

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA NUEVA REGULACIÓN ELÉCTRICA

.....
JOSÉ IGNACIO PÉREZ ARRIAGA

Vocal de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE)

«En lugar del gran número de preceptos que encierra la lógica, creí que me bastarían los cuatro siguientes: consistía el primero en no admitir jamás como verdadera cosa alguna sin conocer con evidencia que lo era, es decir, evitar cuidadosamente la precipitación y la prevención... El segundo, en dividir cada una de las dificultades que examinare en tantas partes como fuese posible y en cuantas requiriese su mejor solución. El tercero, en conducir ordenadamente mis pensamientos, comenzando por los objetos más simples... para ir ascendiendo poco a poco... hasta el conocimiento de los más compuestos... Y, el último, en hacer en todo enumeraciones tan completas y revisiones tan generales que estuviera seguro de no omitir nada.»

Descartes, *Discurso del Método*

LA EXISTENCIA DE UN PROCESO GENERALIZADO DE CAMBIO DE PARADIGMA REGULADORIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO A NIVEL MUNDIAL ES UN HECHO INCUESTIONABLE, UNA REVISIÓN MUY COMPLETA PUEDE ENCONTRARSE EN

(Pollitt, 1997), por ejemplo. Podría parecer que la regulación, entendida de acuerdo a (Tenenbaum, 1995) como un «sistema que permite a un gobierno formalizar e institucionalizar sus compromisos de proteger a los consumidores e inversores en un determinado sector industrial», al aplicarse a la industria eléctrica en países con contextos muy diferentes debiera haber dado lugar a realizaciones prácticas muy diversas.

Sin embargo, en el pasado esto no ha sido así y, hasta hace muy pocos años, ha existido una gran uniformidad en lo que en

este artículo se ha denominado la «regulación tradicional», según la cual el suministro eléctrico se ha considerado como un servicio público prestado en condiciones de monopolio, con garantía de franquicia territorial y fijación administrativa de los precios atendiendo, en el mejor de los casos, a los costes incurridos en proporcionar el servicio. Ver (Pérez Arriaga, 1995) para una exposición conjunta y comparativa de las regulaciones nueva y tradicional.

El cambio regulatorio en el sector eléctrico, que se inscribe en la actual tendencia

liberalizadora de la economía —transporte aéreo, telecomunicaciones, servicios bancarios, suministro de gas, etcétera—, ha sido posible gracias al concurso de diversos factores. Por un lado, el desarrollo de la capacidad de interconexión de los sistemas eléctricos, que ha conducido a un aumento efectivo del tamaño de los potenciales mercados relevantes, eliminando o reduciendo los posibles efectos de economía de escala de las unidades de producción. Por otro lado, la aparición de nuevas tecnologías de generación económicamente muy competitivas, en una multiplicidad de tamaños y con tiempos de instalación muy reducidos,

que están proporcionando, al menos inicialmente, un amplio caudal potencial de entrantes a los mercados de nueva creación (Joskow, 1997).

En algunos países ha sido determinante la insatisfacción con el enfoque tradicional, a causa de sus deficiencias más habituales: excesivo intervencionismo gubernamental, confusión de los roles del Estado como propietario y como regulador, ineficiencia en la gestión económica y técnica por ausencia de competencia o falta de capacidad inversora. Finalmente, los avances tecnológicos en medida, comunicaciones y procesado de la información facilitan enormemente el planteamiento de competencia en la comercialización del suministro eléctrico a los consumidores finales.



LA NUEVA REGULACIÓN ELÉCTRICA

La nueva regulación eléctrica parte de un postulado básico: que es posible la existencia de un mercado mayorista de energía eléctrica. En todas las experiencias que hasta la fecha han tenido lugar, el núcleo de este mercado mayorista es un mercado spot de electricidad, en relación al cual o como alternativa al mismo, se establecen contratos de medio y largo plazo de diversos tipos, e incluso mercados organizados de derivados eléctricos. Los agentes que realizan transacciones en estos mercados son los generadores, los consumidores autorizados, y diferentes categorías de empresas comercializadoras, ya sea actuando en nombre de colectivos de consumidores sin capacidad de elección, o bien de consumidores con dicha capacidad, o bien como puros intermediarios entre otros agentes.

La nueva regulación ha de ocuparse también de otros muchos aspectos, tales como la creación de un mercado minorista que permita que todos los consumidores puedan ejercer el derecho a elegir suministrador; los mecanismos e instituciones de coordinación de los mercados organizados y, muy particularmente, de la operación técnica del sistema; las redes de transporte y distribución en sus diversos aspectos de acceso, expansión, retribu-

ción, calidad de servicio y asignación de peajes por su utilización; o el diseño del proceso de transición del marco tradicional al de competencia, de forma que se protejan los intereses legítimos de consumidores y empresas.

¿Está justificado el hablar de unos fundamentos teóricos específicos de la regulación del sector eléctrico? Con frecuencia se ha defendido la singularidad de esta regulación en base a la supuesta naturaleza de servicio público del suministro eléctrico, a la imposibilidad práctica de almacenar la electricidad en cantidades relevantes o al volumen elevado del inmovilizado material que esta industria requiere, con una utilización específica y un período de maduración muy largo. Pero el argumento que realmente justifica un planteamiento particular de la nueva regulación eléctrica es que el suministro de electricidad requiere la realización de determinadas actividades, asociadas fundamentalmente a las redes de transporte y de distribución, cuyo control confiere un poder absoluto en el mercado eléctrico.

Es, por consiguiente, imprescindible que estas actividades asociadas a la red sean totalmente independientes de las actividades competitivas esenciales, que son la producción y la comercialización. Por ello, ya que normalmente los procesos de liberalización parten de compañías totalmente integradas verticalmente, esto es, que realizan todas las actividades desde la pro-

ducción hasta la facturación de la electricidad al consumidor final, es generalmente preciso comenzar modificando la estructura de organización y de propiedad del sector, antes de poder introducir mecanismos de competencia. Por supuesto que en la estructura que resulte habrá también que atender posteriormente a los aspectos de concentración horizontal de las empresas de producción y de las entidades comercializadoras, así como a la integración vertical entre unas y otras, para mantener unas condiciones aceptables de competencia en el mercado.

El presente artículo expone los fundamentos teóricos de la nueva regulación de la industria eléctrica, sin detenerse a revisar las experiencias ya disponibles (Joskow, 1997; Gilbert, 1996; Pérez Arriaga, 1995; Pollitt, 1997). El próximo apartado se dedica a la enumeración, descripción y análisis del conjunto de actividades que se requieren para suministrar electricidad, haciendo ver la necesidad de tratar a cada una específicamente —el método cartesiano—, como requisito indispensable para diseñar una estructura empresarial y un marco regulatorio adecuados para el sector eléctrico. En el siguiente apartado se complementa este análisis de las actividades individuales con el examen de varios temas de conjunto que deben asimismo afrontarse en la implantación práctica de la nueva regulación.

LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

Naturaleza de las actividades. Un examen atento del proceso completo de abastecimiento de energía eléctrica a los consumos finales permite identificar diversas actividades, de naturaleza técnica y económica muy distinta, que son por tanto susceptibles de recibir un tratamiento regulatorio diferente.

La división clásica en generación, transporte y distribución es excesivamente burda y además comete errores de bulto, como por ejemplo integrar dentro de una única categoría —«distribución»—, lo que al menos son dos actividades de naturaleza radicalmente distinta: el servicio de «red de distribución», que permite hacer llegar física-

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA NUEVA REGULACIÓN ELÉCTRICA

mente la energía desde la red de transporte hasta los consumidores finales y que tiene características de monopolio natural, y el servicio de «comercialización» de esta energía, adquiriéndola al por mayor y vendiéndola al por menor, que puede realizarse en condiciones de competencia.

El análisis de las actividades eléctricas que a continuación se expone es fruto de la reflexión del personal de la CNSE durante el proceso de elaboración de la Ley del Sector Eléctrico Español, y constituye un resumen de lo publicado en el documento (CSEN, 1997a). Una primera clasificación de carácter general permite agrupar las actividades en las categorías básicas de producción, de red, de intermediación o transacción y de coordinación, además de otras complementarias de las anteriores, como medición o facturación. La tabla 1 presenta un posible desglose detallado de actividades de acuerdo a esta clasificación.

En una primera impresión podría parecer que el desglose expuesto en la tabla 1 es excesivo. Sin embargo, es absolutamente preciso partir conceptualmente de una descomposición como ésta para poder realizar un correcto planteamiento regulatorio. Por ejemplo, la *planificación de la expansión* de la red de transporte, debido al carácter de monopolio natural de esta red y a su significativa influencia sobre las condiciones del mercado eléctrico, es una actividad que debe ser estrictamente regulada, con la última decisión siempre en manos de la Administración, aunque pueda contar con la participación técnica y con las propuestas de entidades como el Operador del Sistema o de los propios agentes usuarios de la red. Por el contrario, una vez decididas las características y la fecha de entrada en funcionamiento de una nueva instalación de red, su *construcción* puede ser asignada por algún procedimiento de concurso en condiciones de competencia de calidad y precio.

