

LA COMPETENCIA ENTRE ENERGÍAS PRIMARIAS. EL PAPEL DE LA ENERGÍA NUCLEAR. COSTES Y CTC'S

R. MIRANDA

EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, introdujo un cambio sustancial en el marco regulatorio del sector eléctrico con respecto a la legislación anteriormente vigente, que se sustentaba sobre el Marco Legal Estable.

Como principales diferencias, en el ámbito del artículo que nos ocupa, cabría destacar:

- Creación de un mercado mayorista para la compra-venta de electricidad,
- Libre competencia en generación y comercialización,
- Libre instalación de nueva capacidad de generación,
- Libertad de utilización de energías primarias,
- Libre contratación de suministro para los clientes elegibles y
- Cobro de un máximo de 1.988.561 MPTA en concepto de costes de transición a la competencia (CTC)

El mercado mayorista de electricidad entró en funcionamiento el 1 de enero de 1998 y se organiza sobre un mercado diario, como mercado principal, y una serie de mercados posteriores, de menor entidad física y económica, tanto de energía como de servicios complementarios, cuyo objeto final es adecuar en todo momento la oferta a la demanda, en condiciones de seguridad para la continuidad del suministro.

Los agentes generadores participan en el mercado, ofertando hora a hora precio y energía para cada una de sus unidades de producción.

En paralelo, los demandantes realizan sus ofertas de compra. La ordenación, con relación a su precio, de las de ofertas de compra y de venta da como resultado un punto de cruce, o precio marginal del sistema, con el que se liquidan todas las transacciones horarias de compra-venta de energía. El precio marginal del sistema coincide con el de la oferta

de energía más cara a la que ha sido necesario acudir para satisfacer la demanda. (ver figura I)

Son varias las razones que justifican la adopción de un sistema marginalista, como sistema básico de competencia en el sector eléctrico, y en este sentido, la práctica totalidad de países del mundo con sistemas eléctricos liberalizados han optado por modelos de corte marginalista. Entre ellas, y de forma sucinta, destacaríamos:

- La escasa capacidad práctica de la demanda para realizar ofertas de compra condicionadas a un precio. El valor económico que perdería el consumidor en caso de renunciar a la energía sería, salvo en casos excepcionales, mayor que el precio de mercado.

- La diversidad de tecnologías que acuden al mercado. Por la concepción cortoplacista del mercado, es el coste variable o marginal de cada tecnología el que guía las decisiones de los operadores.

De esta forma, se establece una competencia natural entre las diferentes unidades de generación sobre la base de sus costes variables operativos o costes marginales. Los agentes repercuten en su oferta todos aquellos costes que son evitables ante la opción de no funcionar, es decir, el coste del combustible, los costes de arranque y parada, los costes asociados a las restricciones operativas que puedan surgir de los programas comprometidos en las diferentes sesiones de mercado, así como otros posibles costes que se derivarían de un posible despacho no óptimo para determinadas tecnologías y que más adelante se detallará, por aplicar, este último concepto, a la tecnología nuclear especialmente.

La generación también percibe ingresos en concepto de retribución por garantía de suministro a largo plazo. Esta retribución responde a la garantía que se ofrece a la clientela de que habrá suficiente capacidad instalada para atender su demanda, evitando incertidumbres

