad o de adaptación a circunstancias especiales que considere adecuados y aplicar estos criterios a las propuestas anuales y a las actualizaciones que le proponga la CNE. La aplicación de estos criterios adicionales por parte del Gobierno en ningún caso podrá ir en contra del principio básico de suficiencia.

- Será necesario un periodo de adaptación gradual desde el cuadro de tarifas actuales para los distintos tipos de consumidores hasta el que resulte de la metodología que aquí se propone. Con el fin de evitar que durante el periodo de adaptación que se establezca las tarifas integrales resultantes sigan compitiendo con la comercialización libre, se propone que en cada caso la tarifa de acceso sea la variable de cierre. Esto es, se calcule transitoriamente la tarifa de acceso como la tarifa integral que durante el periodo de adaptación corresponda aplicar para un determinado tipo de consumidor menos el precio trasladado de mercado de la energía. Los déficit y excedentes que resulten habrán de ser compartidos por otras tarifas, de forma que resulte un ajuste de suma total cero. Pasado el periodo de adaptación, la tarifa de acceso de cada tipo de consumidor se podrá calcular directamente con su propia metodología.

- Los aspectos de la tarifa referentes a promover la respuesta de la demanda y a la información que se debe proporcionar a los consumidores, a través de la facturación, acerca del origen de la electricidad que consumen, se comentan más adelante en el epígrafe sobre “el mercado minorista y la participación de la demanda”.

El tratamiento de los CTC

La propuesta de solución de este Libro Blanco al “problema de los CTC” no es única. Aunque se propone una línea principal de actuación, se reconoce que su implantación es compleja por diversos motivos y se presentan diversas alternativas, indicando sus pros y

contras y también unas preferencias. Un primer motivo de esta complejidad es que la propuesta se desvía necesariamente de la aplicación estricta de la LSE y de su Disposición Transitoria 6ª. El segundo motivo es que se trata de encontrar un punto de equilibrio entre las empresas de producción y los consumidores, y también entre las empresas de producción entre sí. Finalmente, el tercer motivo es que la línea de solución propuesta, buscando una salida equitativa al anterior dilema, tiene que adentrarse en el futuro y revisar el pasado. Revisar el pasado porque han tenido lugar importantes desviaciones respecto a las estimaciones realizadas en 1997 respecto al modo y ritmo de recuperación de los CTC. Y adentrarse en el futuro porque es la única manera de poder definir una situación equilibrada entre las empresas propietarias de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 y los consumidores, así como entre las empresas entre sí.

A continuación se presentan los criterios que se considera deben caracterizar la propuesta regulatoria de futuro tratamiento de los CTC. Seguidamente se describen dos soluciones "fáciles" que algunos agentes o conocedores del sector han sugerido en ocasiones y que, desafortunadamente, no parecen ser adecuadas. Se debe optar, por tanto, por abordar el problema de los CTC sin eludir su complejidad, para lo que se plantean los pasos necesarios: valoración de las cantidades que se deben satisfacer, cálculo de las cantidades percibidas hasta el momento y definición de las alternativas de tratamiento futuro de los CTC, indicando sus pros y sus contras.

Los criterios adoptados

- Los CTC deben constituir la compensación adecuada a los agentes del sistema -generadores y consumidores- afectados por la alteración del valor de los activos de generación debida a la reestructuración de la industria. Dicho de otra forma, los CTC deben permitir la recuperación de las inversiones afrontadas en el contexto del pasado marco regulatorio, respetando las perspectivas de rentabilidad que el pasado marco también determinaba.

- Este Libro Blanco considera que la necesaria reforma regulatoria debe cumplir dos objetivos básicos: adoptar las disposiciones necesarias para garantizar la recuperación de las inversiones en su justa medida y al tiempo conseguirlo sin que el mecanismo interfiera con el normal funcionamiento del mercado, de tal suerte que éste cumpla su función principal como revelador cierto y válido del precio de la energía eléctrica.

- La propuesta de reforma regulatoria del mecanismo de recuperación de los CTC debe atender lo mejor posible a los siguientes criterios:

  · *Vinculación con la mitigación del poder de mercado*, esto es, el tratamiento que se proponga para culminar el periodo transitorio de los costes de transición a la competencia ha de estar necesariamente acompañado de las medidas que garanticen que se alcanza una situación de verdadera competencia en el mercado español.

  · *Minimizar la interferencia con el mercado de generación,* en dos dimensiones principales. Por un lado, evitar que los agentes, con sus actuaciones en el mercado, puedan modificar el monto de sus percepciones de CTC. Asimismo, la solución que

se adopte será tanto más adecuada cuanta mayor sea la cantidad de energía que se vea totalmente expuesta a los precios del mercado.

- *Reducir las asimetrías entre tecnologías y empresas,* ya que los márgenes esperados de explotación en el futuro serán por naturaleza radicalmente distintos en función de la tecnología de la que se trate y de la cartera de tecnologías de cada empresa.

- *Mantener el equilibrio económico equitativo entre generadores y consumidores*. Una vez que se haya conseguido un adecuado equilibrio financiero de las instalaciones de generación a las que se les han reconocido CTC ¿no debe considerarse gravoso para los consumidores el continuar pagando a precio de mercado la electricidad producida por instalaciones cuyos costes de inversión han sido ya totalmente -en su caso- garantizados por estos mismos consumidores? El principio de confianza legítima sobre el cual se apoyaron las medidas compensatorias debiera entenderse de forma recíproca, una vez garantizado el equilibrio económico-financiero para las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987.

- *Ponderar y graduar el impacto sobre los agentes*. Es conveniente implantar el nuevo mecanismo de forma gradual para minimizar su posible impacto negativo en el corto plazo sobre la posición financiera de las empresas. El nuevo régimen regulatorio que se establezca debe en todo momento garantizar que la rentabilidad derivada de la explotación de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 sea razonable, manteniéndose los incentivos adecuados para maximizar la eficiencia de su gestión.

- *Minimizar los cambios reglamentarios,* de forma que los cambios normativos sean los mínimos necesarios, se respete en lo posible la regulación vigente y, sobre todo, que la definición del marco futuro sea lo más coherente posible, para evitar que la inestabilidad regulatoria de los últimos años pueda volver a repetirse.

Las soluciones "fáciles" pero no recomendables

- *La vía continuista*. La determinación del monto de CTC pendiente de recuperación -tanto el total como el correspondiente a cada una de las empresas- podría abordarse simplemente reproduciendo las liquidaciones que sistemáticamente realiza la CNE en aplicación directa de la normativa vigente. En la misma línea, ateniéndose a la literalidad de la normativa de la Disposición transitoria sexta de la LSE, se seguirían calculando los CTC recuperados por las empresas más allá de la fecha en la que la recuperación de cada una fuese completa. A partir de ese momento y hasta el 31 de diciembre de 2010 las cantidades recuperadas por exceso de 36,06 €/MWh debieran ser devueltas por las empresas, pues habrían recuperado en exceso[407]. A partir de 2010 toda la generación existente sin excepción vendería su energía al precio del mercado.

[407] Se hace notar lo paradójico que resulta que la devolución haya de interrumpirse el 31 de diciembre de 2010, pues obviamente a partir de esa fecha el exceso de recuperación continuaría, mientras continúe la vida útil de las instalaciones y éstas sigan siendo rentables.

En opinión de este Libro Blanco esta línea de "solución" conduce a una situación inaceptable. En primer lugar, perpetuaría una situación de interferencia con el normal desarrollo del mercado competitivo que sería insostenible y que es rechazada por todos los agentes. La condición *sine qua non* sobre la cual se apoyan las principales recomendaciones que se plantean en este Libro Blanco es que se establezcan de una vez las medidas regulatorias y estructurales que permitan el libre funcionamiento del mercado, sin la presencia de mecanismos adicionales que permanentemente interfieran en el mismo. Bajo este supuesto, no es justificable mantener una metodología cuya principal justificación era precisamente el control del mercado. En segundo lugar, no se satisface el criterio de mantener un adecuado equilibrio económico a futuro entre generadores y consumidores, aunque se mantendría estrictamente la interpretación literal de la LSE.

- *La vía "radical"*. Una primera conclusión apresurada del cálculo de las cantidades efectivamente recuperadas hasta la fecha puede llevar al error de suponer que, aprovechando que parece claro que todos los agentes recuperarán sus inversiones más tarde o más temprano con mayor o menor probabilidad -alta en todos los casos-, la solución es tan sencilla como precipitar el fin del periodo transitorio suprimiendo ya el mecanismo de recuperación de los CTC y evitando entrar en un proceso de valoración más ajustada que puede no resultar sencillo. Sin embargo, este enfoque choca inmediata y frontalmente contra dos aspectos que deberían cuanto menos ser tenidos en cuenta: por un lado, el impacto asimétrico que esta medida tendría sobre las diferentes tecnologías de generación y por tanto, en virtud de la diferente composición de las carteras de generación acogidas al Real Decreto 1538/1987 de unos y otros, entre los diferentes agentes; y por otro, el impacto asimétrico que tendría entre los consumidores y el conjunto de las empresas, dado que también con alta probabilidad la rentabilidad final resultante de estas inversiones podría ser mucho más que razonable.

Una vez desestimadas las opciones simples, se propone abordar el problema de los CTC sin eludir su auténtica naturaleza y complejidad. Por consiguiente, la propuesta de tratamiento definitivo de los CTC se debe estructurar en tres pasos: valoración de las cantidades totales que se deben satisfacer, cálculo de las cantidades recuperadas hasta el momento en que se ponga fin al periodo transitorio y, finalmente, determinación de la metodología enfocada a garantizar que en el futuro la recuperación de las cantidades remanentes se cumplirá adecuadamente. A continuación se detallan estas tres etapas.

El monto global que debe satisfacerse

- Este Libro Blanco, tras una consideración cuidadosa del asunto, decide partir del mismo planteamiento del Gobierno en 1997, fijando la cantidad a recuperar como el inmovilizado neto pendiente de amortizar en dicha fecha según la normativa del MLE entonces vigente, con algunos aditamentos *ad hoc* que recoge la Memoria justificativa del Proyecto de la LSE, y con la reducción reflejada por el factor de eficiencia.

  Sin embargo, con el objeto de realizar una valoración más completa de la cantidad recuperada hasta la fecha y de su extrapolación a futuro, se propone extender temporalmente en su totalidad el cálculo de los valores estándar de inversión,

contemplando por completo la vida útil económica fijada en su momento en el MLE, y por tanto teniendo en consideración los conceptos que en el cálculo original quedaron fuera de la evaluación: la segunda parte de la inversión en equipo electromecánico y la totalidad de la obra civil de las centrales hidráulicas y de bombeo, así como la parte de la amortización de las nuevas inversiones térmicas que terminaban su vida útil económica más allá de 2013.

La quita que se planteó en la Ley 50/1998 estaba justificada por cambiar una cantidad máxima por una cantidad cierta, permitiendo a los agentes titulizar una gran parte de los CTC tecnológicos. La recomendación de este Libro Blanco, en el contexto de la revisión que se propone -conviene enfatizar esto último- es no considerar la quita y, por tanto, no disminuir el valor estándar de inversión que se pretende remunerar.

El cálculo de la cantidad cobrada hasta la fecha

- Se trata de evaluar las cantidades que hayan sido efectivamente recuperadas por los agentes, desde el 31 de diciembre de 1997 hasta la fecha en la que se decida poner fin al periodo transitorio. Para el cálculo de los resultados de la explotación real de los generadores incluidos en el Real Decreto 1538/1987, se calculan por un lado los ingresos obtenidos y por otro la valoración de los costes incurridos.

- Los ingresos vienen definidos por tres componentes:

  · La retribución obtenida en el mercado, determinada a partir de las "Liquidaciones del mercado" de OMEL -por ventas de energía, servicios complementarios y retribución por garantía de potencia-.

  · La correspondiente a los costes de transición a la competencia, de acuerdo con la información de las "Liquidaciones de las actividades y costes regulados" de la CNE.

  · Los ingresos obtenidos como consecuencia del reconocimiento del déficit de las actividades reguladas de los años 2000, 2001 y 2002.

- Con respecto a los costes de explotación, la recomendación de este Libro Blanco es adoptar los que hubieran resultado de la utilización de los costes estándar del MLE -mención aparte merecen los costes unitarios de extensión de vida útil, que se discuten a continuación-.

