

Análisis, Estudios y Aplicaciones en el nuevo entorno competitivo de generación eléctrica

Los cambios en la regulación del sector eléctrico están modificando profundamente los hábitos de funcionamiento, operación y planificación del sistema eléctrico nacional. Nacen nuevas funciones, nuevas responsabilidades, nuevas formas de abordar el proceso de toma de decisiones y cambian los papeles a desempeñar por cada agente del sector. Este artículo comenta, desde la experiencia del trabajo desarrollado en un centro de investigación universitario estrechamente relacionado con la industria eléctrica como es el IIT y centrándose exclusivamente en el campo de la generación, el tipo de estudios, análisis y aplicaciones que el nuevo marco regulador del sector eléctrico está propiciando.



Andrés Ramos

Dr. Ingeniero del ICAI (1982).
Subdirector del Instituto de
Investigación Tecnológica
de la UPCO



Michel Rivier

Ingeniero del ICAI (1986).
Investigador del Instituto de
Investigación Tecnológica
de la UPCO

Incorporándose con decisión a la tendencia mundial de desregular y liberalizar el funcionamiento del sector eléctrico, España, con la aprobación de la reciente Ley del Sector Eléctrico [BOE 97] y la puesta en marcha desde el 1 de enero de 1998 de un mercado mayorista de energía eléctrica, se ha situado en el grupo de cabeza en la introducción de mecanismos de competencia en un sector tradicionalmente fuertemente regulado y tutelado por el Estado. Con ello España cumple holgadamente las exigencias impuestas por la Directiva Europea, demostrando que dicha liberalización forma parte de su política económica general y no responde a un mero requisito formal impuesto desde el exterior.

Los cambios en la regulación del sector están modificando profundamente los hábitos de operación y planificación del sistema eléctrico. La toma de decisiones en estos ámbitos, tradicionalmente en manos de un operador centralizado como REE que ha tenido la responsabilidad de explotar el sistema hasta el momento¹, se traslada a cada una de las empresas eléctricas que han de asumir ahora, en contrapartida, los riesgos derivados de las reglas del mercado. Los negocios de generación, transporte y distribución de dichas empresas han de separarse, teniendo cada parte que velar por sus propios resultados económicos. Aparecen nuevos agentes y organismos como la Comisión Nacional del Sector Eléctrico (CNSE), el

Operador del Mercado, el Operador del Sistema, emergen nuevas figuras como las Comercializadoras de energía y cobra relevancia el papel de los consumidores que como clientes (ahora sí) van a irrumpir activamente en el sector. Se ha liberalizado la incorporación al mercado de nuevos entrantes, provocando en las empresas ya instaladas una presión en pos de la eficiencia para no verse desplazadas por nuevos agentes nacionales o extranjeros, algunos de ellos acostumbrados quizás a ejercer políticas más agresivas en este tipo de sector.

El funcionamiento del sector eléctrico se contempla, por tanto, desde una perspectiva completamente distinta. Nacen nuevas funciones, nuevas responsabilidades, nuevas formas de abordar el proceso de toma de decisiones y cambian los papeles a desempeñar por cada tipo de agente. Ello está dando origen a toda una nueva gama de estudios, análisis y aplicaciones, para los cuales es necesario emplear nuevos conceptos teóricos, en algunos casos todavía por explorar, y desarrollar nuevas herramientas de apoyo a las decisiones. Ninguna de las áreas de trabajo más clásicas relacionadas con el sector es ajena a este proceso. Así, tanto la generación, como el transporte o la distribución son objeto de nue-

vos enfoques y requieren nuevos estudios y herramientas.

Este artículo comenta, desde la experiencia del trabajo desarrollado en un centro de investigación universitario estrechamente relacionado con la industria eléctrica como es el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas y centrándose exclusivamente en el campo de la generación, el tipo de estudios, análisis y aplicaciones que el nuevo marco regulador del sector eléctrico está propiciando. Áreas como el transporte, la distribución o la comercialización de energía también están dando lugar a mucha actividad y podrían ser objeto de interesantes comentarios pero alargaría excesivamente esta presentación. El negocio de generación es sin duda el que, al menos formalmente, mayor proceso liberalizador ha sufrido y quizás por ello sea el más representativo de estos cambios.

Sin pretender en cualquier caso ser exhaustivos y refiriéndonos a los que actualmente están más activos, destacan dos grandes campos de trabajo que la nueva regulación del sector ha abierto en el ámbito de la generación. Por un lado se encuentran los asociados al propio diseño del mercado, que básicamente corresponden a estudios regulatorios y, por

otro, los asociados al estudio, análisis y desarrollo de herramientas de apoyo relacionados con el proceso de elaboración de ofertas de generación por parte de los agentes productores. El artículo se organiza atendiendo a esta división, reservando un último apartado a los temas que a nuestro juicio van a ser objeto de un trabajo igualmente intenso en el futuro.