Separación de actividades. El elevado número de las actividades que han sido identificadas no implica necesariamente una multiplicidad correspondiente de sujetos para realizarlas. Como se verá más adelante, existen sinergias y costes de transacción que aconsejan que en ciertos casos un mismo sujeto se haga cargo de varias actividades. No obstante, también se verá que pueden existir conflictos de

TABLA 1
CLASIFICACIÓN DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

Generación	Transacción
Generación en régimen ordinario	<i>Mercado mayorista</i>
Generación en régimen especial	Contratación libre
Servicios complementarios	Contratación estandarizada
	Intercambios internacionales
Red	<i>Mercado minorista</i>
<i>Transporte</i>	Comercialización a consumidores con capacidad de elección
Planificación de la expansión	Comercialización a consumidores sin capacidad de elección
Construcción	<i>Actividades complementarias</i>
Planificación del mantenimiento	Liquidaciones
Mantenimiento	Facturación
Operación del transporte	Medición
<i>Distribución</i>	
Planificación de la expansión	
Construcción	
Planificación del mantenimiento	Coordinación
Mantenimiento	Operación técnica del sistema eléctrico
Operación de la distribución	Operación del mercado organizado

interés para un sujeto a cargo de más de una actividad, cuando la realización de una de ellas puede favorecerle frente a otros agentes en otra actividad que esté abierta a la competencia. Es posible aplicar distintos niveles de separación, que es necesario adecuar a cada caso particular. Básicamente, pueden considerarse cuatro tipos: contable, de gestión, jurídica (esto es, sociedades distintas, pero que pueden pertenecer a los mismos propietarios, a través de un grupo empresarial) y de propiedad.

La regla básica sobre separación de actividades en la nueva regulación es que un mismo sujeto no debe realizar simultáneamente actividades reguladas (por ejemplo, distribución) y actividades abiertas a la competencia (por ejemplo, generación). Es obvio que el potencial apoyo que la actividad regulada puede proporcionar a la competitiva constituye una ventaja para ésta que es regulatoriamente inadmisibles. De igual forma, tampoco es aceptable que el riesgo de la actividad competitiva se transfiera a la regulada, pues recae en última instancia sobre consumidores sin capacidad de elección.

Asimismo, para conseguir una adecuada transparencia en las actividades reguladas se requiere que exista al menos una separación contable entre las unidades de negocio correspondientes. Las actividades de diversificación (es decir, no eléctricas) que quieran emprender las empresas con actividades reguladas no deben permitirse

o, en todo caso, deben estar sujetas a la autorización de la entidad reguladora. El criterio básico para la autorización debe ser la inexistencia de repercusiones negativas sobre el negocio regulado, que podrían acabar siendo soportadas en última instancia por los consumidores sin capacidad de elección.

En el diseño del nuevo marco regulatorio deben sopesarse las distintas ventajas e inconvenientes en las decisiones de asignación de actividades a sujetos y en la fijación de los niveles de separación, teniendo también en cuenta las características específicas del sistema concreto y, en particular, la estructura empresarial de la que se parte. Las soluciones son obvias en algunos casos —lo cual no quiere decir que sean fáciles de implantar—, pero en otros casos caben varias alternativas válidas, como lo muestra la diversidad de las experiencias de los países que han adoptado la nueva regulación eléctrica. Más adelante, en este artículo, tras la discusión individual de cada una de las actividades consideradas, se presenta como ejemplo una propuesta razonable de asignación de actividades a sujetos, (tabla 2).

ACTIVIDADES DE GENERACIÓN

Las actividades de generación comprenden la generación de energía *en régimen ordinario*, y la de *régimen especial*, —típicamente la cogeneración y las tecnologías de producción que utilizan recursos

renovables—, que regulatoriamente sólo se deben diferenciar cuando la generación especial recibe un trato más favorable — ya sea retributivo, de operación o de otro tipo—, lo que es habitual actualmente en numerosos países. También deben incluirse algunos de los llamados *servicios auxiliares o complementarios*, cuando son proporcionados por los generadores, siendo su finalidad contribuir a que el suministro eléctrico se preste en condiciones adecuadas de seguridad y de calidad de servicio.

La generación en régimen ordinario es una actividad no regulada, que se realiza en condiciones de competencia, sin restricciones de entrada y con libre acceso a las redes. Su venta puede efectuarse a través de distintos procedimientos de transacción —básicamente en un mercado spot o por medio de contratos—, que se describen más adelante entre las actividades de transacción.

La generación especial, excepto por la existencia de diversos mecanismos económicos de promoción que la pueden distinguir, en nada más se diferencia de la generación ordinaria bajo un aspecto regulatorio. La motivación fundamental para apoyar a la generación especial es su menor impacto ambiental en relación con la generación ordinaria. Dado que los costes medioambientales no están actualmente tenidos explícitamente en cuenta en el precio de los mercados eléctricos, se utilizan diferentes esquemas regulatorios para compensar esta carencia y equilibrar el terreno de juego para todas las tecnologías de producción, de forma que puedan competir todas ellas en condiciones de mayor igualdad, reconociéndose implícita o explícitamente todos los costes realmente incurridos.

Entre los esquemas regulatorios en uso o propuestos de promoción de la generación especial se encuentran los siguientes:

a) Obligación de las empresas comercializadoras o de las distribuidoras de compra de la energía que se les ofrezca a un precio fijado administrativamente.

b) Una prima, ya sea prefijada o bien asignada con mecanismos concurrenciales por cada kWh producido con los generadores que cualifiquen para ello.

TABLA 2 EJEMPLO DE ASIGNACIÓN DE ACTIVIDADES A SUJETOS	
ACTIVIDADES	SUJETOS
Generación Generación en régimen ordinario Generación en régimen especial Servicios complementarios	Generación Productores (empresas de generación) Productores autorizados Productores
Actividades de red <i>Transporte</i> Planificación de la expansión Planificación del mantenimiento Construcción Mantenimiento Operación del transporte <i>Distribución</i> Planificación de la expansión Planificación del mantenimiento Construcción Mantenimiento Operación de la distribución	Actividades de red <i>Transporte</i> Administración con colaboración del Operador del Sistema y resto de los agentes Operador del Sistema Empresas constructoras (no necesariamente transportistas) Empresas transportistas Empresas transportistas <i>Distribución</i> Empresas distribuidoras Empresas distribuidoras Empresas constructoras (no necesariamente distribuidoras) Empresas distribuidoras Empresas distribuidoras
Transacciones <i>Mercado mayorista</i> Contratación libre Contratación estandarizada Intercambios internacionales <i>Mercado minorista</i> Comercialización a consumidores con capacidad de elección Comercialización a tarifa <i>Actividades complementarias</i> Liquidaciones Facturación Medición	Transacciones <i>Mercado mayorista</i> Productores, comercializadores, consumidores cualificados Productores, comercializadores, consumidores cualificados Productores, comercializadores, consumidores cualificados, agentes externos <i>Mercado minorista</i> Comercializadores Comercializadores (inicialmente podrían coincidir con las empresas distribuidoras) Operador del Mercado y entidad especializada independiente Comercializadores, generadores u otros Comercializadores, generadores, distribuidores u otros
Coordinación Operación técnica del sistema Operación del mercado organizado	Coordinación Operador del Sistema Operador del Mercado

c) Exención de determinados impuestos, en particular de los que se establezcan sobre la producción de energía.

d) Ayudas a la inversión o a los programas de I+D en estas tecnologías.

e) Cuotas obligatorias de adquisición de energía a la generación especial por parte de comercializadores y consumidores elegibles, lo que fomenta la creación de un

mercado paralelo de compraventa de esta energía.

f) Adquisiciones voluntarias de energía renovable por los consumidores finales, que pagan por ella una cantidad extra dedicada a financiar a la generación especial. En la elección de un enfoque apropiado ha de valorarse fundamentalmente la eficacia — consecución del objetivo buscado en relación con el extra coste incurrido—, y el evi-

tar en lo posible las interferencias con el funcionamiento del mercado.

Además de producir energía, los grupos de generación contribuyen en la prestación de otros servicios que son imprescindibles para un suministro eléctrico eficiente y seguro: proporcionan reservas de operación, con capacidad de actuación en distintas escalas de tiempo, para hacer frente a los inevitables desajustes entre demanda y generación; contribuyen a regular la tensión en la red eléctrica en las diversas condiciones de operación; o bien permiten recuperar el servicio prontamente en la eventualidad de un fallo generalizado. La tendencia actual en la regulación de este conjunto de actividades adicionales de la generación, denominado globalmente *servicios complementarios*, se resume en dos criterios básicos:

- a) La utilización, siempre que sea posible, de criterios de mercado para su asignación y retribución, regulándolos directamente en caso contrario.
- b) Que los cargos por los costes incurridos recaigan sobre los agentes causantes de su demanda.

ACTIVIDADES DE RED

Como ya se ha indicado, el suministro eléctrico requiere necesariamente el uso de redes, que por sus características técnicas y económicas han de ser gestionadas y reguladas como un monopolio natural, lo que condiciona fundamentalmente la nueva regulación del sector.

Las actividades de red incluyen: la planificación de las inversiones, la construcción, la planificación del mantenimiento, el mantenimiento y la operación. La *planificación de las inversiones* es el proceso por el que se determina la fecha de entrada en servicio, la ubicación, la capacidad y demás características de los nuevos activos de una red. La *planificación del mantenimiento* es el proceso por el que se determinan los períodos de tiempo en los que cada línea estará fuera de servicio para que se efectúen las reparaciones y tareas necesarias para mantenerlas operativas con un grado de fiabilidad adecuado. La *construcción* y el *mantenimiento* son actividades que pueden realizarse por empresas espe-



cializadas, no necesariamente empresas eléctricas. La *operación de la red* es el manejo de los flujos de energía en la red a partir de actuaciones directas sobre las instalaciones físicas de transporte, debiendo coordinarse con las actuaciones sobre las instalaciones de producción y consumo. Las redes pueden también participar en la provisión de determinados *servicios complementarios*—como la regulación de tensión—, que en lo que se refiere a las redes suelen regularse directamente, incorporándolos a las anteriores actividades sin hacer intervenir mecanismos de mercado.