- Teniendo en cuenta el peso que los costes de extensión de vida útil tienen en el cálculo -tanto el que determine el grado de recuperación hasta el momento en el que se decida poner fin al periodo transitorio, como el que debe realizarse para valorar el margen futuro- y su débil sustento metodológico en el MLE, se recomienda revisar estos valores, aunque teniendo en cuenta la interpretación que se les deba dar. Por un lado, estos costes reflejan el potencial incremento del coste de operación y mantenimiento estándar debido a la antigüedad de las instalaciones. Adicionalmente, este concepto puede entenderse también como un incentivo que el MLE establecía para que los propietarios de las instalaciones las mantuvieran en el mejor estado posible y de esta manera se maximizara la vida útil técnica de las mismas. Este concepto debería asimismo ser tenido

en cuenta en el caso de que estos valores de extensión de vida útil fueran recalculados, lo que debe realizarse de forma conjunta a la determinación del actualizador adecuado.

- Este Libro Blanco considera adecuado que se haga uso del coste medio ponderado de los recursos invertidos -*Weighted Average Cost of Capital*, WACC- como tasa de actualización de los márgenes de explotación en vez del Euribor, de tal forma que se reconozca a las instalaciones una rentabilidad razonable.

- Con respecto a una posición respecto al tratamiento de las posibles plusvalías por venta de activos de generación, hay que partir del hecho de que este Libro Blanco plantea una metodología para cerrar el tratamiento de los CTC a través de una reforma regulatoria que no está necesariamente vinculada a la actual redacción de la LSE, y por tanto no pretende resolver el tratamiento de las plusvalías sino a la luz de dicho enfoque. Y se concluye que no procede contemplar ninguna potencial plusvalía derivada de la enajenación de instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 que haya podido producirse con anterioridad a la fecha en que se publica este Libro Blanco.

Alternativas de tratamiento futuro de los CTC

Este Libro Blanco opta por definir un esquema regulatorio de carácter permanente, que evite cualquier interferencia indeseada con el mercado, que establezca un trato equitativo entre unas y otras empresas y entre éstas y los consumidores, y que garantice el cumplimiento del compromiso de asegurar la recuperación de las inversiones contempladas en el Real Decreto 1538/1987 con una rentabilidad razonable, definiendo un marco definitivo no sujeto a futuras revisiones. Los mecanismos alternativos que se plantean se agrupan alrededor de dos enfoques diferentes, que de alguna forma reflejan dos tendencias en las experiencias internacionales: la estimación *ex ante* del monto total de CTC a recibir o reintegrar en adición a la retribución por mercado *versus* la fijación *a priori* de unas cantidades anuales sujetas permanentemente al mecanismo de CTC. Este Libro Blanco presenta a continuación este conjunto de alternativas y expresa su valoración acerca de las mismas.

A) La estimación *ex ante*.

- Consiste en extender la misma metodología utilizada en el paso anterior -cálculo de la cantidad cobrada hasta la fecha- para estimar los márgenes que las mismas instalaciones obtendrán en el futuro. Para ello sería necesario estimar el valor que tomarán todas las variables implicadas en la determinación de los futuros márgenes de explotación de los generadores CTC: Vidas útiles técnicas residuales de las instalaciones, ingresos -a partir de la estimación de las cantidades producidas y los precios a los que se espera que resulten remuneradas- y costes de producción -de nuevo los costes estándar, y de nuevo planteándose la conveniencia de revisar los valores tanto de los costes de extensión de vida como del actualizador, i. e. el WACC más adecuado-.

- Una vez calculadas las compensaciones correspondientes -como la remuneración pendiente de las inversiones de la generación CTC menos el margen de explotación que acaba de estimarse, e independientemente de que resultasen positivas o negativas- deberían laminarse, en un número de años a determinar, como un cargo regulado en la

tarifa de acceso. Para evitar interferencias con la operación eficiente de los activos se debería garantizar que estas cantidades no estarían sujetas a revisión alguna. Las correspondientes instalaciones de generación pasarían a operar en el mercado expuestas en su totalidad al precio del mercado[408].

- En principio este enfoque requiere realizar un único cálculo en origen sin necesidad de revisión. El problema es la complejidad del cálculo y la gran incertidumbre al que está expuesto. Realmente se estaría hablando de reabrir un proceso equivalente al que llevó en 1997 a la determinación de los CTC. A estas alturas del proceso de liberalización del sector, cuando lo que se espera es un planteamiento acerca de la terminación del proceso de recuperación de los CTC, es de esperar que esta propuesta encuentre pocas simpatías. A pesar de la ortodoxia conceptual de este enfoque, dada su complejidad e incertidumbre, así como su notable desviación de la normativa vigente y su potencial impacto radical sobre los resultados de las empresas, este Libro Blanco propone una línea de actuación alternativa que simplifica muchas de estas complejidades.

B) Mejora de la cláusula de salvaguardia hasta 2010 con varias alternativas de continuación.

- En este enfoque se distinguen dos periodos diferenciados: hasta 2010 y el periodo posterior. Solamente se plantean diversas opciones en el segundo periodo. Durante el primer periodo únicamente se introducen las modificaciones necesarias para eliminar la interferencia no deseada del mecanismo vigente en el mercado. Así se cumple con los criterios de minimizar la interferencia del mecanismo en las decisiones de corto plazo de los agentes, así como el volumen de modificaciones con respecto al marco regulatorio vigente actualmente.

- Durante el primer periodo -hasta el 31 de diciembre de 2010, fecha que determina el fin del periodo transitorio en la legislación vigente- se mantendría la cláusula de salvaguardia que establece la LSE, el actual precio de referencia de 36,06 €/MWh para las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987, pero fijando *a priori* las cantidades afectadas anualmente por el mecanismo para cada uno de los agentes. De esta manera, se convierte el mecanismo de recuperación de CTC en un contrato por diferencias de precio fijo y cantidad fija, con lo que se eliminaría el incentivo a ofertar por debajo -o por encima- de costes variables con el objetivo de incrementar el ritmo de recuperación de CTC. Las cantidades contratadas deben determinarse a partir de las producciones medias estimadas del conjunto de las instalaciones incluidas en el Real Decreto 1538/1987 de cada agente. El saldo de la diferencia entre el precio de mercado de la energía y el precio del contrato (36,06 €/MWh) se aplicaría como una reducción -o cargo- sobre la tarifa de acceso que han de pagar todos los consumidores[409]. Los contratos no estarían asociados a plantas de generación concretas, sino a perfiles de

[408] Excepción hecha de las cantidades que se hubieran podido contratar virtualmente atendiendo a la norma de mitigación de poder de mercado.

[409] El formato de estos contratos por diferencias es idéntico al de los contratos virtuales que se proponen como uno de los mecanismos para la mitigación del poder de mercado en el capítulo 3.

energía total por agente, que aproximadamente reflejen la producción media estimada de su generación CTC a la que se apliquen.

- El mecanismo propuesto para el primer periodo tiene -con respecto a la situación actual- una clara ventaja en lo que respecta al funcionamiento del mercado. Por un lado elimina la distorsión causada por el mecanismo vigente al aplicar contratos por diferencias a cantidades prefijadas de energía. Además, estas cantidades contratadas serán, en todo caso, menores que las que actualmente están sujetas al mecanismo de recuperación por diferencias, dependiendo de las cantidades contratadas asociadas a las previsibles producciones con carbón y fuel oil, según se comenta en el capítulo 6. Finalmente, estos contratos por diferencias cualifican como mecanismo mitigador del poder de mercado, lo que permitiría aplazar la aplicación de estas medidas al menos hasta 2010[410].

- Es necesario que el regulador defina desde el principio el tratamiento regulatorio que aplicará a la generación CTC después de 2010. Si no fuese así, y el asunto se dejase de nuevo abierto, las decisiones de explotación de las instalaciones de los agentes se verán necesariamente influidas por la incertidumbre del futuro tratamiento de las cantidades pendientes y en general de sus instalaciones de generación, y de nuevo nos encontraríamos con distorsiones del funcionamiento del mercado. Se indican tres posibilidades de continuación:

  - B1) Consentir que los activos de generación CTC pasen libremente a mercado, lo que sin duda responde con mayor fidelidad a la literalidad de la interpretación de la LSE. En este caso el regulador debería tener en cuenta y ponderar que se encontraría por un lado con el problema del asimétrico impacto de la medida sobre los agentes -debido a la dispar rentabilidad futura de unas y otras instalaciones- y además, con el desequilibrio entre generadores y consumidores. Éste será previsiblemente muy fuerte en contra de los consumidores, a la vista de los amplios márgenes previsibles de explotación de las tecnologías hidráulica y nuclear, y de sus largas vidas útiles técnicas -hasta el final de la concesión hidrológica en el primer caso y mientras se extiendan las licencias de operación en el caso de las nucleares, alguna de las cuales no tendrá aún ni siquiera 25 años en 2010-.

  - B2) El desequilibrio entre agentes y entre generadores y consumidores puede resolverse estimando *ex ante* para cada agente -como en la alternativa (A) anteriormente descrita- los márgenes por encima de costes estándar a que podrán dar lugar las instalaciones cuya vida útil técnica se extienda más allá del año 2010 y deduciendo las cantidades resultantes de las inversiones pendientes de recuperar. Si

[410] En todo caso esta alternativa sería significativamente superior al mecanismo vigente en la actualidad, según el cual ni uno solo de los MWh producidos por una instalación incluida en el Real Decreto 1538/1987 percibe el precio del mercado -el ingreso marginal de una unidad producida de más es siempre 36,06 €/MWh-. Fijar la cantidad anual sujeta al contrato por diferencias supone un avance significativo en el proceso liberalizador, porque se mitiga la interferencia del mecanismo y porque se envía la señal adecuada a los generadores, que percibirán el precio del mercado por toda cantidad que consigan percibir por encima o por debajo de la vinculada al mecanismo.

las cantidades resultantes fueran superiores a estas últimas, se deberían determinar unas compensaciones por parte de los generadores que se podrían reflejar en reducciones de la tarifa de acceso de todos los consumidores. Pero, de nuevo, nos encontraríamos con los mismos problemas que anteriormente se describieron para la alternativa (A) *ex ante*.

- B3) Extender el mismo mecanismo del primer periodo en forma de contratos -financieros- por diferencias de cantidad fija -de nuevo la producción estimada de las instalaciones-, pero ahora con un precio igual a la extrapolación del coste estándar comprometido en el MLE, incluyendo todas las consideraciones de rentabilidad razonable que se consideren oportunas[411]. En este enfoque se evita estimar el precio futuro al que resultarán remuneradas las instalaciones, con lo que la evaluación de las compensaciones necesarias se simplifica enormemente y también la incertidumbre correspondiente. Se eliminan así las asimetrías a futuro entre agentes y también entre generadores y consumidores. Tiene el inconveniente de que el volumen de energía que se vería afectado por estos contratos sería mayor que el estrictamente necesario para cumplir con la regla de mitigación del poder de mercado. Este inconveniente se puede reducir si, tal como se explica en el capítulo 6, se considera razonable excluir de estos contratos a las tecnologías de carbón y de fuel oil. Es también posible reducir el volumen de energía contratada por diferencias asociada a cualquier tecnología -como nuclear o hidráulica- haciendo uso de otros instrumentos regulatorios que se describen en el capítulo 6 de este Libro Blanco.

12.2.2 Reformas regulatorias para mejorar el diseño de los mercados mayorista y minorista de electricidad

El Mercado Ibérico de Electricidad

Contratación y mercado a plazo

- El Real Decreto Ley 5/2005 -artículo 22.7.m- asigna al Operador del Sistema la responsabilidad de liquidar los pagos y cobros por garantía de suministro. Además, el desarrollo de esta normativa asegura que dichos pagos y cobros sólo dependen de las características de los generadores o consumidores, sin que sea relevante en qué mercado negocian su energía. Se independizan así los pagos por capacidad de las modalidades de contratación, lo que elimina una barrera regulatoria que ha sido decisiva para el casi nulo desarrollo de la contratación bilateral en el mercado eléctrico español. Un aspecto adicional de carácter menor, que se considera recomendable, es asignar el pago de los consumidores por este concepto a la tarifa de acceso.

- Se recomienda restringir a dos años la duración máxima de los contratos durante un periodo inicial, como medida de protección a los consumidores en el mercado libre y

[411] Igualmente se podría definir una senda gradual -siempre prefijada- para pasar del actual precio de referencia a los niveles definidos por la extrapolación de los costes estándar reconocidos en el MLE, evitando así que en el fin del periodo transitorio en el año 2010 se produjera una discontinuidad demasiado acusada.

para evitar que se pueda retirar durante mucho tiempo un volumen importante de demanda del mercado. Debe fijarse un plazo para valorar si debe o no prorrogarse esta limitación.

- En relación con la demanda a tarifa, el aspecto sujeto a debate no es el mercado a plazo en sí mismo, sino cómo traspasar y en qué medida los costes de las compras a plazo al precio de la energía que se incorpora a la tarifa regulada. Este aspecto ha sido ya descrito en el epígrafe dedicado a las tarifas integrales. La discusión en detalle se encuentra en el apartado 7.1.2.