2. Estudios regulatorios y diseño del mercado

El primer tipo de estudios y análisis a los que ha dado pie el nuevo entorno competitivo son los estudios regulatorios asociados al diseño del nuevo mercado. Tanto en la fase previa de diseño como en la transitoria actual y, sin duda, también en el futuro para mejorar lo presente, este tipo de estudios han cobrado y seguirán teniendo una gran importancia. El análisis de experiencias internacionales, el estudio de su aplicabilidad a las características específicas técnicas, políticas y de estructura propietaria empresarial del caso español, el diseño de alternativas propias, la evaluación de las consecuencias de cada opción, están constituyendo un amplísimo campo de trabajo. Ha dado lugar a un amplio espectro de tareas que van desde la elaboración de

¹ El hecho de que la operación del sistema estuviera centralizada, decisión tomada en 1985 con la creación de REE, se ha revelado como un elemento decisivo a la hora de explicar la celeridad y la ausencia de problemas técnicos importantes con la que ha sido posible completar el cambio del marco de operación del sistema. De hecho, el cambio de marco previsto en California para la misma fecha y programado con mucha mayor antelación, finalmente no ha podido cumplir sus plazos previstos, entre otras muchas otras razones, por no contar con un Operador del Sistema centralizado.

desarrollos teóricos significativos sobre los que sustentar las decisiones reguladoras hasta el desarrollo de herramientas de simulación para intentar evaluar y entender los efectos de cada una de las opciones consideradas. Los temas objeto de estos estudios son muy variados. Se podrían agrupar en tres bloques:

1.1. Diseño estructural del sector

Una primera gama de estudios corresponde al diseño estructural del sector. La reforma del sector guiada por una liberalización de las actividades de generación y comercialización y una re-regulación de las actividades de transporte y distribución, exige unos cambios relevantes en la organización tanto funcional como societaria del propio sector (véase por ejemplo [Joskow 83, Hunt 96]).

Se plantean en este sentido aspectos como el grado de separación de actividades —contable, jurídica, propietaria— exigible a las empresas eléctricas; el nivel de atomización de las empresas necesario para crear condiciones efectivas de competencia, el papel y función de la Administración; la necesidad de crear nuevos organismos independientes como el regulador —la Comisión Nacional del Sector Eléctrico (CNSE)—, el Operador del Mercado o el Operador del Sistema, la definición de las funciones y atribuciones de cada uno de ellos y la estructu-

ra propietaria pública o privada de los mismos.

Las soluciones adoptadas en el contexto internacional son muy diversas y no existe un consenso sobre la más adecuada. De hecho muchos de estos países han modificado o están debatiendo reformas en la estructura organizativa originalmente diseñada para liberalizar el sector. El conocimiento de estas experiencias y la correcta identificación de las causas de los problemas surgidos en cada una de ellas suponen un punto de apoyo importante para estos estudios.

El estudio y análisis de las distintas alternativas que se pueden plantear descansan sobre los siguientes criterios orientados principalmente a la consecución de un marco competitivo realmente efectivo:

- ✓ transparencia en las reglas de mercado y en la operación económica y técnica del sistema;
- ✓ eliminación de cualquier posible discriminación entre agentes asegurando la igualdad de oportunidades para todos ellos, lo que exige una clara separación de actividades, una independencia de la propiedad al menos entre las actividades reguladas y no reguladas y la retirada del Estado del negocio si mantiene sus funciones de regulador y árbitro;
- ✓ apropiada asignación de recursos vía una correcta identificación y asignación de costes de cada una de las actividades implicadas

en el negocio, lo que apunta de nuevo a una separación como mínimo contable de dichas actividades y a la eliminación así de posibles subsidios cruzados entre ellas;

- ✓ independencia de los reguladores y de los organismos encargados de la operación económica y técnica del mercado, lo que exige restricciones importantes en la estructura propietaria de las mismas;
- ✓ creación de una competencia suficiente en las actividades liberalizadas lo que exige un mínimo número de agentes interactuando en cada una de las actividades;
- ✓ eliminación de las barreras de entrada a la participación en las actividades sujetas a la competencia.

La solución adoptada en España —separación jurídica a partir del año 2000 de las actividades de generación y distribución, creación de un ente regulador de funciones limitadas, creación de un Operador del Mercado y de un Operador del Sistema encargados respectivamente, y de forma independiente, de la gestión económica y técnica del mercado y con fuertes restricciones en la configuración de su accionariado, aceptación de una pronunciada concentración en generación— responde en gran medida a los requisitos repasados previamente aunque presenta quizás ciertas lagunas en particular en lo que se refiere al grado de competencia en generación y a la excesiva intervención del

Estado en materia de regulación.

Los estudios y análisis en este campo no pueden, por tanto, considerarse ni muchos menos cerrados y será interesante seguir aprendiendo de las distintas experiencias internacionales.

1.2. Diseño del mercado

Un segundo campo novedoso, estrechamente vinculado al anterior en alguno de sus aspectos, y que está originando un importantísimo volumen de estudios y análisis es el relacionado con el diseño del mercado propiamente dicho. Aunque existe un alto grado de consenso en los objetivos que se persiguen a la hora de marcar las reglas del mercado —crear señales económicas adecuadas y correctas, impulsar una competencia efectiva, garantizar la transparencia, asegurar la equidad y el trato no discriminatorio entre agentes ya sean los ya existentes como los hipotéticos nuevos entrantes, favorecer mecanismos de cobertura de riesgo, trasladar al consumidor la mejora de la eficiencia del proceso productivo— son muy diversas las soluciones que en cada uno de los países se han planteado y no se ha dado todavía con un diseño plenamente satisfactorio.

