

# LA REGULACION DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

## TENDENCIAS EN UN CONTEXTO INTERNACIONAL

*José Ignacio Pérez Arriaga*  
 Vicerrector de Investigación y Postgrado\*  
 Universidad Pontificia Comillas de Madrid

*«Regulation, deregulation, competition and various combinations of them are not good or bad in the abstract... To make the right choice requires that we carefully balance the advantages and disadvantages of different institutional arrangements in light of the characteristics of the products and firms to which these institutions will apply».*  
 (Paul Joskow,  
 professor of economics, MIT).

**P**uede definirse en síntesis la regulación 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», ver (Tenenbaum, 1995). Dependiendo del proceso de desarrollo de la industria eléctrica en cada país e incluso en distintas regiones dentro de un país, de los planteamientos ideológicos predominantes, de los recursos naturales específicos y de los cambios tecnológicos, entre otros factores, el sector eléctrico ha adoptado en los distintos países formatos variados de organización (la integración vertical de los servicios de generación, transporte y

distribución ha sido la prevalente durante muchos años, coexistiendo con frecuencia con compañías distribuidoras independientes) y de propiedad (privada o pública, ya sea ésta municipal, provincial o estatal).

A pesar de esta diversidad, hasta tiempos muy recientes la regulación de la industria eléctrica a nivel mundial ha sido uniformemente la correspondiente a un servicio público prestado en condiciones de monopolio, es decir, garantía de la franquicia de suministro a la empresa eléctrica y regulación de los precios atendiendo, en el mejor de los casos, a los costes incurridos en proporcionar el servicio. Este es el enfoque regulador que en el presente artículo se denominará genéricamente como «tradicional». Dentro de este esquema la relación entre las empresas eléctricas ha sido generalmente de colaboración voluntaria, concretándose en múltiples aspectos como la gestión conjunta de la regulación de frecuencia o las reservas de operación, inter-

cambios económicos o de emergencia y el facilitar a terceros el tránsito de potencia por las redes («wheeling» en la terminología inglesa).

El aumento efectivo del tamaño de los sistemas eléctricos que ha sido posible por el desarrollo de las redes de transporte, junto con la saturación de las economías de escala en la construcción de nuevos grupos generadores, ha permitido el planteamiento de competencia en el ámbito de la producción de electricidad, iniciando el cambio regulatorio del sector eléctrico que se observa en la actualidad.

La homogeneidad reguladora fue alterada en 1982 cuando Chile introdujo un enfoque novedoso creando un «pool» de energía en competencia, aunque todavía limitada, tras privatizar mayoritariamente el sector: despacho centralizado en base a los costes variables declarados, remuneración según el coste marginal del sistema y contratos de largo plazo



para contrarrestar la volatilidad de los precios, planificación indicativa de la generación, con el Estado en un rol subsidiario, y acceso completo a la red mediante un sistema de peajes. Hasta 1990 no tuvo lugar la transformación de la industria eléctrica en Inglaterra y Gales, que fue seguida de cerca por Argentina (1991) y Noruega (1991); posteriormente, otros países como Victoria, Nueva Zelanda, Perú, Ecuador, Bolivia, Colombia, El Salvador, Finlandia y próximamente Suecia (previsto para enero de 1996) han establecido también marcos regulatorios de libre competencia, mientras que otros muchos han introducido importantes elementos de apertura a la competencia sobre marcos regulatorios de formato tradicional, como es por ejemplo el caso de Portugal, Polonia, EE.UU., Méjico, Malasia, Filipinas, Indonesia, Tailandia, Japón, India, Jamaica, varios países centroamericanos y recientemente España.

La evolución es tan rápida que es de escasa utilidad hacer una foto instantánea de la situación presente, por la dificultad de captar la posición exacta de todos los sujetos en un determinado momento y porque se volvería obsoleta en un corto espacio de tiempo. En este artículo se ha optado por presentar y clasificar en forma abstracta los rasgos específicos que caracterizan la regulación del sector, así como las diversas opciones de estructura, organización y tratamiento de los diferentes servicios del suministro eléctrico que se han ido adoptando, y también los caminos alternativos que están siendo utilizados para introducir variados niveles de competencia en los tradicionales esquemas regulatorios de este importante sector industrial.

En lo posible se han tratado de concretar los temas con ejemplos tomados de unos pocos países característicos y que ofrecen al menos unos años de experiencia:

Chile, Inglaterra y Gales, Argentina, Noruega y EE.UU. Pueden encontrarse revisiones de carácter general e información sobre otros marcos regulatorios en las referencias (Tenenbaum et al., 1992), (Newbery, 1994), (Finon, 1995), (Kahn et al., 1995) y (Kahn, 1994).

### LA REGULACION DEL SECTOR ELECTRICO

De acuerdo con la definición de regulación dada anteriormente, el planteamiento regulatorio básico para el sector eléctrico es tratar de minimizar el coste de la electricidad a los consumidores finales con unas condiciones satisfactorias de calidad, manteniendo la viabilidad económica de las empresas de forma que se garantice también en el largo plazo la adecuación y economía del suministro.

Lo anterior se puede concretar en tres grupos de problemas conceptuales a resolver: a) la minimización del coste de suministro en el corto plazo (explotación) y en el largo plazo (expansión de capacidad) sujeto a las restricciones citadas; b) la fijación de precios de consumo y, más recientemente, los mecanismos de relación entre las empresas y los consumidores conocidos como gestión de la demanda; y c) la remuneración de las empresas suministradoras buscando reducción de costes junto a calidad y seguridad del suministro.

### RASGOS CARACTERISTICOS DE LA INDUSTRIA ELECTRICA

Determinadas características tecnológicas y económicas de la industria eléctrica condicionan fuertemente el diseño de los planteamientos regulatorios que le son aplicables:

1. El inmovilizado material necesario para producir, transportar y distribuir electricidad es muy elevado, específico y duradero.