Mercado diario

- El funcionamiento de las reglas de la casación del mercado diario ha sido razonablemente satisfactorio en estos años, por lo que no se propone realizar cambios de importancia en las mismas. Sí se recomienda eliminar la necesidad de asociar las ofertas a una unidad física de producción, por coherencia con el mercado a plazo en el que las unidades de venta ya no corresponden necesariamente a generadores físicos sino que, por ejemplo, también es posible vender una energía que previamente se ha comprado mediante un contrato a plazo. Se debe dejar que las empresas presenten ofertas para toda su cartera de grupos, y posteriormente indiquen -nominen- cuáles de sus generadores van a producir la energía comprometida.

- Se propone mantener las condiciones complejas en las ofertas al mercado diario, ya que no suponen especial problema en el mercado; al menos hasta ver qué uso hacen de ellas los nuevos entrantes.

Mercados intradiarios

- Dado que el funcionamiento de los mercados intradiarios ha sido razonablemente satisfactorio, la motivación de armonizar con la mayoría de los mercados europeos no parece suficiente motivo para modificar este aspecto característico del mercado organizado español. Sí es posible introducir ajustes menores para evitar que se traslade un volumen importante de energía a estos mercados desde el mercado diario.

Mercados de operación

- El criterio básico que inspira las propuestas de este Libro Blanco en relación a los mercados de operación es, de nuevo, que el precio de estos mercados ha de ser creíble, por lo que es preciso corregir los posibles abusos de posición de dominio donde existan, de forma que se consiga un precio razonable de los servicios del sistema, ya que son un elemento clave en el funcionamiento del mercado eléctrico en su conjunto.

- No parece oportuno introducir cambios sustanciales en el actual tratamiento regulatorio de la reserva primaria, ni introducir competencia en su gestión, ni asociarle pagos específicos, en la medida en que es considerado un prerrequisito para poder conectarse al sistema. Se recomienda reforzar la labor de inspección del Operador del Sistema y de la CNE a este respecto, asegurándose que todos los equipos instalan y regulan adecuadamente los equipos asociados a la reserva primaria.

- Se recomienda adoptar un procedimiento de adquisición de la banda de reserva secundaria basado en contratos de largo plazo -anual, o en plazos más largos, si se estimase oportuno- realizados entre el Operador del Sistema y los generadores capaces de proporcionar el servicio. Se trataría de un proceso de contratación a través de subasta, estrechamente supervisado por el regulador. El contrato comprometería a la empresa generadora a proporcionar la potencia de banda pactada, al precio fijado en el contrato, siempre que el Operador del Sistema se lo requiera. Los contratos se asignarían por empresa, de modo que ésta pueda hacer una gestión interna de su cartera.

- Se recomienda también que el Operador del Sistema estudie la posibilidad de utilizar una mayor cantidad de recursos para la reserva secundaria relajando las condiciones técnicas que se requieren actualmente. Este estudio podría plantearse en el contexto de un esquema de incentivos para el Operador del Sistema que tratase de combinar apropiadamente los aspectos de eficiencia y seguridad.

- Se propone modificar el modo en que se evalúa el cumplimiento por parte de un generador de sus obligaciones de reserva secundaria. Debe establecerse un procedimiento de medida que muestre la respuesta de cada uno de los generadores a las señales de control secundario, y permita comprobar individualmente si los diferentes generadores que han vendido banda de secundaria al Operador del Sistema están efectivamente cumpliendo con su obligación. La idea, equivalente en la práctica a utilizar un área de regulación única para todo el sistema, permite no pagar a ningún grupo que no esté dando el servicio y hace que deje de existir la ventaja que actualmente disfrutan las empresas mayores. El reparto de los costes asociados a la reserva secundaria dejaría de este modo de estar asociado a las áreas de regulación, para repartirse entre todos los usuarios del servicio.

- El mercado de reserva terciaria no presenta problemas de concentración tan acusados como los que existen en el de reserva secundaria, por lo que no es necesaria en este caso la estricta supervisión propuesta para la reserva secundaria, y el diseño actual del mercado podría funcionar sin necesidad de plantear modificaciones. Se propone, sin embargo, examinar la posibilidad de que esta reserva terciaria también pudiera ser comprada a plazo por parte del Operador del Sistema, análogamente a lo que se ha propuesto con la reserva secundaria, permitiendo mayor libertad de acción al Operador del Sistema en la provisión de estos servicios.

- No debiera obligarse a presentar ofertas en el mercado de reserva terciaria a los grupos que no lo pueden prestar por sus propias condiciones técnicas. Para que el Operador del Sistema pueda tener ofertas de todos los grupos disponibles -a utilizar en casos de crisis-, se recomienda estudiar la creación de un nuevo tipo de reserva más lenta -cuaternaria- a la que se pudieran acoger todos los generadores -exceptuando, tal vez, a las nucleares- sin tener que exigirles por encima de sus características de funcionamiento.

- Se ha planteado la propuesta de que las centrales de bombeo sean controladas directamente por el Operador del Sistema, para evitar comportamientos de los propietarios que puedan afectar a la seguridad del sistema. Este Libro Blanco considera que es preferible no tener que recurrir a estos extremos, sino mantener la operación de

estas centrales en manos de sus propietarios y la influencia del Operador del Sistema enmarcada dentro de la compra de los servicios complementarios. A este objeto se propone crear un nuevo servicio complementario, diseñado específicamente para adaptarse a los requisitos que el Operador del Sistema quiere de las centrales de bombeo.

Restricciones

Con la entrada en vigor del Real Decreto 2351/2004 se han solucionado sustancialmente los defectos más importantes que se habían detectado en las anteriores reglas de operación en relación con la gestión de restricciones técnicas. Aquí se presentan recomendaciones respecto a algunos aspectos, ajenos al núcleo central de este Real Decreto, que todavía admiten algunas mejoras.

- Se recomienda que el Operador del Sistema facilite en lo posible el análisis del mecanismo de gestión de restricciones a los agentes, de modo que sus decisiones sean previsibles y comprensibles para los afectados. Por otro lado, es importante dotar al Operador del Sistema de todas las herramientas regulatorias específicas que necesite, en forma de nuevos servicios complementarios cuando haga falta, para evitar que utilice el mecanismo de restricciones por motivos que no se derivan estrictamente de un problema de restricciones. A este respecto se considera fundamental la labor del Comité de agentes y, especialmente, del regulador supervisando la actividad del Operador del Sistema y encauzando sus actuaciones dentro de las figuras regulatorias adecuadas.

- Se propone que el Operador del Sistema establezca contratos de largo plazo -con una duración de uno o varios años- con los grupos generadores situados en zonas críticas, de modo que sus precios queden prefijados y no sea necesario discutirlos cada vez que el grupo es llamado por restricciones. Estos contratos se activarían sólo si los generadores afectados son llamados a producir por restricciones sin posibilidad alguna de mercado.

- Se propone examinar la posibilidad de retrasar, aproximándolo más al tiempo real, el momento de la resolución de las restricciones, con objeto de evitar el solucionar problemas que pudieran haber desaparecido solos después del primer intradiario. Si se incorpora un esquema de incentivos al Operador del Sistema, éste posiblemente proponga por sí mismo una medida de este tipo, buscando reducir los costes de las restricciones.

Liquidaciones

- Debe tomarse como punto de partida la acertada distribución de responsabilidades entre el Operador del Mercado y el Operador del Sistema que establece el Real Decreto Ley 5/2005 y sus desarrollos. Lo anterior es consistente con las oportunidades de contratación que se ofrecen en el entorno del MIBEL, donde las transacciones bilaterales pueden alcanzar mucha relevancia. A efectos de liquidaciones deben distinguirse tres tipos: los pagos asociados a las compras de energía, los pagos y cobros asociados a los servicios del sistema y los cargos regulados -transporte, distribución, etc.- que liquida la CNE.

- Los pagos asociados a las compras de energía son ingresos o pagos asociados a los precios que resultan en los diferentes mercados -diario o intradiarios- y a las transacciones allí realizadas, y son liquidados por OMEL. Una vez que se han separado de otros pagos más relacionados con la operación del sistema, su liquidación no debe presentar dificultades y debe ser posible calcular los cobros o pagos de cada uno de los participantes en estos mercados de forma casi inmediata, sin que sea necesario ningún ajuste posterior.

- Respecto a los cargos por operación del sistema, y siguiendo en parte algunas de las sugerencias expresadas por REE, se propone utilizar un sistema de precios calculados *a priori* para cada uno de los servicios del sistema, de modo que bastaría con conocer las medidas de un cierto agente para realizar sus liquidaciones, sin que sea necesario esperar a que se encuentren disponibles las medidas de todos los agentes. Los errores que se produzcan entre los precios estimados *a priori* y los costes reales de operación se considerarán un desvío, y se incluirán entre los costes a recuperar en el siguiente periodo. Esto permite que los cargos del sistema se conozcan *a priori* por cada agente, lo que es la situación en la mayoría de los mercados europeos, evitando la actual incertidumbre respecto a estos cargos y facilitando así la actividad en este mercado. Además, se propone asignar estos pagos intentando reflejar de forma algo más precisa el impacto que cada agente tiene en los costes del sistema.

- La liquidación por el Operador del Sistema de la garantía de potencia permite que estos pagos se independicen del precio de la energía. Formaría parte, por tanto, del término que depende de la energía medida de cada agente. Sobre eso, es posible añadir una modulación que concentre los costes sobre las horas de mayor demanda, como se sugiere en el apartado 5.3. Podría incluso considerarse el incluir este cargo en la tarifa de acceso.

- Se espera que estas medidas, al permitir reducir el plazo de las liquidaciones, contribuyan asimismo a reducir los avales que actualmente solicita OMEL, cuyo actual volumen es visto por algunos agentes como una posible barrera de entrada al mercado.

Reglas y financiación de OMEL

- En el apartado 7.5.2 se comentan los distintos enfoques respecto a la exclusividad del Operador del Mercado, la responsabilidad sobre la naturaleza y modificación de sus reglas y el origen de su remuneración. Son todos ellos aspectos interrelacionados y hay aspectos a favor y en contra de cada opción. Se recomienda mantener un cierto equilibrio entre las distintas soluciones. Parece positivo que los Operadores del Mercado se financien con cuotas de sus clientes, aunque se llegue a esta situación en forma gradual y, al mismo tiempo, estableciendo que la demanda regulada tenga la obligación de comprar en los mercados organizados -OMEL y OMIP-. Esto justificaría que el regulador pueda intervenir para realizar algunas recomendaciones sobre la normativa de funcionamiento de ambos mercados, orientadas a garantizar su neutralidad y su buen funcionamiento.

Información sobre el mercado

- Se recomienda que los datos referentes a resultados del mercado -precios y cantidades que resultan de cada una de las etapas- se hagan públicos inmediatamente, para dar mayor credibilidad al mercado y para fomentar la confianza de los agentes en los resultados de la casación.

- Se recomienda que también se hagan públicos inmediatamente los datos de información general sobre el sistema: indisponibilidades de grupos, indisponibilidades de líneas, previsiones de demanda o previsiones de producción eólica, que son especialmente necesarios para los agentes de pequeño tamaño.

- Por el contrario, la información detallada sobre la curva de oferta -precios y cantidades ofertadas en el mercado- podría ser utilizada por las grandes empresas -y no por las pequeñas- para optimizar sus posibilidades de ejercer, en su caso, poder de mercado. Se recomienda publicar esta información de forma completa, pero con un retraso importante, por ejemplo de seis meses.

Interconexiones internacionales

Con respecto a la interconexión entre España y Portugal, en la operación de corto plazo se recomienda la utilización del procedimiento de *market splitting* para enviar la señal económica correcta a los agentes del mercado, siempre que se congestione la interconexión. También se recomienda la realización de subastas explícitas de la capacidad de interconexión en el medio-largo plazo, tal como ha sido propuesto por las comisiones reguladoras de ambos países.

Más adelante se comenta acerca de la interconexión con Francia, en la sección sobre generación y la red de transporte.

Aspectos institucionales y armonización regulatoria con Portugal

- Se presenta una relación de los temas que se consideran más relevantes para tratar en el necesario proceso de armonización regulatoria con vistas a la implantación del MIBEL:

  - Aspectos organizativos:

    · La supervisión del mercado conjunto, y la coordinación de los dos reguladores para hacerlo.

    · Los requisitos de estructura del Operador del Sistema y el transportista. Deben tener criterios comunes de independencia, separación de actividades, etc.

  - Aspectos relacionados con la mitigación del poder de mercado:

    · La implantación de los CMEC.