Se trata de hallar una respuesta a preguntas como ¿es conveniente adoptar un "pool" de corto plazo obligatorio en el que centralizada y

estandarizadamente se resuelve el equilibrio de mercado entre la demanda y la oferta, fijándose un único precio para toda la energía intercambiada en cada momento, o por el contrario tiene sentido permitir la existencia de contratos físicos bilaterales entre agentes, coexistiendo con dicho "pool"?; ¿están justificados los pagos por potencia independientemente de la energía finalmente producida, cómo implantarlos?; ¿han de ser las ofertas completamente libres o debe exigírseles una clara correspondencia con los costes? ¿cómo se consigue esto último?; ¿es conveniente un único precio para todo el sistema o por el contrario se ajusta más a la realidad un precio espacialmente diferenciado de acuerdo al punto de inyección o retiro de la potencia producida o demandada respectivamente?; ¿cómo se pueden tratar, sin distorsionar las señales económicas correctas, las pérdidas óhmicas de la red, las restricciones de operación impuestas por la red, o los propios cargos de red? ¿deben ser estos últimos soportados por los productores, las demandas, o ambos?; ¿cuáles son los mecanismos para garantizar la seguridad en la operación técnica del sistema sin interferir gravemente y arbitrariamente en los mecanismos de mercado?; ¿cuál es la secuencia y encadenamiento de mercados más adecuada para asegurar la cobertura instantánea de la demanda en base a criterios de mercado?; ¿cómo han de diseñarse los procesos de casación de las ofertas recibidas en el

"pool"?; ¿qué formato de ofertas supone el mejor equilibrio entre transparencia y simplicidad por un lado y un adecuado reflejo de la estructura de costes de la generación por otro?; ¿cómo han de considerarse los intercambios internacionales?.

Aunque son factores como la estructura de propiedad —e.g. el nivel de concentración de los recursos productivos—, la voluntad política de profundizar más o menos en las reformas, las características de la producción —e.g. la existencia de un volumen significativo de energías limitadas como la hidráulica o de generación de carácter especial como la cogeneración o las energías renovables—, los compromisos regulatorios previos —e.g. inversiones tuteladas por el Estado en el pasado que no han respondido a decisiones estrictamente económicas sino estratégicas y que no se pueden ignorar—, o las restricciones de política energética nacionales —e.g. cuotas de consumo de carbón nacional—, los que muchas veces han primado a la hora de elegir soluciones distintas en cada país, es cierto que también han sido carencias teóricas y de madurez en el desarrollo de modelos de mercado orientados a un sector de características tan especiales como el eléctrico, las que explican que se haya buscado diseños



tan variados. Son todavía escasos los modelos y los años en los que se ha podido experimentar el comportamiento de los mercados existentes. Nos encontramos claramente aún en un proceso de aprendizaje, en el que se mantiene abierto un amplio frente de desarrollos, estudios y análisis teóricos y prácticos. De nuevo el análisis de la experiencia internacional supone una información didáctica valiosísima para ir realimentando los estudios teóricos y reorientando en la praxis los desarrollos regulatorios buscando una mayor efectividad y equidad.

Las herramientas y métodos empleados en estos desarrollos involucran campos como la microeconomía, la ingeniería, la organización de la producción, la regulación y requieren la utilización de técnicas y teorías muy diversas. Se pueden citar por ejemplo como de las más representativas la teoría económica marginalista, la teoría de subastas, las técnicas de simulación, la teoría de juegos o las teorías relacionadas con el estudio de los equilibrios de mercado. Los esfuerzos por aplicarlas con sentido a las particularidades de un mercado de energía eléctrica han sido muy importantes y fructíferos en los últimos años, véase por ejemplo [Schweppe 88, Pérez Arriaga 94, Kahn 95]. Han sido sorprendentes los avances que en tan pocos años —piénsese que Schweppe, sin duda el precursor de este movimiento en el sector publica sus primeros trabajos en este campo en los años ochenta— se han conseguido,

pero es indudable que representa un campo de trabajo aún muy abierto.

1.3. Procedimientos de casación de ofertas

Los distintos mercados que surgen fruto de la liberalización requieren el diseño de unos procedimientos específicos de casación de las ofertas de compra y venta. Esta sección comenta las consideraciones y los conceptos involucrados en estos diseños en el caso del mercado de la energía y los mercados de reserva secundaria y terciaria.

a) Energía:

La introducción de la competencia en el sector ha hecho que aspectos como la transparencia en las decisiones de operación o la autonomía de los agentes para despachar sus propios equipos, que antes no eran especialmente relevantes, pasen a ser criterios decisivos en el diseño del procedimiento de despacho. Algunos algoritmos clásicos de optimización que hasta hace poco tiempo se empleaban para estas tareas no cumplen con estos requisitos y es necesario buscar alternativas. Sin embargo, los métodos completamente transparentes, como la casación simple, se caracterizan por no tener en cuenta las características técnicas ni económicas de los equipos generadores y necesitan que los agentes realicen sus ofertas teniendo en cuenta los requerimientos de sus grupos

para que el resultado de la casación tenga sentido. Esto puede dar lugar, en ocasiones, a que el despacho encontrado resulte infactible y a que los generadores no sean físicamente capaces de cumplir con la programación que les ha sido asignada.

El diseño de un modelo de casación consiste básicamente en encontrar un equilibrio entre la necesidad de disponer de un método transparente que se adapte a las necesidades del mercado y la voluntad de preservar la eficiencia y la factibilidad del resultado final en cualquier situación. Temas como el tratamiento de los mínimos técnicos, las restricciones de rampa, las características de los procesos de arranque y parada, los costes de arranque, los costes de acoplamiento, la problemática de los grupos con energía limitada, etc. han sido objeto de amplios debates [CNSE 97] y probablemente lo sigan siendo en el futuro.

Otra alternativa son los procedimientos iterativos de casación, propuestos para California, basados en los trabajos de R. Wilson [Wilson 97]. El estudio de estos métodos todavía está comenzando y es preciso profundizar en su capacidad para reflejar las características de los generadores, así como analizar la viabilidad de los esfuerzos que estos procesos requieren en cuanto a equipo de comunicaciones, manejo de información, elaboración de las ofertas por parte de los agentes, tiempos de convergencia, etc.