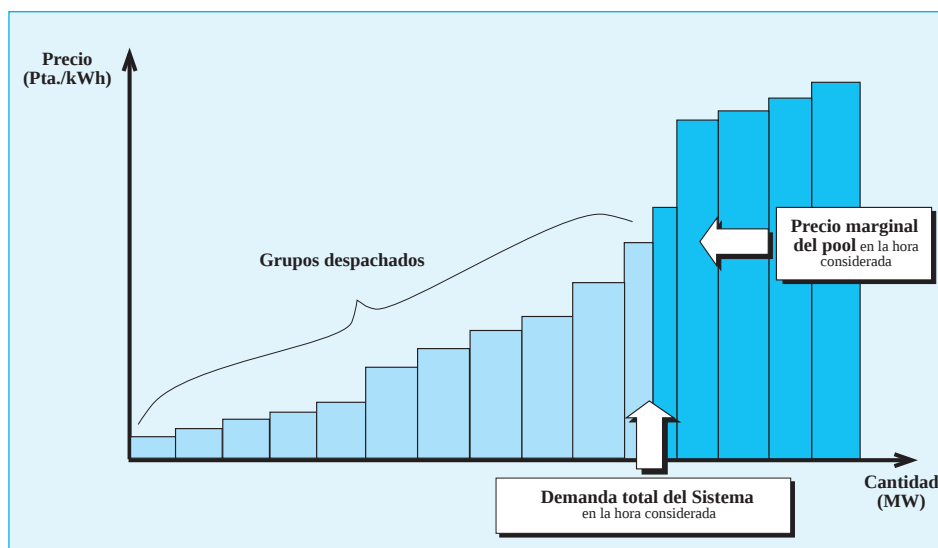


Figura I

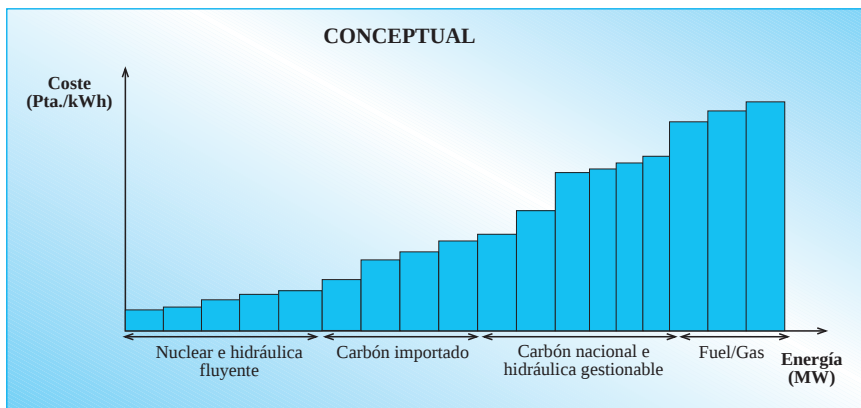


Figura II

que pudieran traducirse en una inestabilidad de los precios, previa a faltas de suministro.

Adicionalmente, en el caso español y al igual que en otros países que han transitado desde un sistema regulado a otro liberalizado, se reconocen unos costes de transición a la competencia.

Conceptualmente, los ingresos vía costes de transición a la competencia, se destinan a la recuperación de los costes incurridos al amparo de la regulación anterior, en exceso sobre los correspondientes a las tecnologías marginales de las instalaciones de generación.

COMPETENCIA ENTRE ENERGÍAS PRIMARIAS

Sin entrar en el detalle de los números, que a fin de cuentas vendrían a representar el escenario energético peninsular, los costes de combustible de las diferentes energías se ordenarían por orden de preferencia desde la energía hidráulica fluyente, o no gestionable, con coste nulo o prácticamente nulo, hasta la generación proveniente del equipo de fuel o gas na-

tural, que sería, en las circunstancias energéticas actuales, la más cara.

A continuación de la energía hidráulica fluyente se ubica, como energía más competitiva la energía nuclear, con unos costes variables de combustible en el entorno de 1 PTA/kWh. Constituye, junto con la energía hidráulica fluyente, lo que denominamos la energía de base del sistema, es decir, son energías cuyo despacho está asociado a su disponibilidad, teniendo una utilización plena de la misma, al ser las de menor coste.

En el argot de mercado, este tipo de centrales se denominan "tomadoras de precio", dado que ellas nunca, en circunstancias normales, son marginales y el ingreso que perciben siempre viene fijado por el de otras tecnologías, que sí están en el margen. (ver figura II)

En el caso concreto de la energía nuclear, al ser su operación más compleja desde el punto de vista operativo y por tanto más lenta para llevar a cabo modificaciones de carga, se tiende a interiorizar en el precio de la oferta el coste que implicaría obtener un programa de mercado no factible.

Por el medio, se ubican los carbones importados y acto seguido los carbones nacionales, si bien estos tienen un espectro de costes más amplio, derivado tanto del tratamiento regulatorio contemplado por la actual legislación como de la diversidad de los costes de la oferta de carbón nacional, condicionada por el nivel de ayudas que percibe la minería.

Finalmente, nos quedaría la energía hidráulica gestio-

nable, o aquella que, hablando en términos más coloquiales, de alguna forma puedo decidir el momento en el que deseo producirla y que, lógicamente, coincidirá con aquel en el que mis expectativas de ingreso por producir son mayores, es decir, en momentos de demanda punta. En realidad, esta forma de gestión aplica no solamente a la energía hidráulica gestionable, si no también a toda aquella tecnología cuya energía es limitada; pongamos por caso el de una central térmica que dispone únicamente de carbón nacional en una cantidad limitada para funcionar únicamente cien días a lo largo del año. La gestión óptima de esa energía equivalente a cien días de funcionamiento, soslayando las infactibilidades de gestión a que ello conllevaría, sería aquella que ubicase esa producción en los cien días de mayor precio del año.

Obviamente la tecnología marginal en cada hora viene determinada, además de por el volumen de energía asociado a cada tecnología, por el nivel de demanda que presente el mercado.