    · Criterios comunes de control del poder de mercado, de modo que las reglas se apliquen a cualquier posible fusión o movimiento empresarial en el MIBEL.

  - Organización del mercado mayorista y precios de la energía:

- Remuneración de los operadores del mercado y posible creación de nuevos mercados.
- Criterios comunes sobre cómo se calcula el precio de la energía que se traslada a la tarifa integral.
- Remuneración de los servicios complementarios, sus liquidaciones y cobro de los desvíos, y cómo tratar los posibles problemas de concentración en esos mercados.
- Información que cada agente y cada Operador del Sistema debe proporcionar al mercado.
- Procedimientos de gestión de la interconexión y procedimientos técnicos para coordinar la operación de los dos sistemas en el corto plazo.
- Revisión del actual incentivo especial de las distribuidoras portuguesas para comprar en España.

- Red de transporte: señales de localización, especialmente las pérdidas.
- Garantía de suministro: puede gestionarse separadamente de forma transitoria y no tomar en cuenta las importaciones y exportaciones, pero sí debiera armonizarse el formato común del producto y el precio umbral en particular.
- Mercado minorista: al menos es necesario armonizar los procedimientos de cambio de suministrador.

El mercado minorista y la participación de la demanda

Eliminación de la interferencia de las tarifas integrales por defecto en la comercialización

- De acuerdo a lo expuesto anteriormente acerca de la tarifa eléctrica, se da aquí por supuesto que el diseño de la tarifa integral por defecto es tal que deja espacio para la actividad libre de comercialización y no compite con ella.

La separación más estricta entre distribución y comercialización

- Se propone un conjunto progresivo de medidas que se van endureciendo gradualmente. Hay un mínimo ineludible y otras medidas opcionales. Si las medidas más suaves funcionasen suficientemente, bastaría con ellas. Si fuesen insuficientes deben utilizarse las medidas más estrictas, para garantizar un funcionamiento correcto del mercado minorista.

El conjunto mínimo ineludible de medidas:

- Si así lo requiere la transposición de la Directiva[412], separar jurídicamente la comercialización regulada de cada empresa distribuidora. No habría otras comercializadoras reguladas que las que tuviesen esta procedencia.

- Si se aplica la medida anterior, también debieran estar separadas jurídicamente la comercializadora libre y la regulada que pertenezcan a un mismo grupo empresarial. La transferencia de información entre ambas, acerca de los consumidores de la comercializadora regulada, estará estrictamente prohibida. Sin embargo, las medidas realmente efectivas a este respecto son las que más abajo se describen respecto al tratamiento de la información sobre los consumidores.

- Asignar a la empresa de distribución la responsabilidad de realizar las medidas del consumo de electricidad a todos los consumidores conectados a su red, con independencia de que adquieran su energía en el mercado libre o bien abonando la correspondiente tarifa al comercializador regulado.

- Establecer unos estándares mínimos de atención al cliente -además de los existentes de calidad- que todas las distribuidoras habrán de cumplir o ser sancionadas. Esta medida tiene por objeto combatir la posible injerencia en el mercado minorista de la distribuidora incumbente -ayudando a la comercializadora regulada y/o libre de su mismo grupo empresarial en la competencia con otras-.

- Adoptar un procedimiento de gestión de los datos disponibles acerca de los consumidores, que ponga esta información a disposición de todos los comercializadores con interés en la misma, sin discriminación alguna entre las empresas comercializadoras del mismo grupo empresarial del distribuidor al que cada consumidor está conectado y las restantes comercializadoras. Si este método no funcionase suficientemente bien, habrá que recurrir a una entidad centralizada de gestión de los datos y de los cambios de suministrador, como se indica más adelante.

- Encargar explícitamente a la CNE la supervisión del comportamiento de los agentes en el mercado minorista, sobre el que tendrá que publicar un informe anual, antes de los tres meses después de finalizar cada año.

- La normativa de detalle debe prohibir explícitamente las prácticas que se han detectado como irregulares y que han sido puestas de manifiesto en la reciente experiencia de comercialización en el sistema español. En la sección 2.1.6 se presentó una relación completa de estas prácticas.

[412] La separación de las actividades de distribución y de comercialización regulada no es necesaria, aunque debe contemplarse positivamente, para la reducción de las principales barreras que existen actualmente para la actividad de comercialización a los consumidores finales.

El conjunto de medidas más estrictas:

La normativa de nivel superior debe dejar abierto que el Ministerio, a iniciativa propia o a propuesta de la CNE, pueda introducir medidas adicionales para garantizar la competencia en el mercado minorista. Estas medidas se irían implantando progresivamente, para poder comprobar en la práctica hasta qué punto son suficientes:

- Con el fin de garantizar las mismas condiciones de acceso a la información sobre los consumidores por cualquier comercializadora, se crearía una agencia centralizadora de la información y del cambio de suministrador. Debe estandarizarse la información que debe estar disponible, de acuerdo con procedimientos propuestos por la CNE. Todas las empresas comercializadoras en el Mercado Ibérico de Electricidad deben integrarse en esta agencia.

- Puede prohibirse que un consumidor a mercado tenga como suministrador a la comercializadora libre del mismo grupo empresarial que su distribuidora.

- Puede también prohibirse que una comercializadora regulada ejerza su actividad con los consumidores que están conectados a la red de la distribuidora de su mismo grupo empresarial. Para ello se podría subastar la comercialización de una zona determinada, no permitiendo que participase en la subasta la empresa comercializadora perteneciente al mismo grupo empresarial que el distribuidor de la zona.

- Finalmente, la medida definitiva y obviamente más drástica, es la separación de propiedad de las comercializadoras libre y regulada entre sí y de la distribuidora, lo que exigiría una importante reestructuración empresarial.

El retraso en el desarrollo normativo de detalle

- Debe publicarse cuanto antes la normativa de detalle que se necesita para implantar los procedimientos de cambio de suministrador, cuyo marco general ya fue establecido en dos Reales Decretos que se publicaron a fines de 2002. La ausencia de esta normativa facilita el ejercicio de prácticas que dificultan los cambios de suministrador, por parte de las empresas distribuidoras.

La participación más activa de la demanda

Las recomendaciones de este Libro Blanco acerca de actuaciones para la gestión de la demanda eléctrica en el sistema eléctrico español se pueden dividir en tres grupos. En primer lugar (A), las que se refieren a las acciones encaminadas a conseguir la respuesta de la demanda a través simplemente de trasladar a los consumidores las correctas señales económicas que se derivan del suministro de electricidad, aún reconociendo su actual insuficiencia para reflejar las repercusiones completas de la producción y consumo eléctricos. En segundo lugar (B), las recomendaciones acerca de la adopción de acciones de promoción del ahorro y la eficiencia energética en el consumo de electricidad, ya sean iniciadas por propia iniciativa de los agentes o apoyadas por subsidios con fondos públicos o extraídos de la propia tarifa eléctrica. Por último (C), se presentan las medidas transversales, cuyo fin es servir de apoyo a la implantación de los otros dos tipos de acciones.

A. Se debe facilitar la respuesta de la demanda a los precios de la electricidad e incorporar progresivamente en ellos el coste de las externalidades.

Para facilitar que las verdaderas señales económicas del suministro eléctrico -precio de la energía, cargos de garantía de suministro y por utilización de las redes- lleguen a los consumidores se necesita realizar las acciones que se indican a continuación:

- Las tarifas reguladas, ya sean las integrales por defecto o las de acceso, han de transmitir en cada momento una aproximación -tan cercana como sea posible- a los precios de la energía, así como a las responsabilidades en el coste de desarrollo de las redes y en procurar una adecuada garantía de suministro. A este respecto, deben seguirse las recomendaciones del capítulo 5 de este Libro Blanco acerca del diseño de las tarifas integrales y de acceso.

- Debe diseñarse un marco regulatorio tal que las empresas comercializadoras estén incentivadas a proponer a los consumidores tarifas avanzadas que fomenten una adecuada gestión de la demanda. Como ya se ha indicado antes, para ello es necesario que la tarifa regulada por defecto no compita con las empresas comercializadoras. Y también minimizar las actuales barreras al ejercicio de la actividad de comercialización. En estas condiciones, las empresas comercializadoras podrán desarrollar su actividad ofertando a los consumidores esquemas de precios libres que en general se adapten mejor al perfil de demanda de cada consumidor que la tarifa general regulada.

- Debe seguirse con atención la experiencia de los "certificados blancos" en Francia e Italia, para su posible aplicación en nuestro país.

- Los mercados de energía, tanto spot como a plazo, han de mantener la posibilidad de que la demanda participe en igualdad de condiciones con la oferta.

- Se debe tratar de fomentar -con instrumentos regulatorios apropiados- el interés del operador del sistema y de las distribuidoras por efectuar contratos de interrumpibilidad o de control de tensión con ciertos consumidores, en ambos casos con el fin de reducir las necesidades de expansión de las redes y disminuir las pérdidas que en ellas tienen lugar.

- La demanda ha de poder participar en la operación del sistema, individualmente o mediante empresas agregadoras, proporcionando, en distintos escenarios de interrumpibilidad y acuerdos con el operador del sistema, servicios para la resolución de congestiones, reservas de operación, y en situaciones de escasez, garantía de potencia, así como la compensación de energía reactiva, todo ello en la medida de sus posibilidades técnicas y de sus intereses económicos. Debe explorarse la conveniencia de introducir nuevos diseños de contratos de interrumpibilidad con el Operador del Sistema.

- No debe perderse de vista el objetivo de largo plazo, -cuya dificultad real no se escapa, por la necesidad de actuar coordinadamente con otras regiones o países, e incluso en el ámbito mundial- de internalizar progresivamente el coste de todos los impactos de la producción y consumo de electricidad en el precio de la misma. Mientras no se esté

cerca de conseguir este objetivo, el grueso de las acciones de gestión de la demanda deben orientarse hacia las medidas de tipo B, que se describen a continuación.

B. Acciones de promoción del ahorro y de la eficiencia energética en el consumo de electricidad.

- Debe desarrollarse un conjunto eficaz de programas de gestión de la demanda eléctrica basados en incentivos económicos financiados por la tarifa eléctrica, en desarrollo del artículo 46 de la LSE. Se deben incrementar sustancialmente en el futuro las dotaciones destinadas a estos programas, en consonancia con la gravedad del reto planteado por el crecimiento descontrolado de la demanda de electricidad y por la falta de sostenibilidad de nuestro modelo energético. Deben evitarse las discontinuidades en el tiempo de los programas, ya que ello afecta negativamente a la penetración de las nuevas tecnologías de consumo eficiente y dificulta el objetivo último de concienciar y modificar determinados patrones de conducta del consumidor. Los fondos se deberían adjudicar a los distintos agentes que los soliciten mediante subastas orientadas a la consecución de objetivos de ahorro prefijados. En principio parece que el grueso de los esfuerzos debieran orientarse hacia los consumidores domésticos, las pymes y el sector de los servicios públicos.

- Debe buscarse la complementariedad con los objetivos y programas de actuación del Plan de Acción para impulsar la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4). Se debe transponer con urgencia la Directiva 2002/91/CE sobre eficiencia energética de edificios y se han de establecer determinadas exigencias a los fabricantes e instaladores de bienes de equipo de consumo, orientadas a mejorar la eficiencia global del suministro eléctrico -como por ejemplo, el que determinados electrodomésticos cuenten con su propio mecanismo de compensación de energía reactiva-.

- Se considera fundamental el establecimiento del etiquetado eléctrico a partir de sistemas oficiales de garantías de origen, como los previstos en diversas Directivas europeas, porque introduce la diferenciación de productos dentro del mercado de electricidad, lo cual incrementa su transparencia y madurez al permitir al consumidor elegir la empresa comercializadora sobre la base, no sólo del precio o de la atención al cliente, sino también en función de la calidad ambiental de la energía que oferta.

- Debe desarrollarse la Directiva 54/2003/CE, de forma que cada comercializador informe a través de la factura eléctrica a cada uno de sus consumidores del origen de la energía que le ha sido facturada, incluyendo sus emisiones y los residuos que correspondan[413].

- Deben ponerse en marcha los mecanismos para garantizar el origen de la energía, tal como se establece en las respectivas directivas sobre energías renovables y sobre cogeneración y en la citada Directiva 54/2003/CE. Pero debe tenerse en cuenta que la garantía de origen no es más que un primer eslabón -imprescindible, eso sí-, en la cadena de un procedimiento completo, que garantice que los recursos que los

[413] En el apartado 8.3 se dan indicaciones precisas relativas a cómo proporcionar esta información.

consumidores dediquen a la promoción de las energías verdes cumplen efectivamente dicho objetivo.