2. La energía eléctrica tiene el carácter de esencial para los consumidores, por lo que existe una gran sensibilidad social ante su eventual carencia o falta de calidad.

3. La energía eléctrica no es almacenable económicamente en cantidades significativas, por lo que su producción ha de estar adaptada instantáneamente a su demanda.

4. La operación real de un sistema eléctrico es el resultado de una compleja cadena de toma de decisiones, que comienzan en el largo plazo (expansión de la capacidad, contratos de combustibles), continúan en el medio plazo (gestión hidroeléctrica, programación del mantenimiento de las instalaciones), se concretan en el corto plazo (acoplamiento de los grupos generadores, reservas de operación) y se materializan en la explotación real (despacho de los grupos, regulación de la frecuencia, respuesta a eventuales condiciones de emergencia). La toma de decisiones se apoya en modelos de cálculo alimentados por sistemas de adquisición de datos y de comunicaciones de enorme complicación. Es, por ejemplo, posible con los medios actuales el calcular con precisión el coste marginal de un kW/h demandado en un punto de la red y un instante determinados, tomando en consideración la citada cadena completa de toma de decisiones.

5. El suministro de electricidad integra actividades con claras condiciones de monopolio natural (los servicios de red de transporte y de distribución) con otras que admiten la competencia (la generación y la comercialización).

6. Las estructuras de organización y de propiedad de las empresas eléctricas en distintos sistemas eléctricos son muy diversas.



**Elementos y opciones básicos de un esquema regulador**

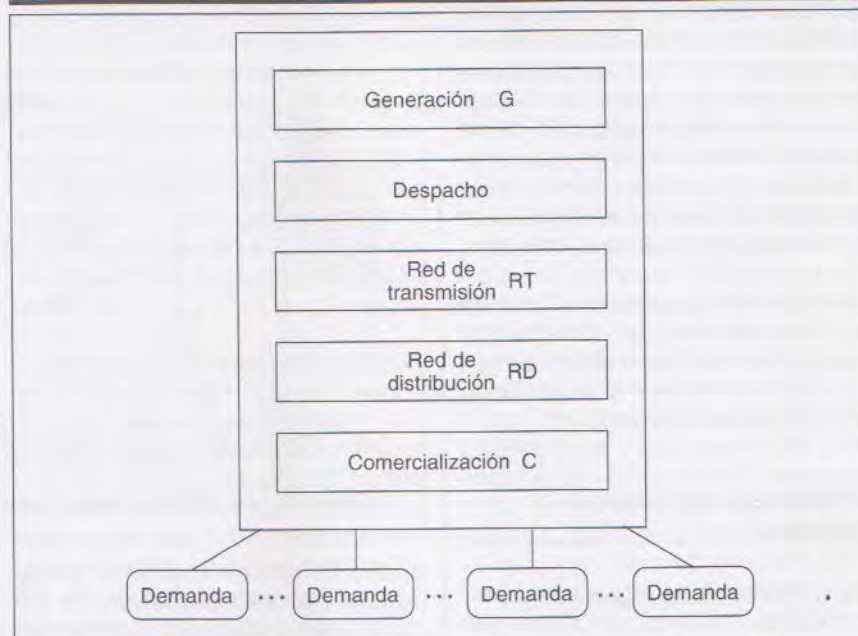
Los elementos básicos de un esquema regulador genérico pueden agruparse de la forma que se indica a continuación, donde esquemáticamente se indican las opciones principales para cada uno de ellos:

*Estructura organizativa del sector*

El suministro de energía eléctrica comprende cuatro funciones o servicios básicos: generación, red de transporte, red de distribución y comercialización. Estos servicios pueden prestarse todos ellos por una única empresa, por tanto con integración vertical completa, o bien con desagregación horizontal («unbundling» es la terminología inglesa) de todos los servicios o bien de alguno de ellos solamente. La desagregación puede ser únicamente contable, o jurídica, o exigir independencia en la propiedad de las empresas. Excepto en contadas ocasiones (por ejemplo, Noruega, Inglaterra y Gales), los servicios de red de distribución y de comercialización son siempre proporcionados por la misma empresa.

El concepto de una red nacional de transporte, gestionada por una entidad dedicada, fue iniciado por Red Eléctrica de España en 1984, y ha sido ya adoptado por numerosos países. La integración vertical de generación y distribución, con o sin red de transporte, es muy frecuente, coexistiendo a veces con compañías distribuidoras puras o con notoria insuficiencia de capacidad de generación para abastecer su demanda. La tendencia hacia la desagregación horizontal de la generación y de la distribución es clara a nivel mundial, y tiene su origen en la búsqueda de transparencia en los áreas de negocio de naturaleza muy diferente y que requieren regulaciones distintas. Las figuras 1 y 2 representan las estructuras de los modelos total-

FIGURA 1 ESTRUCTURA DE INTEGRACION VERTICAL COMPLETA DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD



mente integrado y completamente desagregado.

Es posible llevar más lejos la separación de actividades o áreas de negocio de las empresas eléctricas, en aras de la citada transparencia. Por ejemplo, en Inglaterra y Gales se distinguen en las compañías distribuidoras cuatro áreas de negocio, con separación contable entre ellas: el servicio de red de distribución («distribution»), comercialización («supply»), participación en actividades de generación y los servicios de ATR o acceso de terceros a la red («second tier supply business») para los consumidores que pueden ejercer y ejercen la libertad de compra a una comercializadora distinta de la suya local. La National Grid Company comprende cinco áreas de negocio, también con separación contable: el transporte de energía, el despacho y liquidación del «pool» de energía («pooling and settlement agreement»), la gestión de los grupos de bombeo,

los intercambios internacionales y los servicios complementarios de generación y red («ancillary services»).