Tanto la planificación de los refuerzos de la red de transporte como la del mantenimiento tienen consecuencias sobre las actividades de coordinación que afectan al mercado eléctrico, por lo que debe garantizarse escrupulosamente la independencia de la entidad responsable de su gestión—típicamente el Operador del Sistema—, con respecto a los agentes del mercado. Pero ambas actividades de planificación tienen también repercusiones obvias en las de mantenimiento y construcción de la red, que corresponden a las empresas transportistas. Existen, por consiguiente, motivos regulatorios de peso para separar la *operación del sistema* de cualquier empresa transportista, aunque por otro lado no pueden ignorarse las sinergias entre las distintas actividades de red, que aconsejarían que estuviesen en manos de una única compañía.

En las redes de distribución, por el contrario, no existe el problema de interferencia con la coordinación del mercado, por lo que no hay inconveniente en que todas las actividades de red en un área determinada puedan ser realizadas por una misma empresa—la empresa distribuidora local—. La actividad de distribución se diferencia de la de transporte en otros dos aspectos fundamentales bajo un punto de vista regulatorio: a) la red de distribución es a la que se conecta directamente la inmensa mayoría de los consumidores finales, por lo que los aspectos de calidad de servicio cobran una particular importancia; y b) el elevado número de instalaciones de distribución no permite su tratamiento regulatorio individualizado—por ejemplo, en particular en lo referente a la retribución—, por lo que se recurre a procedimientos simplificadores de carácter global.

La nueva regulación de las redes eléctricas se puede reducir a tres aspectos principales: acceso, inversiones y precios (Pérez Arriaga, 1992), que se comentan a continuación.

Transporte

Acceso: en los sistemas que han adoptado la nueva regulación existe implícitamente acceso a la red de transporte para todos los agentes autorizados a participar en el mercado mayorista. Obviamente, la capacidad de la red impone una limita-

ción física al acceso, y las potenciales situaciones de conflicto pueden regularse de diversas formas que, como se verá, están muy relacionadas con la responsabilidad sobre la planificación de las nuevas inversiones.

Un enfoque es limitar el derecho de acceso a la red, para nuevas solicitudes de conexión, a la existencia de capacidad remanente —por cierto, un concepto ambiguo, pues depende de las condiciones de operación, entre otros factores—. El enfoque opuesto es establecer mecanismos de mercado locales para la resolución de las congestiones, sin conceder prioridad en el acceso a los agentes por haberse conectado antes, de igual forma que en el mercado global el generador más eficiente desplaza al menos eficiente. Se pueden señalar diversas opciones regulatorias relacionadas con la implantación de estos mercados locales: a) usar precios nodales (Schweppe, 1988) es teóricamente la más ortodoxa, pero puede considerarse una sofisticación superflua en sistemas con escasos problemas de congestiones; b) utilizar precios zonales *ad hoc* solamente cuando aparecen congestiones; c) ignorar las congestiones en un primer despacho y aplicar mecanismos de oferta y casación *ad hoc* para resolver las que pudieran existir, asignando el sobrecoste incurrido a los agentes causantes; d) los anteriores procedimientos pueden complementarse con contratos por diferencias que reduzcan el riesgo de volatilidad de los precios locales que las congestiones puedan ocasionar; (Hogan, 1992) y (Pérez Arriaga, 1994) dos enfoques alternativos; y e) ignorar las restricciones en un primer despacho y compensar económicamente a los generadores menos económicos desplazados por la restricción, cargando a los consumidores el extra coste de la reprogramación —el mecanismo del *uplift* del pool inglés—, que es un deficiente esquema regulatorio.

Inversiones: el objetivo de la regulación es aquí el conseguir una red de transporte adaptada a las solicitudes de generación y consumo, con una fiabilidad adecuada y al mínimo coste. Las opciones regulatorias están muy asociadas al esquema que se haya adoptado para el acceso.

El enfoque más habitual es el de la planificación centralizada, delegada por la Admi-

nistración a una entidad especializada —tradicionalmente la empresa verticalmente integrada, el Operador del Sistema en la nueva regulación—, que ha de realizar esta actividad sujeta a criterios prefijados de selección de las mejores alternativas, y siempre contando con la autorización final administrativa de cada instalación. La retribución de la red es fijada por la entidad reguladora, o bien resulta directamente para determinadas instalaciones de los concursos de adjudicación de la construcción y del mantenimiento, en su caso. Una posible dificultad con este esquema es la posibilidad de sobreinversión (que reduce los potenciales problemas de operación de la red) y la falta de incentivos en general a la eficiencia.

Otro enfoque consiste en responsabilizar totalmente al Operador del Sistema —sea transportista o no—, por lo que éste debe: a) informar a los usuarios de la situación previsible de congestión o «capacidad remanente» de la red en sus distintos nodos de acceso, en un horizonte temporal razonable; b) asegurarse de que la red cumple con determinados estándares, prefijados regulatoriamente, de diseño y de servicio; y c) encargarse de ampliar las instalaciones de red —por sí mismo si está autorizado o bien abriendo un concurso—, siempre que sea necesario para responder a las solicitudes de acceso, de forma que se sigan cumpliendo los estándares. La remuneración de la red puede ser como en el enfoque anterior. Si el Operador del Sistema y el transportista fuesen la misma empresa, como es el caso de la National Grid Company de Inglaterra y Gales, caben procedimientos retributivos tipo IPC - X, en general más propios de las redes de distribución y que no aseguran un nivel óptimo de desarrollo de la red, que sólo estará condicionado por el cumplimiento de los estándares.

Un tercer enfoque es dejar la iniciativa de reforzar la red a los usuarios de la misma, que pueden sopesar la contribución que les corresponda en los costes de inversión frente a los beneficios —por facilitar el acceso, eliminación de congestiones o reducción de pérdidas—, de cada posible refuerzo. El regulador evalúa la utilidad pública de los refuerzos propuestos y, en los casos afirmativos, organiza un concurso para la adjudicación de su construcción y mantenimiento. La entidad transportista

adjudicataria es remunerada de acuerdo a los términos de su oferta y deja la operación de la instalación al Operador del Sistema. Es un procedimiento tan orientado al mercado como es posible con la regulación de la red, aunque es complejo de administrar y descansa fundamentalmente sobre la existencia de señales correctas de precios de red, que promuevan la ubicación correcta de los agentes en la misma.

Precios: ya que las actividades de red de transporte están reguladas, los precios que se apliquen por este concepto deben permitir cubrir sus costes totales (criterio de equidad o viabilidad). Además, es fundamental que los agentes reciban señales económicas correctas (criterio de eficiencia) correspondientes a su ubicación en la red, tanto en el corto plazo —para que el mercado funcione correctamente, tomando en consideración las pérdidas y las posibles congestiones—, como en el largo plazo —para promover una ubicación correcta de los futuros agentes productores o consumidores—. Y los precios no deben ser discriminatorios.

Existen cuatro conceptos de coste que frecuentemente aparecen mencionados bajo el epígrafe de precios de la red de transporte, y que hay que saber distinguir y tratar adecuadamente: asignación de los costes de la red, pérdidas óhmicas, congestiones y servicios complementarios. Los únicos costes relevantes de la red son los de inversión y los de mantenimiento, ninguno de los cuales está relacionado en la práctica con el uso eléctrico de los activos de transporte. Las pérdidas ocurren en la red, pero realmente son costes de producción, así como los sobrecostes de reprogramación que puedan derivarse de la existencia de congestiones u otras restricciones asociadas a la red. Como ya se ha comentado anteriormente, los servicios complementarios son fundamentalmente una actividad de generación y como tal deben tratarse regulatoriamente.

La existencia de pérdidas y de congestiones en la red da lugar a señales económicas, que pueden verse como modificaciones del precio del mercado en cada momento. Así, el precio único del mercado se convierte en precios nodales —un precio diferente en cada nudo de la red, (Schweppe, 1988)—, que transmiten correctamente el impacto económico de

las diferentes localizaciones de los generadores y de los consumidores. Si se prefiere mantener un precio único de mercado, no por eso debe renunciarse a las señales económicas de pérdidas y restricciones. Las pérdidas imputables a cada agente, ya sea marginalmente o en valor medio, pueden repercutirse como factores correctores de los precios de las ofertas o, preferiblemente, de las cantidades realmente producidas o generadas, de forma que los agentes internalicen sus pérdidas en sus ofertas, (CNSE, 1997b). El tratamiento económico de las congestiones ya fue comentado al tratar sobre el acceso a la red.

La aplicación de precios nodales en lugar de un precio único del mercado da lugar a un superávit, que puede utilizarse para cubrir una parte de los costes de la red, normalmente no superior al 25 por 100. En todo caso, ya se apliquen precios nodales o un precio único del mercado, debe resolverse el problema de asignar a los usuarios de la red la mayor parte, o la totalidad, de los costes de la red de transporte.

Muy diversos métodos han sido utilizados o propuestos para realizar esta asignación. Conceptualmente, puede afirmarse que si, de una u otra forma, ya han sido enviadas a los usuarios de la red las señales de pérdidas y de congestiones, el objetivo primordial del método de reparto ha de ser interferir lo menos posible con las decisiones de mercado y de inversión que los agentes tomarían si no hubiese nada que repartir. Esto lleva a criterios de reparto del tipo «second best» que, por ejemplo, para asignar los costes de las instalaciones existentes que correspondan a los consumidores podría basarse de alguna forma en los denominados precios Ramsey, esto es, cargar más a los consumidores finales cuya demanda es menos elástica (habitualmente, los domésticos y otros menores) que a los más elásticos (típicamente, los grandes consumidores). Para una nueva y costosa instalación de red, podría ser preferible partir de una valoración de los beneficios causados a cada usuario —por reducción de pérdidas o de congestiones—, de forma que en el cargo asignado a cada usuario se repercuta el beneficio neto que la instalación le proporciona.