- Los organismos reguladores deben velar en forma efectiva para evitar que las ofertas de energía verde de las empresas comercializadoras puedan conducir -como es el caso actualmente- a un engaño generalizado para el consumidor no experto en regulación energética. Así, las ofertas de energía verde que actualmente se le presentan a los consumidores españoles no ponen de manifiesto que se está poniendo a la venta energía verde de la que las empresas ya disponían de antemano, y que no hay garantía alguna de que los ingresos adicionales que las empresas reciben por comercializar esa energía verde vayan a ser utilizados con finalidad medioambiental alguna. En definitiva, las empresas comercializan a un precio superior una energía verde de la que ya disponían, sin que el sobreprecio pagado por el consumidor tenga en principio otro fin que incrementar los ingresos totales de la compañía eléctrica.

C. Acciones transversales de apoyo a las dos categorías anteriores (A y B).

- Es preciso disponer de los aparatos de medida adecuados para acometer las actividades de gestión de la demanda que se decida adoptar. En principio parece ventajosa una implantación generalizada de equipos avanzados que de forma telemandada permitan realizar medidas horarias, registrar la calidad de servicio del suministro, establecer el límite de la potencia que se puede consumir y disponer de comunicación bilateral con todos los consumidores.

- Deben desarrollarse los instrumentos sociales -Información y Comunicación; Formación; Participación Social; Investigación Social y Evaluación- que promuevan la participación social en la gestión de la energía y de la electricidad en particular, intentando implicar al conjunto de la sociedad en la resolución de esos problemas.

- Debe promoverse la realización de actividades de I+D específicas en pro de la gestión de la demanda. Algunas de las líneas de investigación necesarias serían llevadas a cabo por las propias empresas interesadas en estas actividades, otras pueden necesitar de un apoyo público, a través de los propios programas de gestión de la demanda. Debieran considerarse los temas siguientes: a) tecnologías que hacen posible una comunicación más eficaz entre empresas y consumidores, b) comprensión de los comportamientos sociales en relación con el consumo de la electricidad, c) desarrollo de equipos, dispositivos y procesos más eficientes en el consumo de energía eléctrica, d) análisis y determinación de la elasticidad de la demanda al precio de la electricidad en los distintos sectores consumidores, y e) mecanismos regulatorios más apropiados para la asignación de objetivos e incentivos a los distintos agentes participantes.

La generación y la red de transporte

La red de transporte afecta a la actividad de generación en diversos aspectos, que se recogen separadamente en las propuestas de reforma regulatoria que se exponen a continuación.

Las señales de localización en la red de transporte

- Debe hacerse uso de las señales disponibles de localización en la red de transporte, con el fin de incentivar una ubicación más eficiente de las nuevas conexiones y de mejorar la información facilitada a los usuarios de la red. A este respecto se recomienda:

  · Poner cuanto antes en práctica los factores de pérdidas para los generadores en los nudos de la red, como establece el Real Decreto 1955/2000, completando y aprobando el procedimiento de operación ya elaborado a este fin.

  · Continuar y profundizar la utilización de un algoritmo de gestión interna de restricciones que toma en cuenta la contribución relativa de cada generador en la resolución de las restricciones técnicas de la red.

  · Evaluar cuantitativamente y, en caso positivo, implantar cargos por el uso de la red a los nuevos generadores de forma que recojan su responsabilidad en el desarrollo de los refuerzos de la red más directamente relacionados con su conexión a la misma.

  · Reducir la retribución por garantía de potencia a aquellos generadores que, por su ubicación en la red, no puedan suministrar la totalidad de su producción disponible conjuntamente con el resto de generadores en el mismo nudo o área.

  · La publicación sistemática y estandarizada, por el Operador del Sistema, de información relevante para los potenciales nuevos usuarios de la red con el mismo horizonte que el plan de ejecución de la red -seis a diez años-. Esta información debe incluir la previsión de inversiones en la red de transporte, los cargos estimados de red y los factores de pérdidas por nudo, la capacidad máxima prevista de evacuación de cada nudo y las principales restricciones o limitaciones en la utilización de la red previstas para el citado horizonte temporal.

El acceso a la red: Conexión y gestión de restricciones técnicas

- La reciente modificación del procedimiento de resolución de restricciones técnicas en el Real Decreto 2351/2004 ha resuelto las deficiencias más graves de la normativa hasta hace poco vigente. Se recomienda la utilización de una retribución fijada administrativamente *ex ante* en aquellos casos en los que solamente una sola central, o solamente centrales pertenecientes un único propietario, pueden resolver una restricción técnica, siendo imposible por tanto aplicar un mecanismo de mercado.

- La ausencia de prioridad en la asignación de capacidad de evacuación en un nudo de la red es una normativa correcta, pero el rigor de su aplicación puede prevenirse o suavizarse por medio de medidas adicionales: información *ex ante*, las señales de localización anteriormente citadas o el uso de derechos de congestión *ad hoc* para casos específicos.

Aspectos específicos de la generación en régimen especial

- A fin de no entorpecer el cumplimiento de los objetivos establecidos en la estrategia vigente de promoción de las energías renovables, es urgente completar la tramitación de

la propuesta de Real Decreto sobre las condiciones técnicas de conexión del régimen especial, de forma que se transponga la Directiva 2001/77/CE y se establezcan los procedimientos para la asignación del punto de conexión, se definan las condiciones técnicas requeridas para las instalaciones y se fijen las normas técnicas de operación. Deben tratarse con especial atención los aspectos siguientes:

- Debe mejorarse la comunicación y la armonización de procedimientos entre el Operador del Sistema, la Administración Estatal, las CC. AA. y los promotores de generación renovable.
- Deben establecerse con claridad las normas que fijen los límites máximos aplicables a la potencia total de generación en régimen especial que puede conectarse a líneas y subestaciones, respetando la prioridad que la citada Directiva otorga a la generación renovable en la conexión y en la producción de energía. En todo caso debería evitarse que pueda conectarse en un nudo o zona eléctrica más generación renovable de coste variable nulo de la que la red pueda razonablemente evacuar, teniendo en cuenta los factores de utilización y de coincidencia característicos de estas tecnologías.
- Debe avanzarse, en el sentido que marca la Directiva 2001/77/CE, hacia la adopción de pérdidas y cargos de red que reconozcan los beneficios -y también extra costes, en su caso- que pueda ocasionar la generación distribuida. Esto debe relacionarse con la anterior recomendación acerca de la aplicación de señales de localización en la red de transporte, ya que son también abundantes las solicitudes de conexión de generación de régimen especial a la red de transporte.
- Lo anterior debe asimismo ser coherente con la normativa que debe desarrollarse acerca de la asignación de los costes de inversión y de la titularidad de las nuevas infraestructuras de red que se necesiten para incorporar la nueva generación de régimen especial, que debe ser consistente con la normativa aplicable de carácter general. El promotor debe correr con los gastos de las inversiones de red dedicadas exclusivamente a conectar al nuevo generador, pudiendo ceder posteriormente estas instalaciones de red al distribuidor o al transportista para su operación y mantenimiento. Sin embargo, los refuerzos de la red de uso común deben ser sufragados de acuerdo a las reglas generales de determinación de las tarifas de red.

- La solución al reto de incorporar una elevada cantidad de generación no gestionable a la operación del sistema eléctrico es establecer las reglas adecuadas de operación y los requisitos técnicos necesarios de los equipos, de forma que se minimicen los problemas que se han encontrado. Es apropiada la orientación regulatoria actual, que trata de aproximar en lo posible el funcionamiento de la generación en régimen especial a la del régimen ordinario, aunque no debe llevarse esta postura al extremo. Se recomiendan al respecto las actuaciones siguientes[414]:

[414] Algunas de estas medidas están incluidas en normativas recientemente publicadas o en trámite de aprobación.

- Debe ser obligatorio el que todos generadores eólicos dispongan de los medios para soportar los huecos de tensión en las redes sin desconectarse y para contribuir a la continuidad de suministro durante la perturbación antes de una fecha límite. Con carácter inmediato debe derogarse parcialmente la Orden Ministerial de 1985 en la cual se les exige que se desconecten de la red con carácter inmediato en tales circunstancias.

- Deben constituirse despachos delegados, que podrían tener un tamaño de referencia de unos 1000 MW por lo menos, con el objeto de agrupar generación de régimen especial no gestionable. En un plazo máximo de un año, por ejemplo, todas las instalaciones del régimen especial de potencia superior a un valor mínimo -10 MW parece razonable- y con independencia de que se encuentren conectadas a redes de distribución o a la red de transporte, debieran estar integradas en alguno de estos despachos delegados, que a su vez se relacionarían con un centro de control del Operador del Sistema, asociado al centro de control central -el denominado CECOEL-, pero dedicado en exclusiva al régimen especial.

- Se han de mejorar los sistemas de predicción de la producción de régimen especial no gestionable, para que sean lo suficientemente fiables y el Operador del Sistema pueda tener en cuenta estas predicciones en sus análisis de seguridad.

- Los desvíos de la producción de régimen especial no deben de ningún modo atribuirse a la empresa distribuidora a cuya red esta generación esté conectada. La reforma de la regulación vigente debe pasar por dos previsiones separadas -por un lado la demanda interna de la distribuidora y por otro la producción de los parques eólicos u otra generación no gestionable- y responsabilidades también independientes sobre los respectivos desvíos.

- Con respecto a la gestión de restricciones técnicas parece razonable la actual normativa, que deja fuera del proceso a la producción no gestionable, mientras haya ofertado un precio de cero. Hay todavía que establecer la normativa del caso particular en el que sólo estuviesen involucrados generadores de régimen especial en alguna fase de la resolución de las restricciones técnicas.

- No se ve inconveniente en que los generadores eólicos puedan proporcionar reserva terciaria a bajar. Además, los generadores eólicos debieran participar obligatoriamente en el servicio complementario de control de tensión, lo que permitirá aprovechar las buenas características de las que a estos efectos disponen muchos de los generadores actuales. Hay aspectos técnicos todavía pendientes de compatibilizar entre lo que establece el Real Decreto 436/2004 y el Procedimiento de Operación de control de tensión P.O. 7.4.

- Debe insistirse en la necesidad del aumento de la capacidad de interconexión con Francia, en este caso por el beneficioso efecto que tendría sobre el máximo volumen de producción eólica que el sistema ibérico será capaz de absorber en condiciones de seguridad en un momento dado, al poder contar con elevadas reservas de operación de diversa rapidez de respuesta para hacer frente a problemas derivados de

los huecos de tensión o simplemente de variaciones no controlables en la producción.

- Deben modificarse las reglas del mercado con el fin de que el Operador del Sistema pueda tener garantizada la respuesta de las centrales de bombeo, de forma que pueda admitirse en la operación del sistema una producción eólica sustancialmente mayor que si esta garantía no existiese.
- Debe aprovecharse el proceso conjunto hispanoluso de desarrollo del MIBEL para buscar una mayor armonización en estos aspectos de participación de la generación del régimen especial en la operación del sistema.

Las interconexiones internacionales

- La capacidad comercial de la interconexión con Francia es insignificante en relación con el volumen agregado de los mercados eléctricos español y portugués, lo que limita radicalmente la participación efectiva de España y Portugal en el Mercado Interior de Electricidad. Las dificultades para ampliar la capacidad de esta interconexión son esencialmente de tipo político, pero hay algunas reformas regulatorias que pueden ayudar a resolver la situación. En primer lugar, es de esperar que tengan alguna influencia positiva las medidas regulatorias que este Libro Blanco propone en relación con garantizar la independencia del Operador del Sistema y con limitar la concentración horizontal en el mercado, lo que puede promover el interés del Operador del Sistema y de los generadores dominantes en que aumente la capacidad de la interconexión. Por otro lado, una reforma del procedimiento de gestión de la capacidad comercial de la interconexión con Francia, de forma que se garantice un uso eficiente de la misma, debe también crear los incentivos correctos para que los agentes externos e internos presionen para que esta capacidad se amplíe.

- Debe completarse cuanto antes el proceso de reforma de la normativa de gestión de la interconexión con Francia, de acuerdo al documento de posición común aprobado por los Consejos de Administración de la CNE española y de la CRE francesa, con la participación de los operadores del sistema y del mercado de ambos países. La primera fase del procedimiento propuesto debiera implantarse urgentemente, y también acometer los desarrollos técnicos aún pendientes para poder pasar a la segunda fase, en la que supuestamente se ha de conseguir una utilización más eficiente de la interconexión.

La planificación de la red

- Debe mejorarse la participación de agentes e instituciones en el proceso de preparación de la propuesta del plan de inversiones de la red de transporte y, en lo posible, en la construcción de un consenso entre todas las partes involucradas. Un nuevo procedimiento de operación podría ayudar a fijar con mayor precisión el modo de participación de los agentes económicos y de las instituciones en este proceso. Este documento debe establecer pautas estándares de procedimiento y de contenido para la interlocución entre REE -como Operador del Sistema y como transportista- y las Administraciones territoriales. También se recomienda que REE como transportista trate en lo posible de aprovechar las posibles sinergias con otros grandes proyectos de

infraestructuras para facilitar la aprobación y la construcción de las nuevas instalaciones de red.