Además, existen unas variables no gestionables de forma directa, como es la paridad dólar-euro, el precio del barril, el coste de los fletes, etc. que en mayor o menor medida vienen a alterar la ordenación antes mencionada, aproximando o alejando a determinadas tecnologías de la tecnología marginal. Existen fórmulas activas para gestionar el riesgo incurrido por la volatilidad de estas variables, si bien conllevan un sobrecoste adicional; estamos hablando de los seguros de cambio, contratos a largo plazo con cláusulas take or pay, etc.

BALANCE DEL AÑO 1998

A lo largo del año 1998, el conjunto del parque nuclear tuvo una producción de 59.002 GWh, lo que representó el 37,1% del total de la producción peninsular. Así mismo y con respecto al año anterior, la producción se incrementó en un 6,7%. Sin duda sobre éste último guarismo tienen una repercusión importante las paradas por revisión y recarga efectuadas a lo largo del año, y que fueron inferiores a las del año anterior, así como la buena disponibilidad del equipo, que situó la tasa de fallo fortuito en un 3,6%. (ver figura III).

Estas cifras vienen a corroborar lo que de alguna forma comentábamos anteriormente, en el sentido de ubicar a la energía nuclear, como una energía altamente competitiva en costes variables, constituyendo junto con la energía hidráulica fluyente la energía de base del sistema, siendo el resto de energías las que actúan como marginales, dependiendo del nivel de la demanda. (ver figura IV)

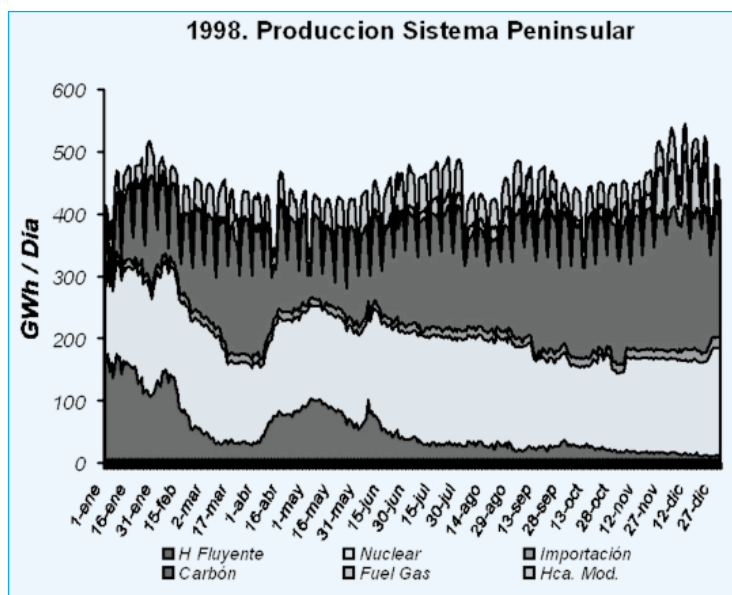


Figura III

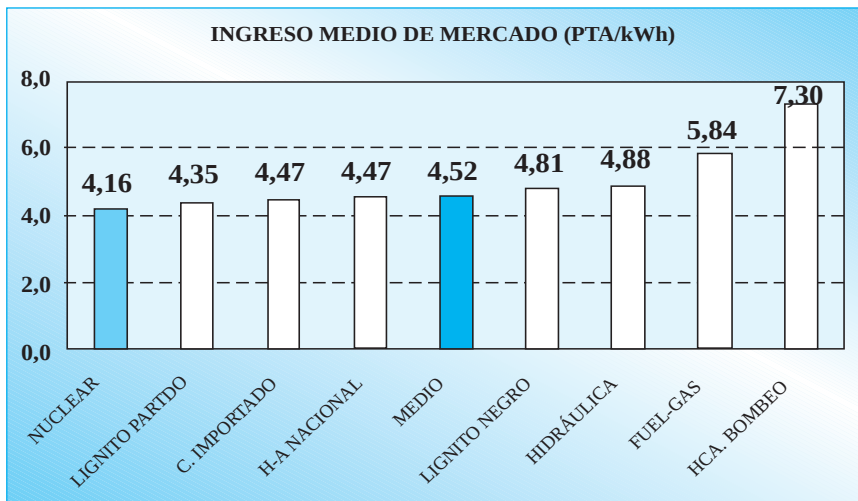


Figura IV

El ingreso medio de la energía nuclear en el mercado durante 1998 se situó en 4,16 PTA/kWh, siendo, tal y como comentábamos antes, el más bajo por tecnología, por el hecho de ser una energía de base y estar presente tanto en momentos de precios altos como de precios bajos. El resto de tecnologías, sobre la base de su competitividad en costes, obtienen mejores ingresos unitarios, en la medida que concentran su menor producción preferentemente en períodos de precios altos.