Los peajes de red, por su carácter de ineludibles para cualquier usuario, constituyen



un mecanismo tentador para el regulador, que puede servirse de él para traspasar a los consumidores cualquier otro cargo regulatorio (por ejemplo, ayudas a la generación especial), por ajeno a la red que sea. Esta práctica regulatoria es cuestionable, pues introduce señales económicas espurias en los precios de la red y, cuando éstos son asignados con criterios relacionados con la localización de los agentes, perjudica en general la eficiencia.

En un contexto de varios sistemas interconectados, con regulaciones eléctricas en general diferentes pero que permitan transacciones entre sus respectivos agentes, debe evitarse un error regulatorio básico al determinar el peaje de red a aplicar a dos agentes situados en sistemas distintos y que realizan una transacción. El citado procedimiento erróneo —denominado «pancaking» en EE.UU.—, consiste en fijar el peaje a aplicar a la transacción como suma de los peajes de los sistemas que razonablemente debieran atravesarse para efectuarla. Véase que de esta forma la cuantía del peaje depende críticamente de la estructuración territorial —ya sea en compañías eléctricas o en países—, que poco tiene que ver con el verdadero coste que la transacción impone a la red eléctrica del conjunto de los sistemas.

A falta del nivel de coordinación necesario para establecer un peaje regional único para cubrir el coste de la red global —con cargos aparte por pérdidas y restricciones

también consideradas en conjunto—, una aproximación razonable y fácil de aplicar consistiría en que cada agente solamente pagase los cargos de red —peaje, pérdidas, congestiones—, correspondientes a la red de su país, como un derecho único de conexión a la red regional, y que cada país considerase, sin discriminaciones y a todos los efectos, las importaciones y exportaciones a través de sus fronteras respectivamente como generadores o consumos del propio país, situados en los correspondientes puntos de la frontera.

Distribución

Acceso: la actividad de distribución está regulada, y las compañías distribuidoras tienen obligación de suministro en el área sobre la que se les ha concedido una franquicia territorial —explícita o implícita—. Por consiguiente, todo consumidor situado en una zona tiene el derecho a ser conectado a la red y a ser suministrado según las condiciones de calidad que se hayan establecido reglamentariamente para la misma.

La mayor parte de los sistemas que han adoptado la nueva regulación permiten libertad de acceso —esto es, de elección de compañía comercializadora—, a los consumidores finales, que en general están conectados a una red de distribución. Es importante advertir que el cambio de compañía comercializadora en nada modifica los derechos ni cargos de

un consumidor respecto a la red de distribución en la que está físicamente conectado.

Todo lo anterior no significa que cualquier consumidor pueda imponer a la compañía distribuidora exigencias singulares de conexión sin al menos estar obligado a cubrir los sobrecostos incurridos. La reglamentación de las acometidas, en general prolija y dependiente de normativas de las Administraciones locales, trata de encontrar el justo punto medio entre dos extremos. Por un lado, exigir a la distribuidora que proporcione servicio universal de red en su zona, sin otro coste que el que regulatoriamente haya sido reconocido por esta actividad. Pero, por otro lado, imponer al consumidor algún tipo de freno económico a sus exigencias, para evitar que éstas acaben siendo excesivas e irrazonables.

La problemática del acceso a la distribución se complica por la existencia de otros usuarios de estas redes, además de los consumidores finales. Se trata de los generadores —típicamente de mediana o pequeña capacidad—, conectados a la red de distribución y de otras empresas distribuidoras —pequeñas en general—, cuyo suministro proviene de otra distribuidora aguas arriba.

Los aspectos regulatorios específicos de la generación embebida en la distribución son varios, todos ellos derivados del hecho de que en la actualidad esta generación da lugar a unos flujos de energía y unas condiciones de operación —no siempre predecibles—, que obligan a revisar los planteamientos básicos del diseño de las redes de distribución. Pueden destacarse los siguientes: a) la necesidad de normas específicas de conexión de los generadores a estas redes, atendiendo a criterios de seguridad del suministro y de las instalaciones; b) el establecimiento de peajes adecuados por el uso de la red, que, por un lado, tengan en cuenta la reducción de capacidad necesaria de red y de pérdidas que produce la mayor cercanía de la generación al consumo y, por otro, reconozcan las exigencias especiales que la existencia de esta generación ocasiona; y c) la dificultad añadida que se le crea al distribuidor para estimar su demanda agregada neta a nivel de transporte, ya sea con fines de operación del

sistema o de participación en el mercado mayorista.

Las empresas distribuidoras —y típicamente también comercializadoras—, embebidas en otras distribuidoras o situadas aguas abajo de ellas, presentan una problemática específica a causa de los aspectos de competencia involucrados. Sin la connotación de competencia se trataría de un consumo más en media tensión. Pero cuando se compite por suministrar a consumidores fronterizos —tanto existentes como nuevos—, y más si la normativa de peajes o tarifas reguladas crea condiciones de partida distintas para ambos tipos de distribuidoras, es obvio que la distribuidora con poder de mercado concedido por su situación eléctrica, tratará por todos los medios de utilizarlo para coartar las iniciativas de su competidora. Se plantean así situaciones regulatorias conflictivas, cuya resolución requiere la aplicación de dos principios básicos: a) impedir el ejercicio del poder de mercado posicional para neutralizar la competencia; y b) eliminar las asimetrías en las condiciones de partida de los distintos tipos de distribuidoras, para crear un campo nivelado de juego para todas ellas.

Inversiones: como en el transporte, aquí el objetivo es también conseguir la red «óptima», que proporcione el equilibrio más satisfactorio para el consumidor entre el coste de la electricidad y la calidad del servicio. Pero la distribución requiere un enfoque específico, ya que el elevado número de instalaciones dificulta su tratamiento individualizado y requiere soluciones de tipo global.

La piedra angular de la regulación de la distribución es el procedimiento de retribución, pues debe permitir una remuneración del capital invertido adecuada al riesgo de esta actividad, sin caer en la tentación de basarse en los costes realmente incurridos —imposibles de verificar o justificar en detalle—, a la vez que se incentiva en su justo punto la calidad de servicio y la reducción de las pérdidas. Los enfoques regulatorios que se han adoptado para la consecución de este objetivo son muy diversos, sin que de momento pueda establecerse una preferencia generalizada por ninguno de ellos.

Un primer enfoque, que evita por completo el entrar en detalles sobre la naturaleza de las inversiones en distribución, consiste en aplicar una retribución unitaria tipo IPC - X por kWh distribuido, donde el regulador ajusta periódicamente el factor de eficiencia X a la vista de los resultados económicos de las empresas, apoyándose en criterios de comparación entre ellas. El crecimiento en las necesidades de inversión de un año para otro se tiene explícitamente en cuenta, aunque la única medida utilizada —el kWh distribuido—, pueda ser controvertida. Unos estándares obligatorios de diseño y operación de la red, fijados reglamentariamente, aseguran que las inversiones, aunque no sean óptimas, al menos cumplen unos criterios mínimos de calidad.

Un segundo enfoque pone el énfasis en la regulación por comparación («yardstick competition») entre empresas distribuidoras similares. Partiendo de una base de datos de costes y de las características más significativas de las empresas, técnicas estadísticas avanzadas permiten establecer diferentes tipos de comparaciones entre ellas, así como el nivel adecuado de remuneración para una distribuidora adicional que se considere.

Un tercer enfoque estaría basado en «empresas modelo» o «redes de referencia». Aquí el nivel que se requiere de análisis de la actividad de distribución es mucho mayor, aunque también permite aproximarse más a los condicionantes que justifican el nivel de retribución de cada empresa, en particular comparativamente a las demás. Los modelos de referencia diseñan redes y organizaciones empresariales perfectamente adaptadas, en base a cuyos costes —con los ajustes oportunos para adaptarse a las condiciones reales—, se fija la remuneración de cada distribuidora por un período de varios años —de cuatro a seis es razonable.

Se introducen asimismo factores de eficiencia para adaptar la retribución, en el intervalo hasta la siguiente revisión, al crecimiento del mercado. La ventaja de este enfoque, al contar con un modelo de referencia de la red, es el poder incorporar una representación explícita de los niveles de pérdidas y de calidad de servi-

cio. De esta manera, la retribución corresponde a las pérdidas y a la calidad prefijados por el regulador para cada zona, y pueden establecerse con facilidad incentivos económicos para su mejora, así como penalizaciones por su incumplimiento, que pueden basarse en el desempeño histórico de las distribuidoras en ambos aspectos.

Precios: los precios de distribución, por tratarse de una actividad regulada, deben permitir cubrir los costes totales de esta actividad, que son básicamente de inversión, operación y mantenimiento. Dado que no es relevante la implicación de la red de distribución en las actividades de coordinación del mercado y de la operación del sistema, el énfasis en la fijación de los precios de distribución debe ponerse en que el usuario de esta red —el consumidor final principalmente—, reciba una señal económica correcta de su contribución a los costes de la red y a las pérdidas. En la actualidad, esto puede conseguirse solamente de forma aproximada, dado que el sistema de medida y facturación para la mayor parte de los consumidores solamente considera consumos de energía durante dilatados períodos de tiempo.