- Se debe tratar de minimizar la incertidumbre para el planificador y para los usuarios de la red, lo que ha de conseguirse con una mejora de la información mutua: Los usuarios de la red necesitan saber las condiciones y los cargos previsibles de la red que quieren utilizar. Y el planificador necesita conocer dónde y cuándo se van a instalar los nuevos usuarios de la red. Por parte de REE ya se ha propuesto que se facilite públicamente la información relevante para los usuarios de forma estandarizada y sistemática. Por parte de los potenciales usuarios futuros de la red ya se ha establecido en el Real Decreto Ley 5/2005 y en la propuesta para su desarrollo la exigencia de un aval para tramitar autorizaciones de nuevas instalaciones de generación, tanto del régimen ordinario como del especial. Así que, con respecto a las solicitudes de acceso a la red de transporte, bastaría que para su tramitación por REE se exigiera el justificante de haber satisfecho el correspondiente aval ante el Ministerio de Medio Ambiente. Parece apropiado que la cancelación del aval no se produzca antes de que se disponga de la correspondiente acta de puesta en marcha de la instalación. También parece apropiado hacer uso de una escala progresiva en la valoración de las garantías.

- Deben asignarse los recursos necesarios en las Administraciones públicas correspondientes para que el proceso de tramitación de las autorizaciones de nuevas instalaciones de transporte no se demore más de lo estrictamente necesario. En el apartado 9.6 se explicitan las recomendaciones concretas.

Aspectos institucionales

- Se recomienda eliminar por completo la participación de sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico del accionariado y por consiguiente del Consejo de Administración de REE, culminando así lo establecido en el Real Decreto Ley 5/2005. Por otro lado, se puede dar mayor rango institucional al actual Comité de agentes del sistema y asignarle la responsabilidad de asesorar al Consejo de Administración de REE en aquellos temas que le sean solicitados o realizar propuestas a iniciativa propia.

- Mantener las actividades de operación del sistema y de transportista principal en una misma sociedad, como mínimo con separación meramente funcional y contable, como actualmente es el caso, con una estructura de organización interna que asegure esta separación, dando en lo posible mayor preeminencia a la operación del sistema. Si se comprobase en el futuro que esta separación es insuficiente, se debiera proceder a una separación jurídica o, incluso, de propiedad. De momento se recomienda implantar el siguiente conjunto de salvaguardas, que se consideran suficientes:

    · Una supervisión sistemática de las actividades del Operador del Sistema por parte de la Comisión Nacional de Energía. Esta supervisión puede materializarse en informes y reuniones de seguimiento institucionalizadas -mensuales por ejemplo, y adicionalmente cuando sean necesarias- y habría de cubrir al menos la gestión de la seguridad del sistema y de los mecanismos específicos utilizados para realizarla: gestión de restricciones de red, suministro de reservas de operación, seguimiento de las reservas hidráulicas, suministro de combustibles o gestión de desvíos.

  - La CNE debe asimismo supervisar el cumplimiento en tiempo por parte de REE de los compromisos de desarrollo normativo que le impone el marco regulatorio actual.

  - Deben especificarse los procedimientos concretos que garanticen una mayor transparencia de las actividades del Operador del Sistema en distintos ámbitos de actuación: Transparencia informativa, proceso de elaboración de la propuesta del Plan de desarrollo de la red de transporte, comité de seguimiento de la operación del sistema o elaboración de los procedimientos de operación.

- A la vista de la creciente interdependencia entre los sistemas eléctrico y gasista, y muy en particular en lo referente a los aspectos de seguridad, este Libro Blanco recomienda que ambos operadores adopten una filosofía unificada de seguridad, que se institucionalice la supervisión conjunta de la operación de ambos sistemas por la CNE y que se examine la futura conveniencia de crear un único operador conjunto para ambas actividades. Mientras no se atienda esta última recomendación, deben trasladarse las actuales exigencias de independencia y transparencia del operador eléctrico (REE) al operador de gas (Enagás), por consiguiente con implicaciones directas sobre el accionariado de este último.

Incentivos económicos para el Operador del Sistema

- Se recomienda la implantación de un sistema "suave" de incentivos para el Operador del Sistema, que le motive para encontrar el adecuado equilibrio entre la seguridad y la reducción de los costes de operación del sistema. En coherencia con las propuestas realizadas en previos capítulos, se propone aplicar esta estrategia de incentivos a las actividades siguientes:

  - Reducción del extra coste incurrido por causa de las restricciones técnicas.

  - Reducción del coste de las pérdidas en la red de transporte.

  - Reducción del coste de adquisición de las reservas de operación.

- Una vez implantados los anteriores mecanismos de incentivos, pueden diseñarse otros menos convencionales. Otras áreas a las que sería conveniente extender la política de incentivos serían las siguientes:

  - Aumento de la capacidad comercial media real de interconexión con Francia.

  - Máxima producción de fuentes renovables de carácter intermitente que el sistema eléctrico español es capaz de incorporar, manteniendo unas condiciones mínimas prefijadas de seguridad en la operación.

El desarrollo normativo pendiente

- Con objeto de reducir en lo posible la complejidad y lentitud del procedimiento actual para la creación de un procedimiento de operación o para la modificación de uno existente, parece conveniente dotar a la CNE de la capacidad de aprobación de estos procedimientos a partir de las propuestas que realice el operador del Sistema, oído el Comité de agentes del sistema. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podría

tener, en todo caso, la posibilidad de sanción o revisión posterior, pero sin afectar a la aplicación inmediata tras la aprobación -en su caso- por la CNE.

- Con independencia de lo anterior, debe urgirse al Operador del Sistema para que proceda a realizar la propuesta de los procedimientos de operación que aún están pendientes. Entre éstos se encuentran, especialmente, el de conexión a las redes de la generación en régimen especial, la definición de los criterios de planificación y las interacciones con la red de distribución, y también la normativa de actuación del operador del sistema en situaciones de riesgo de suministro, incluyendo la interacción con el operador del sistema gasista en estas circunstancias.

12.2.3 La generación de electricidad en un modelo energético sostenible

Este bloque de recomendaciones contempla las correspondientes al planteamiento de una visión integral de la sostenibilidad del modelo energético vigente, los aspectos de la generación especial que no han sido ya tratados en relación con la red de transporte y la operación del sistema y el comercio de derechos de emisión de dióxido de carbono. También corresponden aquí, aunque se han presentado con anterioridad, las recomendaciones acerca de la gestión de la demanda de electricidad.

Hacia un modelo energético sostenible: Una visión integral

Directrices para un modelo energético sostenible

- Las líneas maestras de la estrategia a seguir a largo plazo para construir un modelo energético sostenible en España deben incluir al menos los elementos siguientes: el reconocimiento de la falta de sostenibilidad del sendero actual de desarrollo energético y de la urgencia en tomar medidas para enderezarlo; la utilización del mercado eléctrico para obtener señales adecuadas del precio de la energía; un destacado papel de las energías renovables en la futura cobertura de la demanda de energía, muy por encima del rol comparativamente menor que han desempeñado hasta la fecha; una verdadera cultura de ahorro y de mejora de la eficiencia energética; una intervención positiva de las instituciones reguladoras para garantizar permanentemente un margen mínimo de cobertura de la demanda de electricidad; el apoyo a la I+D en tecnologías energéticas avanzadas que conduzcan a procesos energéticos más limpios y eficientes; la prudencia en la utilización de las tecnologías existentes -como el carbón y la nuclear- en el tránsito hacia un modelo más sostenible; el cumplimiento de los compromisos internacionales, muy en particular los relacionados con el cambio climático; un cambio profundo en el paradigma del transporte; la incorporación de las poblaciones que todavía carecen de acceso a las formas modernas de energía a esta estrategia energética global; un esfuerzo especial para educar y concienciar en estos temas a la población española; el traslado de los anteriores objetivos a las correspondientes medidas económicas, sociales y regulatorias.

El papel de la planificación energética indicativa

- La estrategia de suministro eléctrico en España requiere un análisis a largo plazo, integrado en el contexto energético más amplio, así como en el ámbito europeo y

mundial. Este análisis debe tomar en cuenta la actual disponibilidad y la evolución prevista de las tecnologías de generación, las implicaciones del actual proceso de liberalización de los mercados energéticos, las restricciones medioambientales, la capacidad de respuesta de la demanda en sus dimensiones de ahorro y de mejora de la eficiencia energética, las consideraciones geopolíticas, la repercusión de las distintas estrategias sobre la seguridad del suministro, la capacidad de las interconexiones con mercados externos, el precio de la electricidad y la competitividad de industrias y servicios, contando siempre con la percepción del ciudadano de la situación energética.

- Se recomienda que la planificación indicativa que contemplan las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos proporcione la visión integral que se necesita para dar respuesta conjunta a las directrices que se han enunciado en el apartado anterior. Esta planificación indicativa de ninguna forma sustituye o interfiere con la libertad de instalación de las empresas de producción de electricidad, que realizarán libremente sus inversiones para participar en el mercado eléctrico.

- La planificación indicativa debe proporcionar las líneas de actuación que permitan cubrir, coordinadamente y de la mejor forma posible, el conjunto de objetivos planteados y la justificación de las decisiones adoptadas al respecto. El plan debe establecer las condiciones de contorno que deben ser conocidas por todos aquellos agentes económicos a quienes les pueden afectar y debe fijar objetivos concretos para todo aquello que es regulado: objetivos de penetración de renovables y los correspondientes mecanismos de ayudas; objetivos de ahorro y eficiencia energética y medios para conseguirlos; margen requerido de cobertura de la demanda eléctrica; desarrollo de infraestructuras de gas y electricidad; plan de la minería del carbón; directrices que emanen de la voluntad pública acerca del futuro de la energía nuclear; asignación de los derechos de CO2; etc.

- Si no estuviese suficientemente claro en las Leyes del Sector Eléctrico y de Hidrocarburos que el alcance y cometido de la planificación indicativa que ha de realizar el Estado, con la participación de las CC. AA., son los que acaban de indicarse, este Libro Blanco recomienda que se enmienden estas leyes adecuadamente para que esta función esencial no quede desatendida.

- Se recomienda establecer -dentro de la normativa específica de desarrollo del proceso de planificación indicativa- un procedimiento sistemático de seguimiento de los compromisos regulatorios que hayan sido plasmados en normas, con el fin de poner de manifiesto las desviaciones en su puesta en práctica o las discrepancias entre los principios y su implantación, así como fijar las sanciones derivadas del incumplimiento. A este respecto es fundamental la transparencia informativa en aspectos tales como el cumplimiento de los compromisos de Kyoto, las ayudas al carbón nacional, los costes para el consumidor por la promoción de las energías renovables, los costes derivados del mercado de derechos de emisiones de gases efecto invernadero, el origen de la energía suministrada a cada consumidor o el destino de los fondos obtenidos con los pagos adicionales de adquisición de energía verde, entre otros.

- La estrategia eléctrica resultante del ejercicio de planificación indicativa -que debe inscribirse en una estrategia energética más amplia- debiera ser objeto de un acuerdo básico entre los diversos partidos políticos, de forma que se aporte la estabilidad regulatoria tan necesaria para un sector con tanta inercia al cambio. Esta estrategia o política energética fundamental debiera quedar en lo posible al margen de la alternancia política inmediata, ya que las decisiones en este sector han de contemplar horizontes temporales mucho más largos que los habituales periodos de gobierno.

La generación nuclear y el mercado de energía

La recomendación que se expone a continuación no está motivada por consideraciones de regulación del sector eléctrico en general, sino por las características específicas -tanto económicas como de seguridad- de las centrales nucleares.

- Debe considerarse la posibilidad de establecer un régimen económico alternativo para las centrales nucleares, en el que se reduzca el fuerte incentivo económico de producir a plena carga y el mayor tiempo posible, con riesgo de relajación de las condiciones de seguridad. Este régimen económico alternativo debiera suponer unas condiciones económicas equivalentes a las que actualmente correspondan a estas centrales. Y se debiera mantener un incentivo moderado a la disponibilidad, sobre todo cuando esta disponibilidad sea más valiosa para el sistema eléctrico, en línea con la propuesta de este Libro Blanco sobre la reforma del mecanismo de garantía de potencia.