*Expansión de capacidad de generación.* En el esquema regulador tradicional, el plan de expansión de la capacidad de generación es típicamente fijado por la Administración a la que corresponda (por ejemplo, a nivel de país, como es el caso español) o simplemente autorizado a las empresas solicitantes (es el caso de cada Estado en el gobierno federal de EE.UU., tras un proceso de debate público ante la comisión reguladora correspondiente). Se ha impuesto en numerosos países el procedimiento de concurso («competitive bidding») para adjudicar la construcción de las nuevas instalaciones; ver por ejemplo (Kliman, 1994) para una revisión de la abundante experiencia en EE.UU.

Un rasgo característico de los esquemas reguladores de libre mercado es la ausencia de una

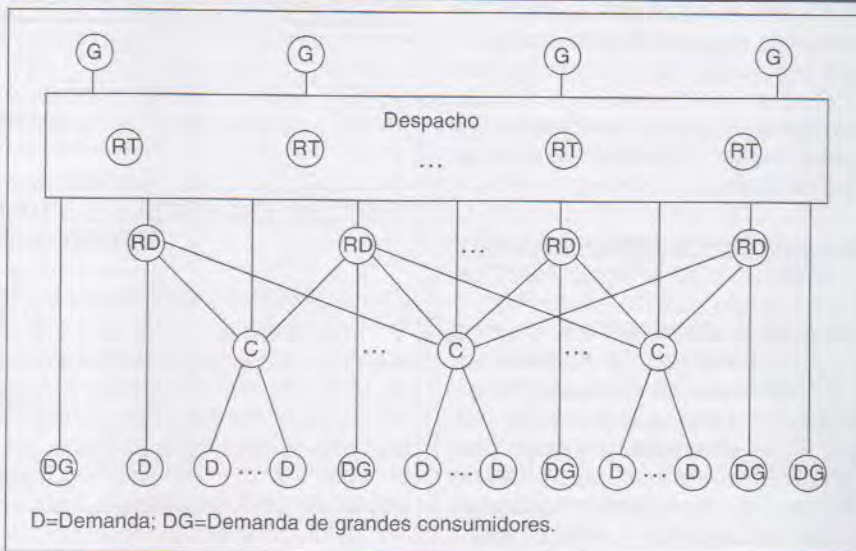


planificación impositiva de la expansión de capacidad del equipo generador, al ser los propios agentes del sistema eléctrico quienes toman las decisiones de inversión en función de su rentabilidad esperada. Este es, por ejemplo, el caso de Inglaterra y Gales, Argentina o Noruega. En otros casos, como en Chile o parcialmente en Colombia (para zonas deprimidas), la entidad reguladora o un organismo de la Administración elabora y publica un plan indicativo de expansión, al que de algún modo han de atenerse las iniciativas privadas o, en su defecto, ser transitoriamente cubierto por entidades públicas.

### Explotación del sistema eléctrico

En el marco de la regulación tradicional, la explotación tiene por objeto operar las instalaciones existentes de generación y de red de forma que se satisfaga la demanda a coste mínimo, con una seguridad de suministro satisfactoria y cumpliendo las restricciones que por diversos motivos (medioambientales, cuotas de combustibles protegidos, seguridad de la red, generadores con tratamiento especial —típicamente energías renovables y cogeneración—, contratos «take-or-pay» de combustibles o de producción eléctrica, etcétera) puedan existir. Se tiende en general a que esta función sea centralizada, o al menos coordinada por una entidad única para sistemas eléctricos que pueden comprender una o varias empresas eléctricas con generación; se estima que las economías de escala de coordinación de la explotación no se agotan hasta tamaños de al menos 10.000 megavatios o más, pero es un tema aún sujeto a debate, (Gilbert *et al.*, 1993). Los algoritmos de minimización del coste de suministro se encadenan jerárquicamente desde la planificación de la explotación hasta llegar al des-

FIGURA 2  
ESTRUCTURA DESAGREGADA DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD



pacho en tiempo real de la generación, siempre partiendo de los costes de producción declarados y auditados de los grupos generadores.

Los procedimientos de gestión de la generación con una regulación de libre mercado pueden ser externamente muy parecidos al caso tradicional: minimización del coste de suministro partiendo también de los costes de producción declarados y auditados (es, por ejemplo, el caso de Chile) o bien de los precios libremente ofertados con un día de antelación por las entidades generadoras (como en Inglaterra y Gales). La tendencia se decanta claramente hacia los precios ofertados (Argentina ha pasado de costes declarados a precios ofertados en mayo de 1995 y Colombia en julio de 1995).

Otros mecanismos más descentralizados son posibles, como en Suecia (previsto para enero de 1996) y en Noruega, en base a transacciones bilaterales físicas a precios libres entre compradores y vendedores de energía eléctrica, complementadas por un mercado de excedentes y faltantes gestionado por la entidad coordinadora

del «pool»; este mercado simplemente consiste en casar las ofertas de compra y de venta que se hayan recibido, y en Noruega funciona a tres escalas de tiempo: horizonte anual, horizonte diario y de corto plazo para el ajuste final (el gestor del «pool» puede forzar las ventas en situaciones de emergencia); en Suecia parece que el «pool» solamente gestionará transacciones en el corto plazo, dejando a los agentes el ajustar bilateralmente sus transacciones de más largo plazo.

Hay dos aspectos característicos de los mercados competitivos que es conveniente destacar: a) los generadores son remunerados por igual al precio de equilibrio del mercado, que es a su vez el de compra mayorista de los distribuidores y grandes consumidores que cualifiquen para ello; y b) la volatilidad de este precio y la dependencia directa del mismo de los ingresos de los generadores requieren mecanismos de cobertura del riesgo financiero resultante, que se comentarán más adelante.