A diferencia de lo que ocurre con las redes de transporte, si en las redes de distribución se aplicasen las señales económicas de precios marginales que por pérdidas y, en su caso, congestiones, correspondería aplicar a los consumidores finales, estos precios en general sí permitirían recuperar la totalidad de los costes de estas redes. Además, los consumidores con demandas consideradas típicamente como más inelásticas al precio —esto es, los consumidores domésticos—, al estar conectados a las tensiones inferiores, soportan por ello cargos notablemente más elevados.

Consecuentemente con lo anterior, el enfoque más frecuentemente utilizado para fijar los peajes de distribución consiste simplemente en repartir los costes regulados de la actividad de distribución entre los usuarios de la red, discriminando únicamente según el nivel de la tensión de conexión y la potencia contratada. Los usuarios conectados en cada nivel de tensión sólo han de participar en los costes incurridos en su nivel y en



los superiores. Dado que las redes de distribución se diseñan fundamentalmente atendiendo a cubrir las demandas de punta, es fundamental estimar el factor de contribución a la demanda de punta de cada consumidor. Para aquellos consumidores que carecen de contadores con la capacidad adecuada de discriminación horaria, se pueden aplicar perfiles estandarizados de carga que reflejen las características habituales de los distintos tipos de consumidores. Finalmente, el cargo por red de distribución de cada consumidor se puede repartir entre un término de potencia y otro de energía, para evitar que la señal económica de potencia sea excesiva, en particular si se aplica a un valor único y tan peculiar como es la potencia contratada.

Las pérdidas óhmicas en la red de distribución afectan a los cargos que han de pagar los consumidores al menos en dos formas básicas. Por un lado, en el cálculo de los peajes de red, la demanda de cada consumidor ha de venir afectada por su correspondiente factor de pérdidas en el cálculo de su factor de contribución a la demanda de punta de la red. Por otro lado, independientemente ya del pago de los costes de red, el cargo por el consumo de energía debe aplicarse, no al consumo real en las instalaciones del consumidor, sino a este valor aumentado en las pérdidas en que ha hecho incurrir el sistema.

ACTIVIDADES DE TRANSACCIÓN

La gestión del riesgo es el aspecto clave a considerar en las actividades de transacción, en cualquiera de sus modalidades:

- Para los generadores la gestión del riesgo estriba en sopesar la oportunidad de esperar a vender la energía en el incierto mercado spot «versus» la de adquirir compromisos de venta —en cantidades, precio y plazo prefijados—, a través de los diversos tipos de contratos de medio y largo plazo.

- Para los consumidores con acceso al mercado mayorista la gestión de riesgo es simétrica a la anterior.

- Para las comercializadoras de consumidores con capacidad de elección, el riesgo a gestionar presenta dos caras: por un lado, la adquisición de energía en el mercado mayorista a precio spot o a través de contratos; y por otro lado, la venta de energía a las tarifas negociadas libremente con los consumidores finales.

- Para las comercializadoras de consumidores sin capacidad de elección el nivel de riesgo a gestionar depende críticamente de su regulación: en un caso extremo el regulador permite un «pass-through» (o repercusión) total del precio de adquisición mayorista de energía a las tarifas reguladas, anulando totalmente el riesgo de transacción; en el otro caso extremo la

tarifa regulada se establece «a priori» en función de alguna estimación del precio medio del mercado, tal vez sujeta a algunos ajustes posteriores, y se deja a la comercializadora que absorba por completo el riesgo en el precio de compra. Los esquemas de regulación razonables se encuentran entre ambos extremos, limitando el riesgo de la comercializadora pero sin eliminarlo, de forma que exista un incentivo a participar activamente en el mercado mayorista haciendo el mejor uso posible de los mecanismos disponibles de transacción.

En el contexto del mercado mayorista

A nivel mayorista los generadores, los consumidores autorizados (típicamente los mayores) y las entidades comercializadoras de cualquier tipo (las que comercializan a consumidores a tarifa regulada, las que lo hacen a clientes con capacidad de elección de suministrador, los intermediarios y los «brokers») pueden realizar libremente transacciones entre sí, ya sea a través de un mercado spot o por medio de contratos. Las regulaciones particulares frecuentemente establecen restricciones, a veces solamente transitorias, al establecimiento de determinadas transacciones entre los agentes, normalmente con la intención de limitar el abuso de posiciones de dominio en presencia de fuertes niveles de concentración horizontal o de integración vertical. La tendencia actual a nivel internacional es hacia liberalizar totalmente, mientras sea posible, los mecanismos de transacción.

Aunque conceptualmente no sea imprescindible, todos los mercados eléctricos competitivos han establecido algún tipo de mercado organizado, con transacciones estandarizadas, generalmente con mecanismos anónimos (es decir, no bilaterales) de casación de las ofertas de producción y demanda. En todos los casos, el mercado organizado siempre incluye un mercado spot, típicamente de horizonte diario y con intervalos de casación horarios o semihorarios, que sirve de referencia a las restantes transacciones. En los mercados eléctricos más desarrollados, cuando las condiciones de volatilidad y competencia lo permiten y hay un volumen de contratación suficiente, se han creado mercados organizados de

derivados o futuros eléctricos, que proporcionan a los agentes mecanismos de contratación más flexibles para gestionar su riesgo.

En el mercado spot organizado los generadores ofertan su energía, típicamente de un día para las veinticuatro horas del día siguiente, siendo estas ofertas de producción casadas con las ofertas de demanda haciendo uso de procedimientos muy diversos, atendiendo en todo caso a criterios de precedencia económica. La demanda es simplemente estimada por alguna entidad independiente en los sistemas donde no se permite a los agentes demandantes ofertar. Cada generador es pagado en cada hora por la energía que produce al precio marginal del sistema, que es básicamente el precio de la oferta marginal en dicha hora. Cuando la capacidad instalada de una determinada tecnología está bien adaptada a la demanda del sistema y al resto del parque generador, esta retribución de la energía a precio spot permite recuperar los costes fijos y variables de producción.

La incertidumbre sobre el precio spot lleva a los generadores y a los agentes demandantes a utilizar diversos mecanismos de cobertura del riesgo. Entre ellos destacan los contratos bilaterales por diferencias con el precio spot, ver por ejemplo (Henney, 1994; Hunt & Shuttleworth, 1996), que tienen un carácter exclusivamente económico y son ignorados al establecer el orden de mérito en la casación de ofertas de generación y demanda. Otra variante de contratación, solamente autorizada en algunos sistemas —como el escandinavo, el californiano o el español—, son los contratos bilaterales físicos, que permiten a un agente vendedor suministrar a un comprador específico, sin tener que recurrir al mecanismo del mercado spot de ofertas. Ésta parece ser la tendencia actual —coexistencia de un mercado spot voluntario y de contratos bilaterales físicos—, pero aún sigue bajo discusión si la hipotética libertad de actuación que estos contratos permiten, compensa la aparente complejidad regulatoria y organizativa de gestionar un tipo adicional de transacción.

Los *intercambios internacionales* constituyen un caso particular de transacción en el mercado mayorista, en donde la

novedad es el tratamiento a dar a los agentes externos, en general sometidos a esquemas regulatorios diferentes y con un nivel distinto de apertura a la competencia. Consideraciones de índole estrictamente económica recomendarían un tratamiento de los agentes externos totalmente análogo al de los agentes del propio sistema, tanto en cuanto a su posibilidad de realizar todo tipo de transacciones —en los mercados organizados o contratando libremente—, como en lo que respecta a la utilización de la red de transporte —como un usuario más conectado al otro lado de la frontera—, resolviéndose los aspectos de peajes, congestiones, pérdidas y servicios complementarios según procedimientos comparables a los que se escojan para los agentes internos.

Las dificultades prácticas en la regulación de los intercambios internacionales tienen su origen en las exigencias de reciprocidad en el tratamiento regulatorio en uno y otro país, ya que de esta reciprocidad puede depender críticamente el reparto entre los sistemas de los beneficios económicos que las interconexiones reportan. Es fundamental la consistencia con el contexto regulatorio multinacional en el que ocurren los intercambios. Un extremo es el de total carencia de integración regulatoria, que conduce a que las transacciones estén sujetas a condiciones de acceso a la red discrecionales y negociadas, sin restricción a los comportamientos oportunistas basados en el posicionamiento en la red o en el monopolio de realización de determinadas transacciones. El otro extremo es el de fuerte integración regulatoria, que al menos garantiza el acceso a todas las redes bajo condiciones reguladas, transparentes y no discriminatorias. En este caso, la normativa de cada país debería tratar de aproximarse al ideal anteriormente expresado sobre el tratamiento de los agentes externos, debiéndose además exigir un nivel mínimo de armonización en el diseño y aplicación de los cargos por acceso, que por ejemplo evite el repetido pago de peaje de red en todos los sistemas supuestamente afectados por una transacción —el ya citado «pancaking», y se aproxime lo más posible al concepto de un peaje regional de acceso —el que habría si el conjunto de todos los sistemas fuese un sistema único.

En el contexto del mercado minorista

A nivel minorista, los consumidores sin capacidad de elección de suministrador tienen que adquirir su energía a tarifa regulada a la empresa comercializadora asignada, que típicamente está estrechamente relacionada con la distribuidora a la que físicamente están conectados. En la mayor parte de las regulaciones puede tratarse de la misma empresa, con separación contable de actividades. Dependiendo de la regulación específica, y por un período transitorio, se puede permitir a los consumidores con capacidad de elección que permanezcan adquiriendo la energía a su comercializadora original a la tarifa regulada que les corresponda. *La comercialización a consumidores sin capacidad de elección* —o a los que teniéndola se les permite permanecer a tarifa—, es una actividad regulada, con retribución según costes reconocidos y sujeta a estándares de calidad de servicio en la atención al cliente.