- Se presenta una interesante oportunidad de implantar este régimen económico alternativo, si se atendiese la recomendación de este Libro Blanco respecto al tratamiento que sería aplicable a las centrales nucleares, como instalaciones acogidas al Real Decreto 1538/1987 y por tanto sujetas al régimen de percepción de los CTC. En efecto, una línea de actuación propuesta en este Libro Blanco consiste en establecer contratos por diferencias de precio y cantidad fija, estando el volumen de energía contratado asociado a las producciones previstas de las instalaciones acogidas al citado Real Decreto, que incluye a las nucleares. La propuesta consistiría en singularizar las centrales nucleares con respecto al resto de instalaciones y sustituir el contrato por diferencias que este Libro Blanco propone, sobre un bloque no especificado del portafolio de energía de una empresa generadora, por otro más cercano a un contrato del tipo *"Power Purchase Agreement"* (*PPA*) con cada una de las centrales nucleares individuales, en el que los incentivos económicos a producir lo más posible estén entonces mucho más atenuados.

La generación en régimen especial: Renovables

Son varios los aspectos relevantes para la generación especial. Los aspectos relacionados con la conexión a la red y la operación del sistema se han tratado en el apartado 12.2.2 de este capítulo, y en mayor detalle en los apartados 2.1.7 y 9.3. Los aspectos relacionados con la comercialización y los certificados de origen se han tratado igualmente en el apartado 12.2.2 de este capítulo, y en mayor detalle en el apartado 8.3. En este apartado, tras unas recomendaciones de carácter general, se presentan las recomendaciones relacionadas con el esquema de retribución de las energías renovables y su participación en el mercado, así como con el tratamiento de la cogeneración.

Consideraciones generales

- Es correcto marcar unos objetivos de desarrollo en el tiempo para cada una de estas tecnologías, fruto de la visión integral energética del Plan indicativo. Supuesto que estos objetivos no son alcanzables por la libre decisión de inversión de los agentes, queda justificada la aplicación de unas ayudas reguladas, hasta la consecución de dichos objetivos.

- Como un subproducto de la planificación indicativa que se ha propuesto realizar anteriormente, se insiste en que es imprescindible el análisis conjunto de las implicaciones de cada una de las medidas que se adopten en las estrategias sectoriales a la hora de fijar los objetivos. Por ejemplo, y en relación con las limitaciones derivadas de la red de transporte y de la operación del sistema, no sobrepasando en cada momento el umbral de penetración de producción eólica que -tras realizar todos los esfuerzos razonables que aquí se indican- deba establecerse por razones de seguridad del sistema eléctrico.

- Se considera que no tiene sentido limitar a 50 MW la consideración de régimen especial siempre que contribuya a los objetivos marcados por los Planes Indicativos en términos de las energías de fuentes renovables, de la cogeneración o del tratamiento de residuos. Otra cosa es la retribución a la que pueden tener derecho, que será función de la rentabilidad que pueden alcanzar.

La remuneración y la participación en el mercado

El principal mecanismo de apoyo al desarrollo de estas fuentes ha sido los incentivos a la producción de energía eléctrica con este tipo de tecnologías, a través de un sistema de primas y precios fijos regulados. Analizados los sistemas alternativos de remuneración y la experiencia internacional al respecto, se recomienda:

- Seguir apostando por el mecanismo de primas -y de tarifas reguladas-, al menos hasta que otras experiencias internacionales que hayan apostado por mecanismos alternativos muestren su superioridad. A pesar de existir alternativas teóricamente más avanzadas, todavía han presentado problemas serios de ajuste en su aplicación práctica.

- Para hacer sostenible económicamente el sistema de primas -y de tarifas reguladas-, trabajar en mejorar su eficiencia sin perjudicar su eficacia. Acotar las primas en el tiempo, discriminar con mayor detalle las necesidades de primas según características propias de las instalaciones -tipo de tecnología, horas de funcionamiento, costes- y poder revisarlas a futuro para las nuevas instalaciones. Para ello, se recomienda que se definan y que se pongan a punto procesos de información y análisis sistemáticos[415] de la evolución del potencial de cada tecnología y sus costes, por tramos de potencia, horas de

[415] Tratándose en definitiva de una remuneración básicamente regulada y dado el creciente esfuerzo económico que supone, está plenamente justificado reforzar el control, conocimiento y seguimiento de la rentabilidad de este tipo de instalaciones por parte del regulador.

utilización, y cualquier otro factor que se considere relevante. Una mayor eficiencia libera recursos para fomentar nuevas inversiones.

- Definir como principal criterio para fijar las primas y las tarifas reguladas la garantía de una rentabilidad razonable y estable de las instalaciones, que permita atraer las inversiones al menor coste financiero posible. Las primas o tarifas habrán de adaptarse para cumplir este criterio.

- Apostar por la estabilidad regulatoria, es decir, en este caso respetar las remuneraciones establecidas para las instalaciones existentes, con el único pero importante matiz de que es necesario acotar en el tiempo, cuando no lo esté, la existencia de dichas primas a la vida útil económica que se consideró en su momento para garantizar la recuperación de la inversión.

- Para forzar la mayor integración posible con el sistema eléctrico, compatibilizar el sistema de primas con la participación en el mercado de producción, ya sea individualmente o bien de forma agregada. La cuota objetivo de estas tecnologías es demasiado significativa como para que funcionen al margen de las necesidades del sistema. Todo lo que contribuya a integrarlas facilitará su crecimiento eliminando barreras técnicas relacionadas con la seguridad del sistema[416]. En todo caso ha de ser una opción voluntaria e incentivada para la generación no gestionable de pequeño tamaño.

En particular se recomienda:

- Fijar la remuneración global a percibir por cada tipo de tecnología, discriminando todo lo posible y razonable, de forma que se consiga una *rentabilidad adecuada*, y teniendo presente que

  - Se garantice una rentabilidad mayor para las instalaciones más eficientes.

  - Esté acotada al horizonte de tiempo considerado en los cálculos de rentabilidad.

  - Sea estable a futuro pero revisable para las nuevas instalaciones.

  - Se pueda revisar para las existentes sólo en cuanto a cambios en los costes de operación se refiere y a su acotación en el tiempo.

  - Se optimicen los recursos empleados discriminando en lo posible el tipo de instalación. Por ejemplo en el caso de la eólica esto supone recomendar una discriminación de la prima en función de las horas de funcionamiento, pero cuidándose de seguir garantizando una mayor rentabilidad a las que presenten mayores horas de funcionamiento. Se recomiendan funciones lineales antes que escalonadas. Algunos expertos no ven sencilla la aplicación de este tipo de esquemas, que ya se han aplicado por ejemplo en Francia con un éxito muy relativo. Sin embargo vale claramente la pena dedicar un estudio específico para evaluar las posibilidades reales de implantarlos con éxito.

[416] Véanse al respecto las recomendaciones del apartado 9.3.

- Ofrecer la opción de acogerse a un esquema de retribución basado en una tarifa fija o la opción de acudir al mercado complementando los ingresos con una prima. La opción de acudir al mercado debe ser incentivada y reconocérsele los mayores costes incurridos por ello.

- En la opción de tarifa fija:

  - La fijación de la tarifa debe ajustarse a los principios de suficiencia y estabilidad de la remuneración establecidos en el primer punto. No deben por lo tanto indexarse a la Tarifa Media de Referencia (TMR), dado que en el esquema propuesto por este Libro Blanco la TMR puede carecer de la estabilidad necesaria de un periodo a otro.

  - Deben ser sensibles económicamente a su interacción con el sistema, al menos en los aspectos más críticos o costosos para el propio sistema. Se les debe obligar a instalar los equipos y sistemas técnicos que se consideren imprescindibles y deben tratar de predecir lo mejor posible su producción. Un esquema parecido al actual, en el que para un cierto umbral de potencia se es penalizado por desvíos, parece adecuado, pero se recomienda penalizar por la totalidad del desvío sin aplicar umbral alguno, incorporando a la tarifa o prima la penalización correspondiente al umbral actual, de forma que no se insensibilicen mejoras de la predicción por debajo del mismo. En cuanto al umbral de potencia, debe ser función del total de potencia que quede por debajo de ese determinado umbral y de su proporción respecto al resto del sistema, como forma de calibrar la importancia que sus desvíos pueden suponer para el sistema.

- En la opción de acudir al mercado:

  - Retribución basada en precio del mercado más prima complementaria.

  - Fijar la prima complementaria de forma que, con la mejor estimación de los ingresos netos por mercado -ingresos del mercado menos costes del mercado-, se consiga la rentabilidad adecuada que se haya prefijado, ajustándose a los principios de suficiencia y estabilidad de la remuneración establecidos en el primer punto. Debe coincidir con la remuneración percibida por la misma instalación si hubiera optado por no acudir al mercado.

  - Este ejercicio se realiza cada año -o cada cierto periodo predeterminado-, de forma que la prima complementaria se ajuste cada año a las previsiones de ingresos netos por mercado, manteniendo así el objetivo de una remuneración estable y previsible.

  - Para cada periodo, acotar o diluir progresivamente las variaciones del precio del mercado que se le aplican a la instalación, marcando unos límites inferior y superior del precio medio que percibe de forma que se garantiza la estabilidad de una remuneración mínima a la instalación, por un lado, y se acotan posibles sobreingresos a costa del consumidor, por el otro. Este mecanismo debe procurar no apantallar la instalación a las variaciones horarias, diarias, semanales, estacionales de los precios, de forma que el propietario se vea incentivado a operar y mantener sus instalaciones de acuerdo a la señal de precios del mercado. Un esquema progresivo de dilución del

precio percibido parece más efectivo que simplemente acotar un intervalo de precios -efecto escalón-.

- Incentivar la participación en el mercado mediante las siguientes propuestas:
  - Diseñar el intervalo que acota los precios del mercado, de forma que el límite inferior coincida con la estimación de lo que se va a cobrar a tarifa, y el límite superior se fije por ejemplo en el 120% del precio estimado del mercado que ha servido para fijar la prima complementaria.
  - La estimación de los ingresos netos por mercado para fijar la prima complementaria se realice sobrestimando ligeramente los costes asociados al mercado -desvíos, etc.- y subestimando ligeramente los ingresos asociados a los servicios complementarios, de forma que los esfuerzos realizados para optimizar esos costes y ofrecer esos servicios se traduzcan automáticamente en un margen adicional para la instalación.

Establecidos los principios de su retribución y participación en el mercado, se escapa del alcance de este Libro Blanco analizar uno a uno el valor económico de las primas actualmente vigentes. Como se ha expresado previamente, es necesaria mucha mayor información para realizar una estimación correcta de las mismas, tarea que debiera encomendarse a la CNE. Pero sí se realizan las siguientes observaciones respecto a algunas de las tecnologías renovables o de tratamiento de residuos.

- *Biomasa*. Es necesario replantearse las ayudas a la biomasa, mediante por ejemplo una prima suplementaria hasta alcanzar una potencia instalada determinada, aunque existen también problemas asociadas a la garantía de suministro a largo plazo con precios razonables que sería necesario abordar desde otros ámbitos. Ya existen iniciativas legislativas para eliminar el tope a su retribución fijado por la Ley 54/97. Hay que ser prudentes con el apoyo económico a los consumos híbridos de biomasa con combustibles fósiles ya que, además de suponer pérdidas de rendimiento energético de estas centrales, la dificultad de control de dicho consumo por parte de los órganos reguladores podría dar lugar a abusos. La recomendación es de apoyar esta opción pero siempre que se tomen las oportunas medidas de monitorización y control. En la misma línea resulta interesante explorar las posibilidades de conjugar la biomasa con energía solar termoeléctrica, pero de nuevo extremando la supervisión.

- Energía solar fotovoltaica. Es importante, sobre todo si se llegan a aprobar como objetivo los 400MW para el 2010 propuestos por el IDAE, que se revisen las tarifas para las nuevas instalaciones y ajustarlas al coste de la tecnología. Son de prever reducciones sistemáticas de costes en el futuro -ya se han conseguido importantes reducciones- que deben traducirse en una progresiva reducción de las primas para las nuevas instalaciones. Las ayudas directas a la inversión que todavía existen en algunas CCAA parecen claramente innecesarias y deberían redirigirse a la I+D en este campo. Asimismo se recomienda eliminar los escalones de primas aplicados y sustituirlos por una variación lineal de la prima, o mejor aún si se dispusiera del estudio, por una curva que responda a los costes reales. Para evitar argucias debería aplicarse por punto de conexión a la red. Deben arreglarse, como se ha indicado ya previamente, los problemas asociados a la remuneración de la red de distribución que dificultan la disposición del distribuidor a

hacerse cargo de la operación y mantenimiento de los elementos de conexión a media tensión de las huertas solares de cierto tamaño.