Es interesante observar la diferencia de planteamientos entre



Argentina y Chile, por un lado, y Noruega y Suecia, por otro, en lo referente al rol del operador del «pool» en la gestión a largo plazo (estacional, anual o mayor) de la explotación de los recursos hidroeléctricos. En Chile y Argentina esta gestión corresponde al operador, en base a la información de costes (Chile) o precios de oferta (Argentina) disponible, por tratarse de una tarea compleja que supera la capacidad de los agentes del mercado; en Noruega y Suecia se opina exactamente lo contrario (es una gestión excesivamente compleja para ser realizada centralizadamente) por lo que, en consonancia con su filosofía de explotación, se deja a la gestión individual con otros agentes y, para los ajustes finales de corto plazo, con el «pool».

#### Mecanismos de remuneración de la generación

Los mecanismos de remuneración de los servicios de generación son variados, pues también lo son las diversas condiciones que pueden darse en los distintos enfoques reguladores, ver más adelante apartado primero del epígrafe destinado a «Modelos de organización del sector y procesos de cambio». En primer lugar, debe distinguirse el servicio *principal* de producción de energía eléctrica activa de los servicios *complementarios*, como la producción de energía reactiva y la regulación de la tensión, la regulación de la frecuencia, el proporcionar reservas de seguridad de la operación en diversas escalas de tiempo, etcétera; los servicios complementarios no podrán tratarse en este artículo, aunque se hace notar que su tratamiento económico no puede aún darse por resuelto en ninguno de los tipos de regulación, (EPRI, 1995).

De acuerdo con la regulación tradicional más estricta, los grupos generadores son remunerados

por los costes incurridos: sus costes fijos (intereses y amortización del capital invertido fundamentalmente) y sus costes variables (combustibles y costes de operación y mantenimiento). Ambos costes no están normalmente prefijados de antemano, sino que se estiman «a priori» para establecer las tarifas eléctricas y se adaptan «a posteriori» de acuerdo con la realidad (producciones reales, modificaciones en los costes de combustible, tasa de inflación, etcétera).

Una variante, utilizada por ejemplo en el Marco Legal Estable español, consiste en reemplazar los costes realmente incurridos por valores estándares, con el objeto de incentivar la eficiencia de las empresas, que obtienen beneficios si consiguen situar sus costes por debajo de los correspondientes estándares; parte de los incrementos de eficiencia se trasladarían a los consumidores si la entidad reguladora ajustase el valor de los estándares periódicamente (convirtiéndose en el método RPI-X, que se utiliza en el ámbito de la distribución y el transporte, ver más adelante).

Durante las últimas dos décadas y por distintos motivos, diversos países han ido progresivamente permitiendo que determinados grupos generadores se aparten del esquema de remuneración anterior, incluso dentro de un marco regulatorio esencialmente tradicional. Ver más adelante el segundo apartado del epígrafe siguiente. Se trata fundamentalmente de:

a) Los grupos de energías renovables y cogeneradores, que suelen remunerarse aplicando el concepto (de muy diversa interpretación en la práctica) del «coste evitado de servicio».

b) los grupos generadores que resultan ganadores en los concursos de licitación competitiva, a los que se remunera según las condi-

ciones de su oferta, típicamente costes fijos y costes variables de producción, cada uno con las indexaciones oportunas.

c) Los generadores independientes, que realizan contratos libres con las entidades compradoras de su energía, ya sean empresas eléctricas con generación, distribuidoras o grandes consumidores, dependiendo de lo que permita la legislación correspondiente.

En los mercados de libre competencia existe en cada momento un precio mayorista de equilibrio, tal como se indicó anteriormente, con el que se remunera por igual a los generadores y se carga a los consumidores. En general, la mayor parte de la energía no es objeto de transacción a este precio «spot» ya que, para reducir el riesgo derivado de la posible volatilidad de estos precios, en estos mercados los participantes contratan en el largo plazo (desde un año a quince años, típicamente) la mayor parte de la energía que estiman van a producir o necesitar. Son únicamente las diferencias entre lo contratado y lo realizado las que se saldan en el mercado «spot». Es interesante advertir que el mecanismo de los «contratos por diferencias two-way» de Inglaterra y Gales, según el cual la energía se vende en su totalidad en el mercado «spot», y se asegura en su totalidad (típicamente) con estos contratos en las cantidades estimadas por adelantado, es matemáticamente equivalente a lo anterior.

El cálculo del precio del mercado «spot» difiere significativamente entre los países que han establecido mercados competitivos. Así, en el caso de Inglaterra y Gales se trata del valor esperado del coste marginal de corto plazo, calculado para los 48 intervalos semihorarios de un día con los datos de las ofertas de producción y la estimación de la demanda disponibles en el día anterior. El coste margi-



nal de corto plazo en un momento dado es el precio de oferta del generador marginal (es decir, no restringido; el que suministraría un incremento adicional de demanda en el sistema), al que se le añaden repartiéndoles sólo en las horas de demanda alta determinados costes «hundidos» de operación (costes de arranque y de funcionamiento a potencia mínima).

El mal denominado «componente de capacidad» de este precio es realmente la contribución al valor esperado del citado coste marginal de corto plazo de la probabilidad de que en la media hora en cuestión exista energía no suministrada. Por el mismo motivo se paga a los generadores en reserva de operación o simplemente disponibles unas cantidades que reflejan la probabilidad de ser despachados, con la remuneración correspondiente. En el sistema inglés el precio del mercado «spot» tiene en un instante dado un valor único para todos los generadores, independientemente de su localización geográfica, lo que simplifica inicialmente la administración del mercado o «pool», pero da origen a complejos ajustes posteriores, que forman parte de un extracoste para los consumidores denominado «uplift». El mercado «spot» de Colombia sigue básicamente el modelo inglés. El de Noruega parte de un cálculo más simple, pues el precio del «pool» en cada momento resulta del equilibrio entre las ofertas de compra y venta al «pool» de los agentes del mercado.