El coste reconocido de comercialización (medida, facturación, atención al cliente) típicamente se determina a través de alguna formulación «ad hoc» que refleja el número y tamaño de los clientes así como el volumen total de energía comercializada. Por ejemplo, puede utilizarse una retribución del tipo IPC - X por kWh o por número de clientes, o por ambos, ajustando el regulador el factor X periódicamente de acuerdo a las mejoras de eficiencia razonables estimadas para esta actividad.

Como anteriormente se indicó, el regulador puede incentivar la gestión eficiente de las compras de estas comercializadoras en el mercado mayorista con diversos procedimientos, que básicamente consisten en introducir un riesgo limitado al evitar el reconocimiento completo de los costes incurridos de adquisición, por ejemplo reemplazándolos bien por una estimación «a priori» de los mismos, bien por el precio del mercado spot o bien por un promedio de los costes de adquisición del conjunto de las comercializadoras.

Los consumidores con capacidad de elección pueden acudir a cualquier empresa comercializadora para contratar su suministro de electricidad a un precio libremente negociado entre ambos. Este precio debe incluir las tarifas reguladas por



los servicios de transporte y de la red de distribución a la que estén conectados, así como otros cargos regulados que sean aplicables en cada regulación concreta, y que la empresa comercializadora deberá liquidar adecuadamente. El precio por el servicio de comercialización y por la energía es fijado libremente por la comercializadora. *La comercialización a consumidores con capacidad de elección* es por consiguiente una actividad no regulada, cuyo cometido esencial es la gestión del riesgo. Se trata en efecto de un negocio con un flujo monetario muy elevado y un margen reducido de beneficio —dada la presumible competencia elevada en esta actividad—, el cual depende críticamente de una acertada gestión de compra mayorista y de su adaptación a los contratos negociados de suministro con los consumidores elegibles.

Actividades complementarias

La *liquidación económica* de las transacciones realizadas en los distintos mercados que gestiona el Operador del Mercado es realizada generalmente por esta entidad. Además, puede tener a su cargo la liquidación del resto de transacciones y otros conceptos relacionados con el mercado mayorista, como servicios complementarios, pérdidas, restricciones técnicas, saldos de los desvíos finales e incluso, en algunos sistemas, los contratos bilaterales entre agentes. La liquidación correspondiente a las actividades reguladas, como el transporte,

la distribución, u otros conceptos como las ayudas a la generación especial, está en general a cargo de la Administración, o de la entidad especializada e independiente en la que ésta delegue.

El diseño de los mecanismos de liquidación tiene importantes implicaciones regulatorias. Es de particular importancia el reconocimiento de desvíos entre cantidades estimadas y realizadas de diversos conceptos, por las implicaciones significativas en la asignación del riesgo y en la incentivación a la eficiencia: precio del mercado y reconocimiento del precio de los contratos de adquisición para las comercializadoras a clientes sin capacidad de elección —como ya se comentó anteriormente—; pérdidas en las redes; ajustes a los resultados de la casación de ofertas a causa de restricciones técnicas, indisponibilidades fortuitas, actualizaciones en la estimación de la demanda u otros. Especial importancia tiene, en su caso, el mecanismo de liquidación de los costes de transición a la competencia.

Tradicionalmente, se ha considerado que la *medición* de los consumos y la *facturación* de los mismos eran parte integral de la actividad de comercialización, que a su vez formaba un conjunto inseparable con la distribución. En la nueva regulación es en principio posible que estas actividades puedan realizarse independientemente por empresas especializadas que compitan por la prestación de estos servicios. Éste es tam-

bién el caso con la instalación de acometidas para los consumidores finales, actividad habitualmente considerada como parte de la distribución, aunque puede ser —y de hecho frecuentemente es—, realizada en competencia por compañías instaladoras independientes. Es posible que en el futuro puedan identificarse otras actividades cuya realización separada tenga sentido, o que aparezcan actividades nuevas, por ejemplo en el marco de la filosofía resucitada de «multi-utility», en el que las empresas comercializadoras ofrezcan servicios adicionales al de la electricidad.

ACTIVIDADES DE COORDINACIÓN

Operación del mercado. Aunque en teoría los agentes podrían relacionarse entre sí exclusivamente a través de relaciones bilaterales libremente negociadas entre ellos mismos, de cualquier tipo y en cualquier ámbito temporal, como se ha dicho anteriormente en la práctica todos los sistemas eléctricos que han adoptado la nueva regulación han creado al menos un mercado spot organizado, con formatos muy diversos pero gestionado por una entidad independiente, que aquí se ha denominado Operador del Mercado (y corresponde al «Power Exchange» en la terminología inglesa habitual).

Frecuentemente, esta misma entidad gestiona otros mercados organizados que complementan el spot, ya sea de horizonte temporal aún más reducido —mercados de «regulación» o «intradía», para resolver ajustes en generación o demanda con mecanismos competitivos—, o bien sea extendiéndose en el tiempo desde semanas hasta años —mercados organizados de «contratos forward» o futuros eléctricos—. Como la casación de ofertas en todos estos mercados se realiza de forma anónima, el Operador del Mercado debe actuar como cámara de compensación.

Aunque en todos los sistemas se denomina formalmente como Operador del Mercado a una entidad específica, en principio no hay inconveniente en que otras organizaciones puedan competir en la realización de esta actividad, tanto ofreciendo derivados eléctricos como realizando casaciones parciales de ofertas de producción y demanda en el corto plazo —por ejemplo, los «scheduling coordina-

tors» en el modelo californiano—. Debe verse al Operador del Mercado como un «facilitador» de transacciones, más que como un realizador de una actividad específicamente eléctrica.

La función más característica del Operador del Mercado es la gestión del mercado spot. El rol tan relevante de este mercado hace que su diseño sea siempre un aspecto central en la nueva regulación. Los modelos del mercado spot en los primeros sistemas abiertos a la competencia en general se caracterizaron por el papel pasivo de la demanda —que resultaba ser básicamente un agente tomador de precio—, por la obligatoriedad de pasar por este mercado para comprar o vender energía y por utilizar procedimientos algorítmicos de optimización —análogos a los del despacho diario de generación o de programación semanal en el marco regulatorio tradicional—, para casar las ofertas de producción y de demanda.

Por el contrario, la tendencia en los modelos de mercado spot más recientes es dejar que las ofertas de producción y de demanda —en cantidad y en precio—, participen en condiciones de igualdad, permitir que los agentes puedan utilizar contratos bilaterales físicos como alternativa a acudir al mercado spot, acercar el mecanismo de casación al tiempo real —bien sea acortando el horizonte de casación del mercado principal o bien con una sucesión o «zoom» de mercados—, y simplificar el formato de presentación de las ofertas así como el procedimiento de casación de las mismas, de forma que se gane en transparencia y se transfiera la complejidad en el proceso a la preparación de las ofertas por los agentes —incluso permitiendo el uso de procedimientos iterativos de casación—, en vez de estar en la aplicación y análisis de las reglas del propio algoritmo.

Operación del sistema. La operación del sistema es la actividad que tiene por objeto garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y de forma que sea compatible con las decisiones de producción y consumo decididas por los agentes del mercado. Estrictamente, es una actividad clásica de coordinación en todo sistema eléctrico, cuyo punto de partida en la nueva regulación es el resultado de la casación de ofer-

tas, en vez del resultado de los tradicionales procedimientos de minimización de costes de producción.

Esta actividad consiste en determinar el régimen efectivo de producción de los generadores y las instrucciones de operación de red para los transportistas, de forma que se realicen los resultados del mercado que proporcionan el Operador del Mercado y los agentes, en su caso, con contratos bilaterales físicos, tomando en cuenta las restricciones técnicas —especialmente todas las relacionadas con la seguridad del sistema—, que pudieran existir.

El Operador del Sistema, desde su posición privilegiada como conocedor del funcionamiento y limitaciones técnicas del sistema eléctrico, debe estar a cargo de la aplicación de los criterios técnicos de acceso a las redes y de mantener informados a los agentes del sistema de las condiciones previsibles de utilización de las mismas a corto, medio y largo plazo.

Por su naturaleza, la operación del sistema es una actividad que tiene que ser realizada centralizadamente y estar sujeta a regulación, tanto en lo que respecta a sus costes de servicio como a sus criterios de funcionamiento y al control de sus actuaciones. Un aspecto esencial es el de la independencia de la entidad a cargo de la operación del sistema —el Operador del Sistema—, para asegurar un trato no discriminatorio a los agentes, por ejemplo en la aplicación de restricciones técnicas a las transacciones realizadas en el mercado.

Los aspectos asociados a la independencia del Operador del Sistema se agudizan cuando, como es razonable por las sinergias que existen entre actividades distintas, se le asignan otras tareas tales como la gestión de los servicios complementarios o la planificación de la expansión o del mantenimiento de la red de transporte. Y, tal como se indicó al exponer las actividades de red, conduce a conflictos de interés cuando el Operador del Sistema ejerce también como transportista.