- Tratamiento de residuos. Existen tres tipos de lodos, los purines, los alperujos y los lodos de depuradoras. Actualmente se ha extendido su uso como secado de residuos mediante sistemas que son realmente de cogeneración, en los que se consume gas natural. Ya el Real Decreto 436/2004 plantea que es necesaria una reflexión sobre la necesidad de limitar este tipo de instalaciones -respetando las primas de las existentes- y reconducir las nuevas instalaciones hacia su utilización como fuente renovable por medio de la biodigestión -en lugar del secado-. Esto se puede plantear desde luego con los purines y los lodos de depuradoras. Para ello es necesario reconocer una prima sustancialmente superior a la energía producida con biogás mediante este proceso, sin que esto afecte a la prima asociada al biogás proveniente de los vertederos, que es un proceso mucho más barato. Así mismo se es partidario de la utilización del alperujo como biomasa secundaria quemada en calderas de lecho fluido tal y como ocurre ya en determinadas plantas de Andalucía y que la prima refleje sus costes.

La generación en régimen especial: Cogeneración

- Se recomienda mantener el mecanismo de primas por considerarle hoy en día la alternativa más eficaz, a la vista de las experiencias internacionales. El sistema de subastas de primas podría resultar atractivo, dado que en este caso no existen problemas de concentración. Sin embargo, hasta no conocer el potencial real existente de cogeneración, podría resultar arriesgado plantear un mecanismo de este tipo ya que, si se convoca por una potencia cercana al potencial existente, los precios resultantes podrían dispararse,

- Se recomienda organizar los procesos de información necesarios para facilitar a la CNE la realización de estudios económicos de rentabilidad para distintas hipótesis de tamaño, rendimiento energético integral, precio del gas, etc., y para que pueda realizar las auditorías y controles necesarios para garantizar y poder certificar la utilización de calor útil en el proceso,

- Se recomienda incorporar en el mayor grado posible la cogeneración al mercado libre de producción de energía eléctrica en igualdad de condiciones con la generación ordinaria, fomentando su profesionalización en la prestación de servicios al sistema eléctrico, pudiendo participar y ser remunerada por ello en todos los mecanismos previstos al respecto,

- Se recomienda aplicar, por tanto, una retribución basada en precio del mercado más una prima complementaria, de forma que:

  - El precio del mercado, si se siguen las recomendaciones de este Libro Blanco, recoja las oscilaciones provocadas por los precios de los combustibles y del mercado de emisiones, por lo que la instalación no sería penalizada o premiada por los desvíos no previstos de estos factores.

- La prima complementaria debe fijarse de forma que con la información detallada recabada para cada tipo de proceso se consiga garantizar la rentabilidad del proyecto. Debe coincidir con la remuneración percibida por la misma instalación si hubiera optado por no acudir al mercado.

- La prima debe garantizar una mayor rentabilidad de los procesos más eficientes. En el caso de la utilización del gas como combustible, coincide con el ahorro de energía primaria del proceso, ya que quedan recogidos tanto los beneficios medioambientales como los relacionados con el ahorro energético del país. Otros factores como los ahorros en pérdidas en el sistema y en las redes de transporte pueden considerarse comunes a todos los cogeneradores y no tiene sentido discriminarles por ello. El índice PES -*Primary Energy Saving*- propuesto en la Directiva parece un indicador apropiado para discriminar la rentabilidad a conseguir con la prima.

- La prima debe garantizar de forma estable la rentabilidad y debe estar acotada en el tiempo. Por eso mismo cualquier revisión de la prima no debiera ser retroactiva para las instalaciones ya existentes si la actualización les perjudica. En cualquier caso sí debiera existir un límite en el tiempo.

- Este proceso de revisión de la prima debería suponer seguramente un incremento de la prima para el tramo de potencia entre 10 y 25 MW, y es posible que una disminución de la misma para tramos de potencia superiores a 25 MW, a aplicar a las nuevas instalaciones.

• Incorporar este tipo de generación a los mecanismos de monitorización y control del Operador del Sistema para la prestación de los servicios complementarios, incluidos los de interrumpibilidad. Hacerlos visibles para el Operador del Sistema incorporándolos -telemedida, etc.- al centro de control, directa o indirectamente.

• Distinguir el cogenerador -como proveedor de electricidad y calor útil- de la industria asociada que utiliza el calor útil. Desde el punto de vista eléctrico supone diferenciar claramente, por un lado la producción bruta de electricidad -descontado el autoconsumo de la propia central de cogeneración-, y por otro el consumo eléctrico del proceso industrial.

- El consumo eléctrico debe ser considerado a todos los efectos como una demanda eléctrica -y aparecer como demanda en el sistema a efectos estadísticos y a efectos reales de cara al Operador del Sistema y al Operador del Mercado en su caso-. Para el Operador del Sistema es muy relevante conocer en cada momento la demanda que le puede "aparecer" en el sistema ante la indisponibilidad de un cogenerador.

- La energía eléctrica vertida a la red es la producción bruta, y no la neta una vez descontada el autoconsumo del proceso industrial.

• Eliminar todo tipo de limitaciones actualmente vigentes, como son las limitaciones al tamaño o a un autoconsumo mínimo.

• Para el caso de la cogeneración que utiliza como combustible el fuel, el ahorro energético se ve acompañado por un incremento de las emisiones de CO2, por lo que se

sugiere que pueda percibir las mismas primas -a mismo índice PES- que la cogeneración alimentada con gas, pero que no se le asignen derechos de emisión asociados al incremento de combustible quemado respecto a la situación sin cogeneración. En cualquier caso deberían existir ayudas o incentivos para su transformación a gas cuando fuera posible.

- La asignación de derechos de emisión asociados a la producción eléctrica -que podría entenderse como las asociadas a las emisiones totales menos las que hubiera incurrido de sólo producir calor útil sin cogeneración- debe seguir las mismas pautas que las que se marquen para el resto de la generación.

- Se apunta, como una reflexión sobre la que no se ha podido aún formarse una opinión sólida, la posibilidad de no condicionar el tamaño de la planta de cogeneración al calor útil del proceso industrial asociado. En un esquema como el que se propone, en el que la rentabilidad con la que se fija la prima viene indexada al ahorro energético, puede que el mayor rendimiento de una central de mayor tamaño, compense la pérdida de ahorro energético que supondrá no estar utilizando todo el calor residual de la central como calor útil.

- Aunque el índice PES -*Primary Energy Saving*- propuesto en la Directiva parece un indicador apropiado para discriminar la cogeneración de alta eficiencia que tiene derecho a ayudas, parece razonable plantear un transitorio hasta su utilización obligatoria en el 2010 preservándose los derechos de las instalaciones existentes. Conceptualmente a los autores de este Libro Blanco les parece más adecuado un índice como el PES que el que se ha venido utilizando -rendimiento eléctrico equivalente (REE)-, pero no se ha llegado a poder estudiarlo en detalle.

El sector eléctrico y el comercio de derechos de emisión: criterios básicos

Las reflexiones que se plantean se pueden a su vez categorizar en tres niveles, el criterio general enfocado al cumplimiento del compromiso y acorde con ello el criterio para determinar la cantidad total de derechos a repartir, el orden de prioridades que debería contemplarse para su distribución entre los diferentes sectores, y finalmente, desarrollados con mayor detalle, los aspectos a tener en cuenta en el sector que nos ocupa, el sector eléctrico.

En cuanto a los dos primeros, el enfoque se puede resumir como sigue:

- Tal y como establece la Comisión Europea, 'La cantidad total de derechos de emisión por asignar durante el período pertinente será compatible con la obligación del Estado miembro de limitar sus emisiones de conformidad con la Decisión 2002/358/CE y el Protocolo de Kyoto'. Tomando como punto de partida que el cumplimiento del compromiso de Kyoto para la Administración española tiene que ser algo irrenunciable, el criterio fundamental que deberá contemplarse es la búsqueda de la consecución de este objetivo de la manera más eficiente -al menor coste- posible. Este análisis no es en absoluto sencillo, dado que en él entran en juego variables políticas de primer orden, no sólo de política económica -energética, industrial, etc.-, sino también social.

- De cara al reparto entre los diferentes sectores, el criterio clave a tener en cuenta es el potencial impacto que sobre la competitividad de las empresas tiene un coste extra en el proceso de producción. En este nivel, la recomendación que se plantea desde este Libro Blanco sería que, una vez solventados correctamente aquellos aspectos de la regulación de la generación de electricidad en España, se diseñe un PNA de derechos de emisión que contemple una asignación preferente a los sectores industriales no eléctricos para cubrir la totalidad de sus emisiones previstas y mantener así su competitividad.

Los criterios a tener en cuenta a la hora de plantear la próxima asignación de derechos de emisión de cara al periodo 2008-2012, se pueden resumir en dos, el "criterio de eficiencia" y el "criterio de equidad".

Criterio de eficiencia

- La asignación de derechos no debe interferir con el funcionamiento natural de los mercados de electricidad y de emisiones, con el fin de que las empresas productoras reciban las señales económicas adecuadas para que la asignación de los esfuerzos de reducción de emisiones a escala europea tenga lugar con el menor coste posible.

- La operación de una central debe en todo caso ser independiente de las cantidades de derechos que se le asignen. Ésta es una condición *sine qua non* para conseguir que el comercio de derechos de emisión sirva como un mecanismo útil para conseguir reducir eficientemente el volumen futuro de emisiones. En esa misma dirección, pero en sentido contrario, no debe poder sostenerse que una instalación necesite derechos para funcionar. Las horas de funcionamiento de las instalaciones deben estar condicionadas por el precio de la tonelada de CO2 en el mercado, pero no por la cantidad de derechos que se les asignen.

- La asignación de derechos no debería confundirse con otras herramientas enfocadas a cumplir otros objetivos de política energética distintos de los perseguidos por la implantación de la Directiva 2003/87/CE -apoyo al carbón nacional, inversiones adicionales necesarias para cumplir con otras restricciones medioambientales, garantía de suministro, etc.-. Así, si se considera adecuado incentivar y apoyar en alguno de estos sentidos, se deben implantar medidas regulatorias *ad hoc* que contribuyan a conseguir estos fines, pero a través de mecanismos específicos e independientes.

Criterio de equidad

- El criterio de equidad se resume en un objetivo sencillo: la minimización tanto de las pérdidas como de los beneficios sobrevenidos. El mercado de derechos de emisión, en el caso de que funcione eficientemente, de modo que el precio del mercado mayorista de electricidad internalice el coste de la tonelada de CO2, supone por un lado una alteración de los costes de producción de unas y otras tecnologías y por otro un incremento del precio del mercado.

- Los derechos deben servir para compensar los desequilibrios que se producen en el momento del cambio de las reglas, sin entorpecer las señales económicas que incentivan la reducción de emisiones a corto, medio y largo plazo. Adicionalmente, la asignación

inicial de derechos sí debe tratar de premiar los esfuerzos realizados durante los últimos años para reducir las emisiones -*early actions* o "acciones tempranas"- de las empresas.

- La forma de tratar los ingresos sobrevenidos que se podrían derivar de la implantación de la Directiva en el caso español no puede plantearse si no es a la luz de lo expuesto en el capítulo que este Libro Blanco dedica al tratamiento regulatorio de los costes de transición a la competencia. La propuesta implicaría que se neutralizase la percepción de beneficios inesperados por un lado, y por otro que no fuera necesaria asignación alguna de derechos a las instalaciones que pudieran perder competitividad por mor de la transposición de la Directiva, puesto que la recuperación y rentabilidad adecuada de sus inversiones, efectuadas en el anterior marco regulado, estaría garantizada.

- Si el tratamiento que finalmente se decidiese aplicar a estas instalaciones no correspondiera con el recién descrito, la asignación de derechos debería entrar en juego para tratar en la medida de lo posible de reducir las asimetrías que pudieran resultar de la regulación que se decidiera implantar.

- En ambos casos, -ver apartado 10.2- esta reflexión es extensible también a la discusión acerca de los criterios que se deben aplicar de cara a la potencial asignación de derechos a los nuevos ciclos combinados y futuros nuevos entrantes.

- Finalmente, si finalmente se dispusiera de alguna cantidad que se pudiera destinar al sector eléctrico, sería conveniente poner a disposición del mismo la máxima cantidad que permitiera la Comisión europea, pero mediante el mecanismo de subasta. De esta manera se mitigaría el potencial impacto que pudiera tener una eventual falta de liquidez del mercado de derechos de emisión, respetando al tiempo la señal económica correcta encaminada a la reducción de emisiones de CO2 de la forma más eficiente.

- No obstante -y esta reflexión es asimismo aplicable al criterio de equidad-, desde un punto de vista pragmático y como ocurre también en otros temas controvertidos, no puede ignorarse la práctica regulatoria en los países del entorno español, para evitar en lo posible la aparición de problemas de agravios comparativos.