La solución adoptada en España se basa en un formato de oferta simple e incluye, además, ciertas reglas que facilitan la factibilidad del proceso: una condición de ingreso mínimo para cada generador (si el generador no recupera una cantidad mínima de dinero en el mercado, todas sus ofertas son retiradas), restricciones de rampa, etc. Gran parte de los estudios realizados en este campo tratan acerca de la implantación práctica de estas reglas y la forma de lograr que cumplan sus objetivos distorsionando lo menos posible la transparencia del método (cómo comprobar el requisito de ingreso mínimo, qué criterios deben seguirse en caso de empate entre varios generadores, qué formato deben tener los datos de rampas —deben ser datos en energía o en potencia—, cómo determinar el perfil de potencias que corresponde a un cierto bloque de energía, etc.). Otra parte importante del debate consiste en determinar si es necesario incluir alguna otra condición adicional (tratamiento de los generadores con limitación de energía, etc.) que sea útil para el buen funcionamiento del mercado.

Entre las herramientas empleadas para este tipo de análisis se pueden distinguir:

- ✓ Desarrollos teóricos que están produciéndose recientemente en el campo de la teoría marginalista, cuya consolidación constituye la base de todos estos nuevos modelos.

- ✓ Técnicas de optimización, que permiten analizar en detalle el comportamiento de cada método y facilitan la comparación con modelos de referencia.
- ✓ Elementos de teoría económica como las teorías de la información o los desarrollos sobre el diseño de subastas.
- ✓ Simulaciones por ordenador, reproduciendo la conducta de los agentes mediante modelos matemáticos.
- ✓ Juegos de simulación, en los que diferentes personas realizan ofertas para un conjunto de generadores como si fueran agentes en el mercado real. A lo largo de los últimos meses han tenido lugar varias de estas simulaciones y en ellas han participado miembros de las empresas eléctricas y de la Administración.
- ✓ Análisis de los resultados reales del mercado y estudio de sus implicaciones.

El trabajo realizado sobre estos temas en la segunda mitad de 1997 ha sido muy importante y se ha conseguido una gran cantidad de resultados en poco tiempo. No obstante, muchas de las conclusiones obtenidas todavía no son definitivas. A mediados de 1998 es probable que se lleve a cabo una revisión completa del método de casación y de su funcionamiento en los primeros meses del mercado y parece claro que el modelo de casación seguirá siendo mejorado y seguirá evolucionando muy notablemente en el futuro.

b) Servicios complementarios

Los servicios complementarios de generación son los elementos necesarios para garantizar la seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica. Estos servicios comprenden: el control de tensiones, el seguimiento de las variaciones de carga (AGC), la dotación de reservas en el sistema, la reposición del suministro, etc. En el caso español, en el marco remuneratorio anterior a la fecha 1/1/1998 (correspondiente a empresas verticalmente integradas y reguladas según el Marco Legal Estable) la adquisición y remuneración de los servicios complementarios estaba completamente mezclada con la actividad básica de generación de energía.

En el nuevo entorno competitivo, la separación del suministro de servicios complementarios respecto a la actividad básica de generación de energía está dando lugar a la realización de numerosos estudios en los siguientes aspectos esenciales: 1) determinación del volumen óptimo de cada servicio complementario a adquirir por el operador del sistema, 2) procedimientos de selección de los proveedores adecuados, 3) establecimiento de las reglas de mercado en aquellos servicios que puedan ser prestados en un entorno de con-



currencia, 4) métodos de remuneración a los proveedores, 5) técnicas de monitorización del cumplimiento de los compromisos adquiridos por los proveedores del servicio.

Particularizando al caso de aquellos servicios cuya provisión está siendo realizada utilizando mecanismos de mercado, es decir, la reserva secundaria (AGC) y la reserva terciaria, a continuación se describen los estudios a que ha dado lugar el establecimiento de los mecanismos de casación de ofertas en ambos servicios:

b1) Reserva secundaria:

El Operador del Sistema deberá dotarse de suficiente volumen de reserva secundaria (a subir y a bajar) para realizar el adecuado seguimiento de la curva de demanda y hacer frente a posibles contingencias. Este servicio deberá ser remunerado a los agentes que lo proporcionan (fundamentalmente unidades de generación), por parte de demandantes del servicio (consumidores y generadores).

Una línea de investigación abierta es la adecuada definición de un mecanismo de mercado, en el que todos los agentes (consumidores y generadores) paguen el volumen de servicio que demandan a precio marginal. También se ha estudiado la sofisticación del procedimiento de casación teniendo en cuenta ofertas de re-despachos de generadores con el objeto de aumentar el volumen de reserva proporcionado. Se debe obser-

var que en este servicio lo que se remunera es la capacidad comprometida como reserva.

Otra línea de estudio se centra en cómo remunerar la energía neta proveniente de la reserva secundaria. Una opción (actualmente en uso) apunta a remunerar la energía neta secundaria a precio de la reserva terciaria de sustitución de esta energía neta, no permitiéndose que las unidades que proporcionan reserva secundaria oferten un precio por el uso neto de su energía secundaria. Sin embargo, existen otras posibilidades bajo estudio que contemplan ofertas de uso de la energía secundaria neta.

b2) Reserva terciaria:

La reserva terciaria, de dinámica más lenta (entorno a 15 minutos), tiene por objetivo el restablecimiento completo de las reservas de energía secundaria en caso de que haya existido un uso neto de éstas. En el actual procedimiento de casación, la provisión de reserva terciaria se realiza una vez finalizada la casación de reserva secundaria. Asimismo, existe un buzón abierto de ofertas de energía terciaria al que se puede entrar o salir libremente, previamente al despacho de terciaria, por parte del Operador del Sistema. Por el contrario, a diferencia de la reserva secundaria, actualmente no se considera una remuneración por la dotación de capacidad, sino únicamente por el uso de la reserva terciaria, aunque este aspecto remuneratorio está también bajo estudio.