No existe un consenso universalmente aceptado acerca del formato más adecuado para la organización y el gobierno del Operador del Mercado y del Operador del Sistema, ni tampoco sobre la relación de

éste último con las actividades de transporte. Un interesante análisis de este tema puede encontrarse en (Barker et al., 1997). Se exponen algunos criterios regulatorios, en orden de importancia, que pueden utilizarse en la evaluación de un enfoque concreto:

a) Garantía de independencia de la gestión del Operador del Sistema respecto a los agentes del mercado.

b) Ídem con respecto a los transportistas, aunque habiendo de valorar aquí la ventaja de eliminar conflictos de interés «versus» las sinergias existentes entre actividades.

c) Garantía de neutralidad del Operador del Mercado en el trato a los agentes, valorando positivamente la participación de éstos en la supervisión y en la propuesta de cambios normativos, aunque manteniendo siempre la capacidad final de decisión por el regulador y la factibilidad de introducir mejoras en la normativa.

d) Valoración positiva de la separación entre ambos operadores, dado su diferente carácter y orientación —a pesar de la pérdida de algunas sinergias de funcionamiento—, y como una garantía mayor de la independencia de actuación del Operador del Mercado, que así interviene como una entidad neutral más, con criterios propios.



COMPLETANDO EL MARCO REGULATORIO

El nuevo marco regulatorio no se agota con el tratamiento individualizado de cada una de las actividades eléctricas. Es preciso completarlo con otros aspectos de conjunto, que han de resolverse en cualquier realización práctica de la nueva regulación. Por razones de brevedad, simplemente se presentan a continuación algunos de estos aspectos, sin entrar en una discusión detallada de los mismos.

LA TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA Y EL TRATAMIENTO DE LOS COSTES VARADOS

En un cambio del modelo regulatorio tradicional a la nueva regulación, no sólo



hay que decidir el objetivo final que se desea alcanzar sino también cómo llegar a él y, obviamente, el condicionante básico es el punto de partida del sector eléctrico a transformar —su estructura organizativa y de propiedad—. Una situación inicial frecuente es la de un sector eléctrico de propiedad pública, con un valor de los activos superior a su endeudamiento con entidades privadas y con un elevado nivel de concentración empresarial. En estos casos, en términos generales el camino a seguir es la separación de actividades de acuerdo a los criterios establecidos anteriormente y la privatización fraccionada de las empresas resultantes.

De esta forma, la valoración económica de las empresas privatizadas es precisamente la del mercado y se arranca con una estructura adecuada. La privatización no es estrictamente necesaria si el nivel de concentración es aceptable y existen varias entidades públicas propietarias —por ejemplo, de carácter municipal—. Si el nivel de fragmentación es grande, incluso la integración vertical de generación y distribución sería tolerable, como es el caso noruego.

La situación opuesta es la de un sector eléctrico de propiedad inicialmente privada. Dos son las posibles dificultades que aparecen al tratar de aplicar la nueva regulación. Por un lado, la probable desadaptación del parque de generación existente a la demanda y a las tecnologías de produc-

ción actuales. Esto conlleva la aparición de costes varados al cambiar el marco regulador, pues la valoración del mercado de los activos de generación desadaptados será normalmente inferior a la reconocida en el marco tradicional vigente. Por otro lado, el nivel de concentración empresarial, así como el de integración vertical, puede que no sean aceptables. Lo que era relativamente fácil de arreglar cuando se trataba de empresas de propiedad pública (a costa del contribuyente), es ahora más difícil, por afectar a intereses privados. Una posible estrategia, ante un cambio inminente a la nueva regulación, consiste en alcanzar un acuerdo con las empresas según el cual la Administración transige en la resolución de la primera dificultad a cambio de facilidades por parte de las empresas para resolver la segunda.

Un cálculo preciso del monto global de los costes varados es generalmente una tarea imposible, pues la simplicidad de su definición —ingresos según el marco regulador vigente menos ingresos según mercado—, es engañosa. Por un lado, el marco regulador vigente por lo general suele estar muy cuestionado y no sería creíble una retribución de los generadores basada en el mismo que perdurase muchos años. Por otro lado, es imposible conocer «a priori» la retribución que resultará del mercado, de por sí incierto.

Las soluciones a este dilema dependen de la creatividad negociadora del regulador y

de las empresas. Se enuncian algunas recomendaciones al respecto:

- a) Asegurarse de que la reestructuración, con el pago de los costes varados, no resultará en tarifas más elevadas para los consumidores sin elección; fijar un techo al perfil de tarifas mientras se recuperan los costes varados puede servir para este propósito.
- b) Condicionar la certidumbre en los compromisos de recuperación de los costes varados al funcionamiento del mercado en condiciones de competencia, dejando en manos del regulador cierto margen de maniobra para negociar.
- c) El procedimiento de asignación y liquidación de los costes varados debe tratar en lo posible de mantenerse independiente de los resultados del mercado, pues de otra forma puede distorsionar el comportamiento de los agentes de forma totalmente espuria.

LOS BENEFICIOS VARADOS

El término «beneficios varados» (*stranded benefits*) ha sido acuñado por la National Association of Regulatory Energy Commissioners —NARUC—, de EE.UU. (NCSL, 1996), para designar aquellos beneficios para la sociedad que se pierden cuando determinados bienes de carácter público dejan de producirse al cambiar el marco regulatorio tradicional del sector eléctrico a uno de competencia.

40 Los bienes de carácter público que pueden dar lugar a beneficios varados se han clasificado en tres categorías:

- a) Protección a los consumidores (por ejemplo, aquellos que no pueden hacer frente al coste real de la electricidad).
- b) Protección del medio ambiente, al no estar el coste de impacto ambiental del suministro eléctrico internalizado en el precio del mercado.
- c) Otros (por ejemplo, diversificación de las tecnologías de producción e I+D de largo plazo o en relación con las actividades reguladas).

Se han utilizado o al menos propuesto cuatro tipos de mecanismos regulatorios

para preservar los beneficios varados (Ibersaic, 1997):

- a) Exigir la provisión de los bienes de carácter público como requisito para participar como agente en el mercado eléctrico.
- b) Establecer mecanismos recaudatorios, que alcancen a todos los consumidores, para obtener fondos de apoyo a la provisión de estos bienes.
- c) Promover la creación de colectivos de consumidores que presionen o usen su poder de mercado con el fin de obtener los bienes de carácter público.
- d) Eliminar las barreras regulatorias que puedan dificultar la provisión de estos bienes —así, retribuir a la distribución en función de la energía circulada desincentiva a que la comercializadora asociada, en su caso, establezca programas de ahorro del consumo eléctrico—. Los mecanismos compatibles con el mercado existen se precisa la voluntad política para aplicarlos —ahora en la nueva regulación como antes en contexto regulatorio tradicional—, con total transparencia para los agentes afectados, ya sea a través del precio o por otras causas.

ASPECTOS ESTRUCTURALES

En una excelente revisión sobre las estructuras de gobierno de las entidades coordinadoras de la operación y el mercado mayorista en entornos de competencia (Barker et al., 1997), se concluye que «gobierno y regulación, por sí mismos, no pueden dar como resultado mercados competitivos... Cuando la estructura empresarial no es la adecuada para la competencia, el regulador y el Operador del Mercado se encuentran tratando infructuosamente de mejorar la conducta de los agentes. Pero la solución no es una regulación mejor, sino un cambio estructural... En ausencia de un procedimiento formal de evaluación de resultados y toma de decisiones, agentes y reguladores desperdiciarán tiempo y recursos buscando ajustes en las normas, cuando de lo que se trata es de problemas inherentes de estructura».

La teoría regulatoria y la experiencia hasta la fecha avalan la anterior afirmación.

Aunque el desarrollo normativo para cada actividad sea correcto, si no lo son ni la estructura empresarial ni la capacidad de elección de los consumidores, fracasará la nueva regulación. Evidentemente, es aceptable un período transitorio de adaptación gradual de las estructuras. Pero los requisitos para que finalmente pueda haber competencia, condición esencial para el éxito de la nueva regulación, son los siguientes:

Requisitos referentes a la concentración horizontal. La competencia requiere un nivel de rivalidad suficiente, lo que limita el número mínimo y el tamaño respectivo máximo de las empresas en función del volumen del mercado geográficamente relevante. Las características de las redes de transporte actuales llevan a que el mercado relevante esté en la práctica condicionado por la capacidad de interconexión entre los distintos sistemas eléctricos. La valoración del poder de mercado de una empresa en un sistema eléctrico específico es difícil de determinar con precisión, pero no hay excesiva dificultad en establecer reglas elementales para fijar qué límites de concentración no deben ser aceptables. (Frankena, 1997; Borenstein et al., 1996; Newbery, 1995). Es interesante advertir que el problema, en su caso, de concentración horizontal desde el lado de la adquisición —comercializadoras de consumidores sin capacidad de elección—, queda simplemente resuelto aumentando la capacidad de elección de los consumidores.