Un enfoque alternativo en el cálculo de los precios del mercado «spot» es el iniciado en la regulación chilena en 1982, que fue básicamente adoptado posteriormente en Argentina, Perú, Ecuador y Bolivia. Particularizando para el sistema argentino, y reduciéndose a los aspectos fundamentales, el precio consta de un componente de energía y otro de

potencia o capacidad. El componente de energía es el coste marginal de corto plazo, definido de forma semejante a la del sistema inglés, también con un componente de «sobrepeso por riesgo de fallo» que refleja la probabilidad de que exista energía no suministrada. Debido a la elevada capacidad de almacenamiento hidráulico en el sistema argentino, el cálculo del coste marginal de corto plazo se apoya en programas de cálculo de horizonte trienal que determinan el valor esperado de sustitución del agua en un determinado momento; en el sistema chileno se hace énfasis en que este cálculo se debe apoyar en unas previsiones de explotación y expansión de capacidad óptimas para el sistema en su conjunto, determinadas por la entidad reguladora.

El componente de potencia tiene por objeto incentivar la instalación de capacidad para garantizar la continuidad de suministro en el largo plazo, por encima de lo que se conseguiría solamente con una remuneración basada en el componente de energía (que sería teóricamente la económicamente óptima, pero en general inferior a la garantía de suministro considerada socialmente como aceptable, (Pérez Arriaga, 1993a). El valor del componente de potencia se basa en el coste de instalación de potencia de punta económica y adecuada para el sistema (turbinas de gas de ciclo simple).

Los precios de potencia y energía son nodales, esto es, tienen un valor diferente en cada nudo de la red de transporte. Para los precios de energía las diferencias tienen su origen en las pérdidas óhmicas y en las restricciones de red; para los precios de potencia en la diferente contribución a la seguridad de suministro del sistema según la localización en la red, a causa de la probabilidad de fallo de las líneas.

### Los servicios de red de transporte

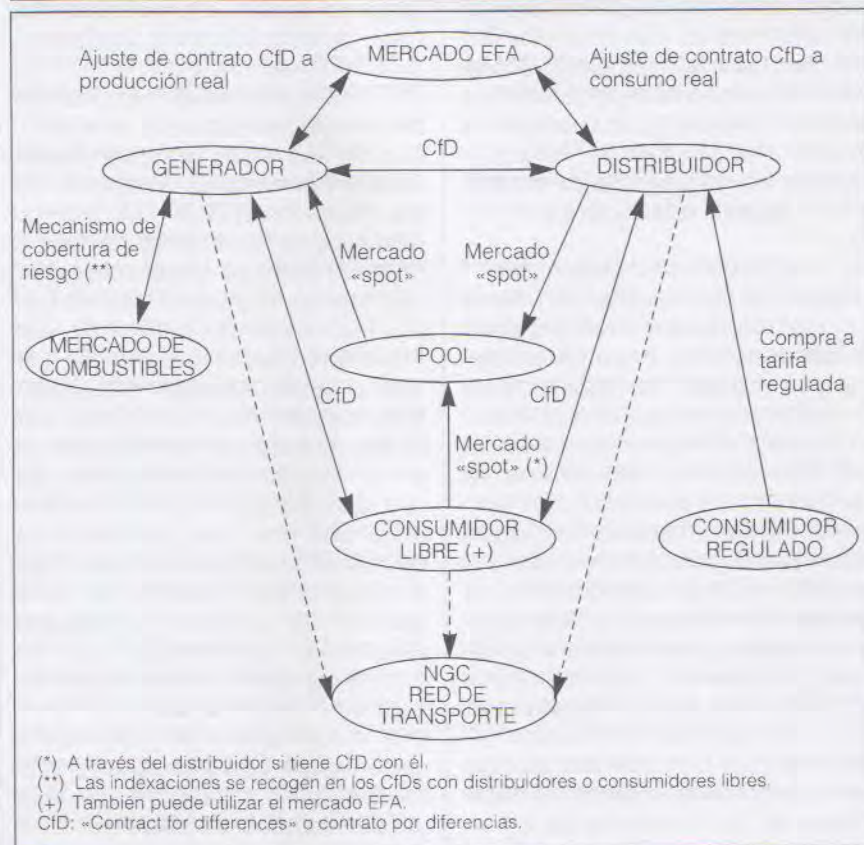
De nuevo solamente se tratará aquí el servicio principal proporcionado por la red de transporte, es decir, la transmisión de la energía eléctrica en alta tensión desde la generación hasta el consumo, ignorando los servicios complementarios, que se suministran conjuntamente con la generación y ya se han citado anteriormente. La regulación del transporte comprende tres aspectos principales: el acceso, la expansión de capacidad y los precios, (Pérez Arriaga, 1992) para una exposición detallada.

■ **Acceso.** En los sistemas con regulación de libre mercado existe implícitamente acceso a las redes, tanto de transporte como de distribución. El caso más claramente planteado es el de Inglaterra y Gales, en donde la entidad a cargo de la red de transporte simplemente informa a sus usuarios a través de un informe (el «7 year statement») sobre la situación de congestión o «capacidad remanente» de la red; a nivel de distribución no existe una información semejante. No hay limitación al derecho de acceso de terceros a la red (ATR) asociado a la existencia o no de capacidad remanente de ésta. Tanto en transporte como en distribución existe obligación de suministro de servicios de red, que además está sujeta al cumplimiento de determinados estándares de diseño y de servicio. Por lo tanto, si la capacidad de la red es insuficiente, ante la solicitud del servicio de red corresponde a la entidad de red la obligación de ampliar sus instalaciones para cumplir con lo dispuesto por los estándares.