EL PAPEL DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA

El concepto de CTC aparece cuando se introduce competencia sobre un sistema regulado, de base empresarial privada y en un entorno de costes marginales decrecientes. Podríamos definir los CTC como costes y cargas, básicamente de inversión, en los que las empresas han incurrido de forma prudente o por mandato del regulador en el régimen tarifario del contexto anterior y que no se cubrirán en un mercado en competencia. En el caso español, se han calculado como el exceso de coste incurrido por las empresas con respecto a la tecnología marginal de referencia, constituida por un mix 50% de ciclo combinado de gas natural y 50% de carbón de importación.

Por tecnologías, la energía nuclear representa el 49% de los CTC, un 32% la térmica clásica y el 19% restante entre la hidráulica convencional y de bombeo.

Los CTC son recuperados a través de las tarifas y los peajes y su influencia sobre el mercado es nula, ya que éste se basa en costes marginales o "evitables", mientras que los CTC son costes hundidos, ya incurridos y por tanto inevitables.

La no recuperación de los CTC pondría en juego la viabilidad misma de las empresas eléctricas españolas, permitiendo la entrada de nuevos operadores en mejores condiciones competitivas y financieras que las empresas existentes.

REFLEXIONES SOBRE EL DESARROLLO FUTURO DEL MERCADO Y EL PARQUE DE GENERACIÓN

El mercado eléctrico como tal, tendrá una influencia directa y sensible en la evolución de la industria eléctrica. No sólo porque evidentemente está fijando la rentabilidad de las plantas actualmente existentes, sino porque, además, orientará las decisiones de expansión de la capacidad futura.

España parece estar abocada en un futuro a este tipo de competencia, todo ello sin olvidar nuestro contexto; somos un país geográficamente alejado del centro de gravedad eléctrico de Europa, con escasos recursos energéticos y con un crecimiento de demanda elevado.

¿Con qué alternativas?. Evidentemente el gas natural en ciclo combinado constituye actualmente la tecnología de referencia cuyos costes marcarán los precios en un futuro inmediato.

De hecho ya se están encarando numerosos proyectos de nuevas centrales, tal y como podíamos ver recientemente en artículos de prensa.

El que el precio del mercado de corto plazo refleje directamente estos costes, o que surjan con más fuerza otros mecanismos (contratos bilaterales y mercados alternativos) dependerá de toda clase de circunstancias. Influirá en ello la organización de la industria, el marco regulatorio nacional y europeo, las características de los contratos de gas y muchos otros factores.

El mercado eléctrico en su concepción actual tendrá indudablemente su papel, dada la ventaja que presenta respecto a otras opciones: permite la operación técnica centralizada del sistema eléctrico y preserva la libertad de los agentes en cuanto a las decisiones de tipo comercial, permitiéndoles la captura de beneficios que serían impensables sin la eficaz coordinación de una explotación conjunta del sistema generación-transporte.

Así pues, lo más probable es que aún cuando en el futuro nos encontremos con diversos instrumentos de contratación, el mercado de corto plazo continúe orientando los precios.

En este mercado, tal y como decíamos más arriba, la energía nuclear es altamente competitiva por sus bajos costes variables de combustible, recibiendo, en consecuencia, un importante margen del mercado. Por contra, presenta el inconveniente de sus elevados costes de inversión para adaptarse a un entorno de competencia marginalista. Ello, representa riesgos para el inversor que difícilmente pueden asumirse sin la seguridad de mecanismos de cobertura de largo plazo.

No obstante el tratamiento regulatorio de la garantía de suministro a largo plazo será un elemento decisor clave para las nuevas inversiones.

Así mismo, la diversificación de fuentes primarias de energía junto con su impacto ambiental, serán otros de los factores clave que condicionarán la estructura del futuro parque generador.



Rafael MIRANDA ROBREDO es Ingeniero Superior Industrial del ICAI, Diplomado M.S. (Métodos Cuantitativos de Gestión) por el EOI y miembro de: American Management Associations, Consejo Social Universidad Autónoma de Madrid, Círculo de Empresarios y Economic Advisory Board, de RWE Energie. Su experiencia profesional se inició en Tudor, donde fue Adjunto a la Dirección Técnica, Director de EMISA (Grupo Tudor), Director de la Factoría de Manzanares y Subdirector Técnico del Grupo Tudor. Posteriormente, en Campofrío, fue Subdirector General y máximo responsable de la División Industrial. Por último, ingresó en ENDESA, donde actualmente es Consejero Delegado del Grupo, desempeñando además los siguientes cargos: Consejero de Red Eléctrica, Consejero del Club Español de la Energía, Vicepresidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, Presidente de Sevillana de Electricidad, Presidente de FECSA, Presidente de ENDESA Internacional y Presidente de ENERSIS.