2. Estudios, análisis y desarrollo de herramientas de apoyo a la elaboración de ofertas de generación y de previsiones de ingresos

Las empresas eléctricas han tenido que reorganizarse para asumir sus nuevas funciones dentro del mercado. Tienen ante sí el reto de adaptarse a un nuevo entorno en el que han de cambiar muchos de sus hábitos de funcionamiento y el que nacen nuevos cometidos y tareas. Quizás, entre las actividades más novedosas, las más representativas y actualmente las más activas sean las relacionadas con los procesos de elaboración de ofertas y de presupuestos anuales de operación —ingresos menos costes de operación—.

Prácticamente desde la nada, las empresas han tenido que poner en marcha un proceso interno de elaboración de ofertas sobre el que van a sustentarse, al menos en una primera etapa inicial, tanto la operación y el despacho de sus unidades como sobre todo sus ingresos económicos, con un riesgo asociado importante — hoy todavía mitigado por la forma de cobrar los costes de transición a la competencia y en el futuro protegidos por contratos de largo plazo—.

La elaboración de ofertas no constituye una tarea sencilla, sino más bien todo lo contrario ya que involucra multitud

de facetas estratégicas y operativas de las empresas: las políticas de adquisición de combustibles, la gestión del agua con la importante incertidumbre asociada a las aportaciones hidráulicas, la reducción de costes, la flexibilización de la operación de las centrales, la internalización de los costes fijos de operación en las ofertas, la utilización del bombeo, la provisión de reserva secundaria y terciaria, etc. No sólo tienen que asumir muchos de los estudios, análisis y decisiones que antes acometía REE sino que tienen que hacerlo desde una perspectiva completamente novedosa. La descentralización de las decisiones y la sustitución de la tradicional mentalidad de minimización de costes por la de maximización de beneficios son dos de los aspectos que más significativamente propician una nueva forma de operar y planificar el sistema, dando lugar a nuevos enfoques, estudios, análisis y aplicaciones así como al desarrollo de nuevas herramientas.

En el nuevo entorno los ingresos de las empresas dependerán de los precios del mercado, fruto del proceso de ofertas. La previsión de estos precios será por tanto el objeto de estudios de especial relevancia, y es de esperar una nueva gama de herramientas destinadas a facilitar y apoyar dichos análisis. Dado que tanto los procesos de elaboración de ofertas como los

estudios de previsión de ingresos comparten muchos puntos en común —e.g. la previsión de precios— se ha preferido tratarlos en común y utilizar el horizonte temporal como criterio para organizar la exposición. Así se propone recorrer a continuación el camino desde el largo-medio plazo hasta el más corto plazo.

2.1. El largo plazo

Tradicionalmente los estudios de largo plazo correspondían a análisis de la expansión del sistema generador desde una óptica centralizada y de minimización de costes. Se ha llegado a desarrollar herramientas muy sofisticadas y potentes, basadas en técnicas avanzadas de optimización y simulación estocásticas, que eran (y son) capaces de proponer y evaluar planes de expansión de la capacidad generadora del sistema sirviendo de herramienta de apoyo a la decisión de los planificadores. Estos modelos determinan el “mix” de tecnologías que de la forma más económica permite cumplir con determinados criterios de fiabilidad, sujeto a las más diversas restricciones y al comportamiento previsto de la demanda.

El nuevo entorno ha revolucionado por completo la forma de enfocar la planificación de la generación. La liberalización y descentralización

de las decisiones de inversión trasladan a cada agente individual la responsabilidad de evaluar, en términos puramente de coste-beneficio propio, la conveniencia de invertir en nuevas instalaciones de generación. Por otro lado los cambios tecnológicos² y la posibilidad de acceder a un nuevo combustible como el gas³ han reducido prácticamente las opciones posibles de expansión a los ciclos combinados de gas, tecnología que requiere inversiones razonables y que presenta plazos de construcción espectacularmente menores a los de las centrales más tradicionales. Los estudios de nuevas inversiones se basan por todo ello en la estimación del flujo previsto de ingresos a lo largo de varios años, es decir en una evaluación del comportamiento futuro del mercado. Intervienen en estos análisis factores asociados a la estimación de precios de combustible, de niveles de demanda, de nuevas inversiones ajenas, de precios de mercado, etc. Y en todo ello la evaluación del riesgo económico juega un papel crítico ya que proporciona la llave para encontrar financiación adecuada para la inversión. La estocasticidad de las aportaciones hidráulicas y de la demanda así como el posible juego de escenarios de precios y de las decisiones ajenas de expansión son aspectos que va a ser necesario saber manejar en este entorno.

² También puede considerarse relevante para esta discusión el que no existen recursos hidráulicos significativos aún por aprovechar.

³ A pesar de que la liberalización del sector gasista en España es todavía una asignatura pendiente.

Otro de los aspectos importantes relacionados con el largo plazo es la valoración de los contratos de largo plazo que permite a la generación cubrir su riesgo —válidos tanto para los nuevos entrantes como para las instalaciones existentes—. Estos estudios requieren también el mismo tipo de análisis que el mencionado previamente. Lo mismo puede decirse en general de cualquier toma de decisiones estratégicas de las empresas en el largo plazo.

Las herramientas que actualmente se puedan desarrollar en este campo tienen más que ver con los modelos de explotación que se mencionan en el apartado siguiente —sometidos a múltiples escenarios— que con los modelos tradicionales de expansión.