Un planteamiento distinto es el de la regulación argentina, que limita el derecho de acceso a la red para nuevas solicitudes a la existencia de capacidad remanente, que no es definida. Se



FIGURA 3  
ESTRUCTURA BASICA DE TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO INGLES



trata de un concepto técnico ambiguo (depende del punto de operación, no hay procedimientos establecidos de cálculo) y todavía se duda sobre si su utilización para limitar el derecho de acceso a red afecta negativamente a la competencia que se quiere establecer en el mercado eléctrico, pues en un sistema de configuración poco mallada como el argentino tiende a crear subsistemas eléctricos parcialmente aislados con restricciones de entrada y condiciones parciales de monopolio natural.

Una revisión de las experiencias internacionales en ATR puede encontrarse en (Pérez Arriaga *et al.*, 1994b y 1994c) y una exposición metodológica en (Pérez Arriaga *et al.*, 1993b). En los sistemas que parten de una regulación eléctrica tradicional el permitir ATR, pero restringido a agentes «elegibles», se está mostrando como un camino atractivo para la introducción gradual de competencia, tanto a nivel interno de un país como en un contexto internacional con regulaciones diversas (es el caso de la Unión Europea o del Mercosur).

La limitación del ATR a un subconjunto de los agentes del sistema y la imposición de determinadas condiciones de salida o cargos específicos de red son necesarios para controlar la salida de los consumidores más diligentes y de los generadores con menor coste de producción del marco regulador tradicional, dejando a los consumidores cautivos con los recursos de producción menos económicos. El ATR pone crudamente de manifiesto el problema (siempre presente en la práctica) de la falta de adaptación de la capacidad existente de generación a las condiciones actuales de demanda, costes y tecnologías disponibles, que en condiciones de ATR libre da lugar al «stranded investment» o inversión ociosa de generación.

Esta problemática está siendo debatida actualmente en profundidad en EE.UU., al decidirse la forma de implantación de la reciente normativa sobre ATR, (FERC, 1995). La Energy Policy Act de noviembre de 1992 establece la obligación de las entidades de red de prestar sus servicios por actividades de ATR para el abastecimiento de empresas eléctricas (distribuidoras y/o generadoras), ya sea por otras empresas o por productores independientes; éste es el «wholesale wheeling»; se excluye del alcance de la ley a nivel federal el «retail wheeling» o suministro a consumidores finales, que tendría que ser aprobado a nivel estatal (la iniciativa del Estado de California a este respecto es pionera, desborda el planteamiento del simple acceso y podría

suponer un cambio drástico en la regulación eléctrica norteamericana, (California PUC, 1995). La no existencia de capacidad remanente de red no exime de la obligación de prestar el servicio, habiéndose de reforzar la red si es necesario. La normativa reconoce una prioridad de los usuarios y transacciones existentes sobre los nuevos pues, si un refuerzo necesario para realizar una transacción de ATR no pudiese construirse, la transacción sería rechazada.

■ **Expansión.** El objetivo de la regulación es aquí el conseguir una red de transporte perfectamente adaptada y bien operada y mantenida, a mínimo coste. El enfoque tradicional es supervisar y autorizar las inversiones razonables (teóricamente las incluidas en el plan de expansión óptimo) realizadas por la empresa



(típicamente también generadora y distribuidora) a cargo de la red, y remunerar los costes incurridos (son costes fijos de inversión en su mayor parte, más los de operación y mantenimiento, que en la práctica son semejantes a los fijos). Obviamente el peligro 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.

La posibilidad de transportistas independientes carece de interés en este contexto, excepto para líneas dedicadas entre generadores y consumos pertenecientes a una misma entidad, o si la construcción de una nueva línea se adjudicase por el procedimiento ya comentado de concursos. En todo caso, no se cuestiona en ningún momento la conveniencia de una gestión única de coordinación de la operación de la red de transporte, aunque la propiedad fuese múltiple; tampoco en los mercados eléctricos de libre competencia.

No existe un enfoque reconocido como dominante respecto al tratamiento de las inversiones de red en mercados competitivos. La remuneración unitaria (por kW de demanda de punta del sistema, promediada sobre varios años) del negocio de transporte de la National Grid Company (NGC) inglesa está sujeta a un «price cap» o límite máximo que se incrementa de año en año según el factor RPI-X, donde RPI es el «retail price index» o IPC español y X es fijado por la entidad reguladora cada cuatro años.

Por otro lado, la NGC está obligada a cumplir un conjunto de normas de diseño, operación y mantenimiento de la red, establecidas en el Grid Code. Este sistema no asegura que las inversiones en red sean óptimas económicamente (atendiendo a la reducción de pérdidas y a los extracostes del despacho de generación por saturaciones de red), sino las mínimas exigibles; por otra parte el mecanismo de

remuneración refleja muy imperfectamente los costes realmente incurridos; el Grid Code y la fijación por OFFER de X ante la actitud y resultados de la NGC son los elementos clave de este esquema regulatorio.

En Chile la entidad de red, Transelec, es responsable de la expansión de la misma, asegurándosele una remuneración razonable de los costes incurridos, cuya asignación a los usuarios debe realizar la propia Transelec de acuerdo con una metodología establecida por ley; los costes de transporte son elevados (superiores al 20 por 100) y la metodología de asignación ha sido muy contestada, por lo que Transelec ha retrasado la construcción de inversiones de red que estarían justificadas. Argentina, con una problemática de red similar, ha optado por dejar la iniciativa de reforzar la red a los usuarios de la misma, que pueden valorar la contribución que les corresponde en los costes de inversión frente a los beneficios (por modificación de los precios nodales) de cada posible refuerzo; la entidad reguladora evalúa la utilidad pública de cada refuerzo propuesto y, en caso afirmativo, organiza un concurso para la adjudicación de su construcción y mantenimiento; la entidad transportista adjudicataria es remunerada de acuerdo con los términos de su oferta y deja la explotación de la instalación a Transener, la entidad gestora de la red y propietaria de la red privatizada en 1992.