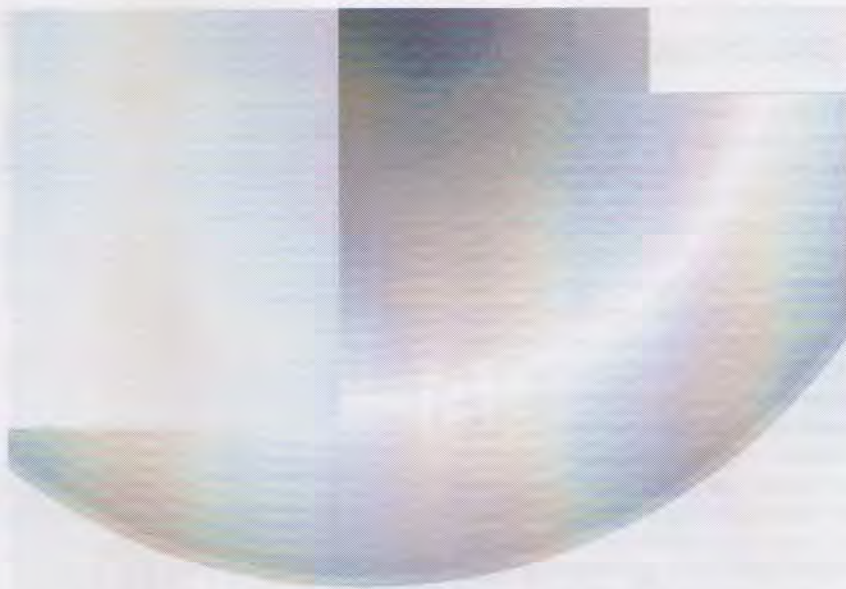
Requisitos referentes a la integración vertical. El problema básico de la integración vertical de actividades es que la situación de privilegio de la que se puede disfrutar en una actividad —por ejemplo una actividad ejercida en régimen de monopolio regulado—, pueda utilizarse en detrimento de la competencia en otra actividad integrada verticalmente con la anterior. Éste podría ser el caso de la integración vertical de la distribución y la generación. En este artículo ya se han expuesto abundantemente los criterios que deben aplicarse en la separación de actividades. Baste con añadir que potenciales problemas de integración vertical —como los citados entre generación y distribución—, pueden minimizarse si existe un nivel suficiente de desconcentración horizontal, como es el caso del sistema noruego.

Libertad de elección de suministrador de los consumidores y acceso al mercado de los productores y comercializadores. Además de los aspectos estrictamente de estructura empresarial, la realización del mercado obviamente requiere que no existan trabas a que los agentes puedan participar en él libremente. Con respecto a los consumidores, solamente hay dos causas que pudieran razonablemente retrasar la libertad de elección: a) que esté pendiente de resolución la identificación o asignación de los costes varados, cuyo pago puede temerse que traten de eludir los consumidores elegibles; y b) que no esté disponible aún la infraestructura necesaria de gestión, medida y liquidación. Con respecto a los generadores y comercializadores, simplemente no deben existir impedimentos específicos para su participación en el mercado, aparte de los requisitos habituales para cualquier actividad industrial o empresarial.

GARANTÍA DE SUMINISTRO EN GENERACIÓN

En el marco de la regulación tradicional, las empresas eléctricas verticalmente integradas tienen en general la obligación de suministrar en su zona de franquicia, con calidad aceptable tanto a nivel de producción como de redes. Parte de esta responsabilidad puede ser compartida por el gobierno, cuando éste tiene a su cargo o condiciona la planificación de la expansión del equipo generador o de la red. Por el contrario, en los sistemas acogidos a la nueva regulación la situación es muy distinta. En general, no existe obligación alguna de suministro por parte de las empresas de producción, y la planificación centralizada de los medios de generación desaparece, quedando a la iniciativa de los agentes. Para las distribuidoras la obligación se limita a la conexión, al servicio de red y a la atención al usuario. Las empresas comercializadoras típicamente se comprometen a adquirir la energía al precio que sea aplicable a sus transacciones en el mercado mayorista.

Específicamente, en el ámbito de la generación, puede plantearse la duda de si el mercado por sí solo proporcionará un nivel satisfactorio de garantía de suministro o bien si será preciso introducir algún mecanismo regulatorio adicional para conseguirlo. No



existe un consenso internacional sobre el tema, con países alineándose en un sentido o en el contrario, dependiendo de las características y condicionantes de cada sistema concreto y, en última instancia, del buen criterio del regulador.

Un posible mecanismo podría consistir en imponer a las entidades consumidoras la obligación de cubrir su demanda futura estimada con contratos de potencia firme. Pero el procedimiento con mucho más extendido es el del cargo y retribución por capacidad. El cargo y la retribución por capacidad son una intervención regulatoria sobre el mercado, a través de un incentivo económico, cuyo objetivo es aumentar el nivel de garantía de suministro que el mercado por sí mismo proporcionaría (Pérez Arriaga, 1997).

El monto global de este incentivo se ha de determinar en base a las características económicas de las tecnologías de generación llamadas a cubrir las necesidades de capacidad a largo plazo del sistema, y al nivel deseado de garantía de suministro. Las correspondientes señales económicas, tanto para la generación como para el consumo, tienen que ser estables para así producir resultados en el largo plazo —nuevas inversiones en generación, mantenimiento en servicio de las existentes y modificación permanente de los patrones de consumo—, pero para ser eficaces tienen asimismo que responder a las condiciones reales de funcionamiento del siste-

ma eléctrico —nivel de la demanda, disponibilidad de las instalaciones y reservas en los embalses, entre otras.

LA ENTIDAD REGULADORA INDEPENDIENTE

Consustancial con la nueva regulación es la introducción de competencia. Y cuando existe competencia, de la rivalidad entre los agentes surgen los conflictos entre ellos, por temas como el acceso a las redes o el abuso de posiciones de dominio. Por lo tanto, en este nuevo modelo regulatorio se hace necesario contar con un órgano independiente y especializado cuya principal función sea velar por la competencia y resolver los conflictos que puedan surgir en el funcionamiento del mercado. El que sea preferible que este órgano regulatorio sea independiente de la Administración obedece principalmente a las razones siguientes: a) evitar la interferencia en la regulación de objetivos políticos, ya sea de tipo social, presupuestario, de control de la inflación u otros; b) conseguir una mayor especialización técnica de su personal; c) mayor garantía de transparencia en sus actuaciones; y d) mayor estabilidad del proceso regulatorio. Cuando se opta por una entidad reguladora independiente, debe decidirse en cada sistema concreto el reparto de funciones entre la Administración y la entidad reguladora que sea más acorde con su idiosincrasia y condicionantes específicos.

CONCLUSIONES

El enfoque concreto que, en el marco del nuevo paradigma regulatorio de la industria eléctrica, adopte cada país vendrá obviamente condicionado por las características particulares de cada caso. El diseño de un nuevo marco regulatorio para un determinado sistema es un rompecabezas que admite soluciones múltiples, sin que pueda «a priori» afirmarse que unas dominen claramente a otras. No obstante, el punto imprescindible de partida para conseguir resultados razonables es la comprensión en profundidad del desglose de actividades, que comprende el suministro de electricidad y del tratamiento regulatorio específico que cada una de ellas requiere, así como de los aspectos globales de interrelación entre las mismas y de las limitaciones que los condicionantes estructurales del sistema pueden suponer en su funcionamiento bajo la nueva regulación.



BIBLIOGRAFÍA

BARKER, J.; TENENBAUM, B., y WOOLF, F. (1997): «Governance and regulation of Power Pools and System Operators. An international comparison», World Bank Industry and Energy Department, *Technical Paper* (draft), julio.

BORENSTEIN, S.; BUSHNELL, J.; KAHN, E., y STOFF, S. (1996): *Market power in California*, University of California Energy Institute, report PWP-036, marzo.

CNSE (1997a): «Documento número 5 sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico: Actividades del Sector Eléctrico», Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, septiembre.

CNSE (1997b): *El Mercado Central*, Dirección de Regulación, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, julio.

FRANKENA, M. (1997): «Market power in the Spanish electric power industry», informe preparado para la CNSE, marzo.

GILBERT, R.; KAHN, E., y NEWBERY, D. (1996): *Introduction. International comparisons of electricity regulation*, R. GILBERT and E. KAHN de, Cambridge University Press, Nueva York.

HOGAN, W. W. (1992): «Contract networks for Electric Power Transmission», *Journal of Regulatory Economics*, 4(3), páginas 211-242.

HENNEY, A. (1994): *A study of the privatisation of the electricity supply industry in England & Wales*, EEE Limited, Londres.

HUNT, S., y SHUTTLEWORTH, G. (1996): *Competition and choice in electricity*, Wiley.

IBERSAIC (1997): *Enfoques regulatorios de protección al medio ambiente en marcos regulatorios eléctricos en competencia o en transición a ella*, informe preparado para la CSEN, septiembre.

JOSKOW, P. (1997): «Restructuring, competition and regulatory reform in the US electricity sector», *Journal of Economic Perspectives*, volumen 11, número 3, verano, páginas 119-138.

NCSL (1996): «Stranded benefits in electric utilities restructuring», National Conference of State Legislatures (joint project of NARUC & NCSL), octubre.

NEWBERY, D. (1995): «Power markets and market power», *Energy Journal*, volumen 16, número 3.

PÉREZ ARRIAGA, J. I. (1992): «Pricing of Transmission Services», Informe IIT-92-030, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, junio.

PÉREZ ARRIAGA, J. I. (1994): «A Conceptual Framework for Implementation of Competitive Electricity Markets in International Power Systems», capítulo 10 del libro *From regulation to competition: New frontiers in electricity markets*, MICHAEL EINHORN (editor), Kluwer Academic Publishers.

PÉREZ ARRIAGA, J. I. (1995): «La regulación del sector de energía eléctrica: Tendencias en un contexto internacional», *Economía Industrial*, número 302, páginas 71-86.

PÉREZ ARRIAGA, J. I., y MESEGUER VELASCO, C. (1996): *Mercados competitivos de generación: formación de precios y garantía de suministro*, Hacienda Pública Española 139, páginas 107-121.

POLLITT, M. G. (1997): «The impact of liberalization on the performance of the electricity supply industry: An international survey», *The Journal of Energy Literature*, III.2, páginas 3-31.

SCHWEPPE, F. C. (1988): *Spot pricing of electricity*, Kluwer Academic Publishers.

TENENBAUM, B. (1995): *The real world of power sector regulation*, Viewpoint, The World Bank, junio.