2.2. El medio plazo

A nuestro entender las funciones que deben desempeñar los estudios y análisis de medio plazo en el nuevo entorno competitivo han de ser las siguientes:

- ✓ Funciones económicas básicas como son las previsiones de ingresos y la elaboración de presupuestos.
- ✓ Gestión anual e hiperanual en su caso de las aportaciones hidráulicas estocásticas
- ✓ Gestión de cantidades de producción en términos genéricos, de cuotas impuestas de producción, de cuotas de mercado y del bombeo estacional.

y todo ello con un triple objetivo:

- ✓ Realizar previsiones económicas de medio plazo: previsión de ingresos y presupuestos anuales.
- ✓ Servir de soporte de las funciones del largo plazo mencionadas previamente: gestión de contratos, determinación de estrategias empresariales de largo plazo y evaluación de inversiones.
- ✓ Servir de soporte de las funciones de corto plazo, en particular la elaboración de ofertas en los mercados diarios de energía y de servicios complementarios: consignas de producción hidráulica, valoración de las reservas de agua, consignas de la producción térmica sujeta a restricciones anuales —por ejemplo las cuotas de carbón nacional o el resultado de imposiciones de carácter medioambiental—.

Corresponden a estudios de explotación en su acepción más clásica. Sin embargo el contexto es otro muy distinto. Seguramente el cambio más significativo sea el que deben enfocarse estos estudios desde la perspectiva de una maximización de los beneficios de operación de cada agente individual en lugar de la tradicional minimización centralizada de costes. Las empresas tienen la obligación de marcar estrategias de maximización de beneficios aprovechando, en el marco de la legalidad y de las reglas de mercado fijadas, todos sus recursos disponibles y sólo en condiciones ideales y poco rea-

listas de competencia perfecta el resultado será el mismo. Es necesario, por tanto, al mencionar los estudios y análisis de explotación en el nuevo entorno, entenderlos en estos nuevos términos. Otro factor significativo que se incorpora también al enfoque que debe guiar los estudios de explotación es el de "cuota de mercado", concepto que puede llegar a representar un valor estratégico de cara a los accionistas e inversores, a veces incluso superior a la propia maximización de beneficios.

Estos nuevos enfoques acarrearán consigo una importante revisión de muchos conceptos tan clásicos como puede ser el del valor del agua a medio y largo plazo. Éste debe entenderse ahora en términos de una maximización de beneficios de la propia empresa en lugar de en términos de una minimización de los costes globales del sistema, por lo que el concepto de valor de sustitución del agua cambia también de significado.

Los aspectos que han de tenerse en cuenta en estos estudios pueden ser muy variados pero desde luego incluyen elementos como el reflejo del comportamiento estratégico de cada empresa o las interacciones externas sobre el mercado —por ejemplo los costes de transición a la competencia, la ayuda al consumo de carbón, los contratos existentes, las cotas explícitas o implícitas impuestas a los precios del mercado—.

Los métodos necesarios para abordar este tipo de estu-

dios y análisis, así como las técnicas sobre las que basar el desarrollo de herramientas de apoyo en este campo representan un área de investigación apenas desbrozado todavía y que despierta un enorme interés. Desde la certeza de que no tardarán en llegar desarrollos que concreten y asienten distintas metodologías en este campo, y que no siempre se ajustarán a lo que aquí se comenta a continuación, se pueden hacer las siguientes indicaciones preliminares:

✓ En un sistema como el español en el que la producción hidráulica regulable —y esta observación podría hacerse extensiva a aquellos medios de producción de energía limitada con capacidad de gestión a medio plazo— tiene un peso significativo y en el que implícitamente existen restricciones anuales de consumo de carbón nacional⁴, es de esperar que sea imprescindible para las empresas contar con modelos de medio plazo que sirvan de ayuda a la gestión de los recursos hidráulicos propios y sean capaces de valorar esas otras restricciones de carácter anual. En este sentido pueden y deben aprovecharse gran parte de las metodologías y técnicas desarrolladas con éxito durante muchos años en el campo de los modelos de explotación clásicos. Las técnicas de simulación, de optimización —véase las

metodologías de descomposición para abordar problemas de gran tamaño—, de tratamiento de la estocasticidad, etc. que han llegado a un estado de madurez importante siguen siendo de plena utilidad.

✓ El nuevo enfoque con el que debe diseñarse un modelo de explotación acorde a la realidad del nuevo entorno, es decir la búsqueda individual de optimizar los beneficios propios, exige incorporar al modelo, de alguna forma, conceptos teóricos novedosos propios de la microeconomía y de la teoría de juegos. Los mercados se entienden como elementos dinámicos que se estabilizan en torno a unos puntos de equilibrio caracterizados por las estructuras de producción de los distintos agentes. También, y de forma muy paralela, se pueden entender como el resultado de un determinado juego en el que las reglas marcadas imponen finalmente una estrategia a seguir por cada agente en función de las reacciones de los demás. El desafío teórico y práctico se encuentra en trasladar las metodologías y los modelos de cálculo que dichas teorías ofrecen al contexto específico de la explotación de un sistema eléctrico. Las soluciones exploradas en este sentido suelen recurrir a la utiliza-

ción de algoritmos iterativos en el que cada agente, cada uno a su turno, trata de maximizar su beneficio congelando las acciones de los demás. Sin embargo, es un campo de trabajo muy abierto y existen investigaciones que tratan de desarrollar métodos más directos vía la incorporación de restricciones de equilibrio.

2.3. El corto plazo

De entre todos los mercados parciales que constituyen el nuevo mercado mayorista de la electricidad, el de mayor importancia desde el punto de vista del volumen económico de las transacciones realizadas es el mercado de ofertas diarias. En efecto, es de esperar que se negocie en este mercado un volumen del orden del 80% del valor de los servicios de generación eléctrica. En este sentido el corto plazo está marcado por el proceso de elaboración de ofertas diario.