■ **Precios.** En el marco regulatorio tradicional el precio de los servicios de red es el coste incurrido, repercutido en la tarifa eléctrica completa de forma sencilla, sin incluir en el cargo ningún concepto asociado a la localización del usuario en la red eléctrica. Por el contrario, en los marcos regulatorios de libre mercado es un aspecto crucial, por su repercusión en la competencia, la asignación de los costes de transporte, reflejando adecuadamente la contribución de cada usuario a los

costes de la red, según su posición en la misma y el uso que haga de ella. Los métodos de asignación se agrupan en dos grandes bloques:

— Los que establecen un peaje para cada transacción bilateral («wheeling») entre agentes del sistema; han sido muy populares en EE.UU. y están siendo profundamente revisados desde la ley EPACT-92 por ser el «wheeling» ahora obligatorio y por su impacto sobre la competencia. Dos innovaciones recientes, actualmente en proceso de desarrollo en los EE.UU., son el principio de «comparability» en los peajes de red (*i.e.*, no discriminación entre los usuarios propios de la entidad transportista y los externos) y la inclusión de la parte correspondiente de «stranded costs» de generación en las tarifas de red para las transacciones de ATR que sean el origen de los citados «stranded costs», ver (FERC, 1995).

— Los que reparten los costes de la red de transporte entre todos los usuarios de un sistema según un procedimiento homogéneo, con discriminación según la localización en la red y la utilización. Los métodos son diversos: «investment cost related pricing» en Inglaterra y Gales y Colombia; el cargo implícito asociado a los precios nodales más «áreas de influencia» en Chile y Argentina, etcétera. Puede consultarse (Pérez Arriaga, 1992, 1994b y 1994c) para una exposición detallada.

### Los servicios de red de distribución

Como con el servicio de red de transporte, los aspectos relevantes en la regulación de la red de distribución son el acceso, las inversiones y los precios, (Pérez Arriaga, 1994a para mayor detalle). Se justifica un tratamiento diferenciado del transporte por las causas siguientes:



a) Cada red de distribución está asociada a proporcionar servicio a determinados conjuntos de consumidores finales, mientras que establecer una clara asociación entre elementos de la red de transporte y sus usuarios es, cuando menos, complejo y discutible.

b) El elevado número de instalaciones dificulta el tratamiento individualizado y favorece las estandarizaciones y enfoques globales simplificados.

c) Por lo anterior la discriminación tarifaria espacial se basa más en niveles de tensión y, como mucho, en clasificaciones tipo de las redes (Chile), que en la localización específica en la red, como en el caso del transporte (en Argentina los precios nodales y la regulación del transporte se extienden a las redes intermedias de reparto o subtransmisión, que en general se incluyen en la distribución).

■ **Acceso.** Los aspectos a considerar del acceso en las redes de distribución son muy variados, por la diversidad de agentes con distintos objetivos: a) los consumidores del propio sistema de distribución; b) los consumidores situados en una red de distribución y con contrato de comercialización con otra distribuidora; c) los generadores situados en el propio sistema de distribución y produciendo para él; d) los generadores situados en una red de distribución y con contratos de venta con agentes ajenos a esta red; y e) otras distribuidoras con necesidad de realizar tránsitos de energía («wheeling») a través de la distribuidora considerada.

En los sistemas con regulación tradicional, la problemática anterior ha sido prácticamente inexistente, pero se ha planteado la necesidad de regulación específica en relación con la generación local (productores independientes y cogeneradores principalmente) y con los planteamientos de ATR que incluyen «retail wheeling» o acce-

so a la red de los consumidores finales. En EE.UU., esta elaboración está retrasada a nivel general, pues la EFACT-92 no permite «retail wheeling».

En Inglaterra y Gales la separación entre las actividades de red de distribución y de comercialización resuelve sencillamente el que un consumidor pueda cambiarse comercialmente de distribuidora, sin modificar sus derechos ni cargos respecto a la red de distribución en la que está físicamente conectado. Esta es indudablemente la solución más directa y simple al problema del acceso a los consumidores finales. Los casos de «wheeling» para otras distribuidoras son muy escasos, posiblemente por la configuración topológica de las redes.

La situación en la regulación argentina es más compleja y la regulación sobre los aspectos de ATR en distribución no ha sido aún totalmente desarrollada, pero tiene la ventaja de presentar la problemática en toda su amplitud. Como en el transporte, la regulación argentina limita el derecho de acceso a la red para nuevas solicitudes a la existencia de capacidad remanente. La red de distribución tiene obligación total de suministro al consumo propio, pero no están definidas las condiciones para la prestación de servicios de red a terceros. Los casos de tránsitos de potencia de terceros en estas redes son frecuentes, así como el que den lugar a generación forzada interna al sistema de distribución, cuyo coste es asignable tanto a los usuarios nativos de la distribuidora como a los agentes de las transacciones de ATR. En estas situaciones en las que la red de distribución permite ejercer poder de mercado, deben definirse procedimientos objetivos de concesión de acceso, de decisión sobre construcción de refuerzos y de fijación de precios.

■ **Expansión.** La problemática es aquí independiente del marco

regulatorio amplio, por tratarse siempre de un servicio regulado. El objetivo es promover un desarrollo óptimo de la red, (Pérez Arriaga, 1995), así como la realización eficiente de actividades de operación y mantenimiento. Por «óptimo» en este contexto debe entenderse el conseguir el equilibrio más satisfactorio para el consumidor entre el coste de la electricidad y la calidad de servicio.