Este mercado se constituye como un conjunto de subastas (una por cada hora) de compra y venta de energía eléctrica. Se van aceptando (casando) las ofertas de venta, empezando por la más barata, y las ofertas de compra, empezando por la más cara; de forma que las cantidades de energía comprada y vendida sean siempre iguales entre sí. El proceso continúa mientras queden sin casar ofertas de venta más baratas que

⁴ Formalmente las cuotas de consumo de carbón nacional no son obligatorias pero los mecanismos diseñados para favorecer su cumplimiento prácticamente así lo exigen.

alguna oferta de compra. El precio de las últimas ofertas casadas es el marginal del sistema, al que se pagan todas las ofertas de venta casadas y se cobran todas las ofertas de compra casadas. El procedimiento se complica por una serie de restricciones adicionales, destinadas a asegurar la factibilidad técnica de la casación resultante en lo referente a los mínimos técnicos de los grupos térmicos y las rampas de subida y bajada de potencia generada por los grupos.

Desde el punto de vista de la elaboración de ofertas de generación por parte de las empresas, existen dos problemas de gran importancia:

1. El problema de como recuperar los costes fijos de las centrales (costes de arranque y parada, coste de funcionamiento en vacío, etc.) en una oferta que es esencialmente variable (ptas/kWh). Este es el problema de la internalización de los costes no variables. Es difícil de resolver porque el ciclo natural de las centrales térmicas es de una semana, pero el mercado se constituye diariamente. Además, dentro de cada día, los diversos mercados horarios presentan una gran independencia. Así pues, es preciso decidir cómo han de recuperarse los costes no variables durante la operación de la central, en general a partir de una predicción del funcionamiento futuro de la misma, para realizar una oferta razonable al sistema.

Lo que lleva naturalmente al segundo problema:

2. La estimación del comportamiento de la competencia o, equivalentemente, de la evolución del marginal del sistema (el precio de la electricidad). Aun cuando es posible que la maduración del mercado lleve a comportamientos cada vez más previsibles, es también cierto que las inevitables perturbaciones, sean de corto plazo (contingencias, días festivos entre semana, bajas temperaturas, etc.) como de largo plazo (cambios de los precios de los combustibles, cambios de política económica, etc.) nunca permitirán previsiones completamente fiables. Sin contar las variaciones que pueda introducir la propia dinámica del sistema.

Además de estos problemas, existen otros quizá de menor cuantía, como la necesidad de evitar infactibilidades de la solución debidas a problemas no contemplados en el mecanismo de casación (infactibilidades por limitaciones de la red de transporte, puntos de operación de grupos térmicos infactibles o poco convenientes, por encima del mínimo técnico); o como los problemas ligados a la gestión del bombeo; o problemas causados por errores en la previsión de la demanda.

Parte de estos problemas se pueden resolver en los mercados intradiarios. Estos mercados se convocan para resol-

ver los problemas encontrados durante la operación en tiempo real del sistema. Un problema importante es que las empresas deben realizar ofertas de generación, o de no generación (dejar de producir lo que tenían previsto), con una gran agilidad.

Los procesos de elaboración de ofertas en el horizonte diario estarán alimentados por decisiones estratégicas de mayor nivel, parte de las cuales están tratadas en los estudios de medio plazo citados previamente. Así estos procesos habrán de alimentarse de consignas de producción ofrecidas por los análisis de mayor horizonte, y su papel consistirá en fijar los precios del mercado en el día a día. La estimación de los precios previstos en el corto plazo —en ese intervalo la incertidumbre asociada a las aportaciones hidráulicas y la disponibilidad de los grupos es muy reducida— será una tarea importante ya que permite orientar las decisiones de internalización de costes de los grupos térmicos y las decisiones de colocar la producción hidráulica. Es de prever que se generalice el uso de técnicas estadísticas —series temporales, análisis multivariante, etc.— que intenten caracterizar el comportamiento de los precios en el corto plazo. Cada empresa deberá procurar sistematizar su proceso de ofertas para lo cual deberá responder primero a preguntas del estilo ¿sobre qué tipo de generación interesa trasladar el riesgo de producir? ¿cuál es el papel del bombeo

puro? ¿cómo internalizar los costes fijos de operación de los grupos térmicos? ¿qué estrategia debe seguirse con la producción hidráulica regulable? ¿cómo ha de ofertarse los mínimos técnicos de los grupos? De estos análisis se pueden derivar reglas de comportamiento que, programadas en un entorno adecuado, sirvan de apoyo a la elaboración diaria de ofertas y permitan realizar simulaciones de comportamiento con las que mejorar las estrategias seguidas.

2.4. Servicios complementarios

Uno de los primeros estudios que las empresas eléctricas han tenido que acometer a la hora de ofertar servicios complementarios de generación ha sido la determinación de los costes incurridos en la prestación de cada uno de los servicios, para poder así diseñar su oferta. La determinación de costes incurridos también es importante para los servicios cuya prestación no se va a realizar en un entorno de concurrencia, sino bajo contratos de largo plazo, como es el caso del control de tensiones y la reposición del servicio.

En el caso de la prestación del servicio de reserva secundaria, las unidades de generación integradas en el lazo de control AGC, por el hecho de regular, están sujetas a pérdidas de rendimiento estático y dinámico. Además, en el caso de unidades hidráulicas, la pro-

visión de reserva secundaria puede conducir a una desoptimización de la programación de la cuenca. Asimismo, los generadores que regulan se caracterizan por unos menores rendimientos de diseño aunque más estables en todo el rango de regulación, respecto a unidades de generación no diseñadas para regular. Por último, hay que citar como otras fuentes de costes a los mayores gastos de mantenimiento, el mayor índice de indisponibilidades y la inversión en equipamiento de control local.

En el caso del servicio de control de tensiones, los costes incurridos se deben al incremento de pérdidas de activa (estátor, rotor y transformador elevador) que la generación o absorción de potencia reactiva conlleva. Asimismo, en algunas situaciones podrá existir lucro cesante en el mercado de energía por parte de una unidad de generación que haya debido disminuir su generación de activa para poder generar un mayor volumen de reactiva.

Otro tipo de estudios que las empresas eléctricas deben abordar bajo el nuevo entorno competitivo es el diseño de estrategias de oferta que tengan en cuenta la concatenación en el tiempo de mercados de energía y de servicios complementarios. Por ejemplo, una cuenca hidráulica puede tener en cuenta en su oferta de energía a enviar al mercado diario, el posible beneficio futuro que podría haber obte-

nido con un determinado volumen de agua si su energía asociada, en vez de ser despachada en el mercado diario de energía, hubiese sido despachada primeramente como reserva secundaria (capacidad) y luego como energía secundaria neta (uso).

Asimismo, parece clave el estudio de la coordinación entre distintas unidades hidráulicas, con distintas curvas de costes incurridos, para determinar cuál es la manera óptima en la que una determinada cuenca puede satisfacer los requerimientos de reserva a subir y a bajar por parte del Operador del Sistema.

5. Futuros campos de trabajo y estudio

Existen numerosos campos de trabajo adicionales que se han abierto con la aparición del nuevo entorno. Muy brevemente se destacan a continuación algunos de los que seguramente, en relación con la generación, mayor atención van a requerir en el futuro más inmediato.

El estudio y evaluación de las condiciones reales de competencia en el sector constituye también un área que requerirá desarrollos y análisis importantes.



La posible coexistencia de contratos bilaterales físicos con el "pool" gestionado por el Operador del Mercado en base a una mútua no discriminación plantea importantes retos teóricos y prácticos que será necesario abordar.

La gestión de riesgos va a constituir una de las principales actividades de las empresas. La elaboración de contratos tanto físicos como financieros y el acceso a mercados de futuros y opciones, se van a convertir en el futuro en elementos de enorme importancia. Para ello va ser necesario elaborar una nueva batería de herramientas que sean capaces de valorar los contratos y de asesorar sobre sus condiciones. La incorporación de los contratos para su evaluación en los modelos de medio y largo plazo mencionados previamente supone un primer paso. Se plantearán seguramente también el desarrollo de herramientas más sofisticadas que apoyen la elaboración de contratos o la política de cobertura de riesgos en el mercado. El efecto de la existencia de los contratos y de los mercados de futuros sobre el "pool" es también ya objeto de estudios y análisis.

El tratamiento de la información va a constituir también un campo de enorme desarrollo. Los datos van a adquirir un valor estratégico y tanto su almacenamiento y procesado como la extracción inteligente de la información que conllevan van a suponer un importante campo de trabajo.

6. Conclusiones

El nuevo entorno en el que se está desarrollando ya el sector eléctrico ha supuesto una auténtica revolución en cuanto al tipo y variedad de estudios, de análisis, de desarrollos teóricos y de herramientas novedosas se refiere. El diseño de la nueva organización sectorial y los profundos cambios de hábito empresarial que están viviendo ya las empresas eléctricas, ha dado origen a nuevas e importantes necesidades que requieren una respuesta de tipo teórica y práctica. Las empresas, las entidades reguladoras, los distintos organismos presentes en el mercado y los centros de investigación y consultoría que los apoyan tienen ante sí un reto importante y apasionante para saber cubrir satisfactoriamente dichas necesidades.

Este artículo ha repasado algunos de los campos en los que más actividad se está dando en la actualidad. Los estudios, análisis y desarrollos que aparecen se caracterizan por ser muy interdisciplinarios. La ingeniería, la economía, la organización, la regulación y la matemática entre otras materias se conjugan en varias de sus facetas para poder diseñar estrategias, explicar comportamientos y tomar decisiones en un mercado tan complejo técnicamente como el de la energía eléctrica. El artículo se ha centrado exclusivamente en el ámbito de la generación. Las actividades de transporte,

distribución y comercialización de la energía están generando también una importante gama de nuevas necesidades igualmente enriquecedoras e interesantes.



Referencias

[BOE 97] Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico. BOE núm 285 del 28 noviembre 1997.

[CNSE 97] Grupo de trabajo de diseño del mercado. Síntesis del método transitorio de casación de ofertas en el mercado diario. CSEN, Noviembre 1997

[Hunt 96] S. Hunt, G. Shuttleworth. *Competition and choice in electricity*. John Wiley & Sons, 1996

[Joskow 83] P.L. Joskow, R. Schmalensee. *Markets for Power: an analysis of electrical utility deregulation*. MIT Press, 1983.

[Kahn 95] E. Kahn. *Regulation by simulation: The role of production cost models in electricity planning and pricing*. Operations Research. Vol. 43, N° 3, May-June 1995.

[Pérez-Arriaga 94] J.I. Pérez-Arriaga. *Principios económicos marginalistas en los sistemas de energía eléctrica*. Informe técnico IIT-93-044, Enero 1994

[Schweppe 88] F.C. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors, R. Bohn. *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers, 1988

[Wilson 97] *Activity rules for a power exchange*. Power Conference, University of California Energy Institute, Berkeley, Marzo 1997.