Los incentivos para conseguir una inversión adecuada podrían establecerse bien a partir del propio mecanismo de remuneración, incorporando estándares de calidad de servicio y penalizaciones o créditos según sean los índices históricos de funcionamiento. Sin embargo, los mecanismos habituales de remuneración no parecen contener este tipo de incentivación deseado, que se reemplaza por esquemas en base a estándares obligatorios (de diseño, operación y mantenimiento) y remuneración por los costes incurridos, estimados por lo general con métodos rudimentarios. Se mencionan a continuación algunos enfoques innovadores.

En Chile para determinar los ingresos de las compañías distribuidoras para cada período de cuatro años, se utilizan «empresas modelo» perfectamente adaptadas que definen consultores independientes, junto con ajustes inspirados en el principio regulatorio del «yardstick competition» en base a la eficiencia de la gestión, y los procedimientos habituales de indexación (por inflación, etcétera).

En Inglaterra y Gales es el valor medio del precio del kw/h distribuido lo que está sujeto a un límite superior, que se establece de acuerdo con el principio del RPI-X (ver la sección sobre inversiones en transporte). Lo anterior básicamente se aplica tanto al servicio de red de distribución como de comercialización. Es importante notar que esta limitación sobre el volumen total de Ingresos de la



distribuidora por la mayoría de sus servicios no restringe los valores individuales de la estructura de tarifas, con tal de que su valor medio no supere el límite fijado.

Otro aspecto de interés es que la remuneración total de las distribuidoras crece con la energía distribuida, por lo que no existen en la actualidad (excepto por un coeficiente de pérdidas recientemente introducido) incentivos para reducir la demanda promoviendo una mayor eficiencia o racionalidad económica en el uso de la electricidad.

En definitiva, en lo que concierne a la inversión, el mecanismo remunerador de la distribución en Inglaterra y Gales no contiene per se incentivo alguno, sino al contrario: estando los ingresos asegurados con independencia de la inversión, los beneficios serán mayores si ésta se mantiene en el nivel más reducido posible. Son por lo tanto los estándares y penalizaciones asociados a la calidad de servicio los que, en forma de restricción, guían aunque sea imperfectamente el proceso inversor en esta red. En las recientes revisiones de controles de precios de los servicios de distribución por OFFER se han planteado mecanismos regulatorios más avanzados que tratan de superar las anteriores limitaciones, (OFFER, 1992 y 1993).

■ **Precios.** El esquema más frecuente en la regulación tradicional consiste en repartir los costes contables del servicio de distribución (fundamentalmente de inversión, así como de operación y mantenimiento) entre los consumidores conectados a la red, discriminando únicamente según el nivel de la tensión de conexión y el volumen de demanda contratada. Los criterios de asignación por lo general son burdos; frecuentemente no tienen un fundamento sólido técnico o económico, sino que se basan en criterios más bien de tipo político o de extrapolación de situaciones

pasadas, e incurrir en subvenciones cruzadas de unos tipos de consumidores con respecto a otros. En otras ocasiones se aplican métodos más elaborados, que parten de una asignación minuciosa de las distintas partidas contables del servicio de red de distribución a los distintos niveles de tensión y tipos de cargas, como por ejemplo la metodología del «peak load pricing» ampliamente utilizada en EE.UU.

Las variantes más habituales respecto al procedimiento anterior se encuentran principalmente en el método de determinación del volumen total de ingresos de la compañía distribuidora (ver la sección anterior), pero en algunos casos como en Chile y Argentina se ha tratado de traspasar en lo razonablemente posible al nivel de distribución los criterios marginalistas.

#### Los servicios de comercialización

El servicio de comercialización puede reglamentarse en sentido estricto, correspondiente al rol habitual en la regulación tradicional (medida, facturación, atención al cliente) o en sentido amplio (compra de electricidad al por mayor y venta a tarifas no reguladas a los consumidores finales, que han de tener libertad de elección de la comercializadora). La existencia de esta libertad de opción es por tanto imprescindible para poder establecer la función de comercialización en sentido amplio, como en Inglaterra y Gales o Noruega. Por el contrario, en países como Chile o Argentina la idea es que únicamente los grandes consumidores (ampliaciones del ámbito de elegibilidad están en estudio) puedan contratar libremente con los generadores (en Argentina también con distribuidoras, aunque sea poco utilizado), y paguen a su distribuidora local por sus servicios de red.

La naturaleza económica del servicio de comercialización es muy

diferente del de red de distribución. El negocio de comercialización tiene un flujo monetario muy elevado y un margen de beneficio muy reducido, en particular en régimen de competencia; la comercialización en sentido amplio conlleva riesgos financieros significativos. En contraste, el negocio de red de distribución tiene un flujo monetario muy inferior y un margen de beneficio más amplio y seguro. Por ejemplo, en Inglaterra y Gales el ratio de flujos monetarios entre red de distribución y comercialización es típicamente de 1 a 4, mientras que el de beneficios es de 3 a 1 en promedio, (OFFER, 1992; OFFER, 1993).

El cargo por el servicio de comercialización es libre cuando se presta en régimen de competencia. Por el contrario, la repercusión en tarifa del servicio de comercialización está regulada en los enfoques tradicionales y también en los competitivos en lo que respecta a las tarifas reguladas, calculándose el cargo a través de alguna expresión global en función del volumen del consumo o del número de clientes.

En Inglaterra y Gales se regula el cargo de comercialización en dos partes: a) por un lado, se traspasan enteramente a los consumidores los cargos de adquisición de energía al por mayor, ajustándose las desviaciones entre lo estimado y realizado en las tarifas del año siguiente, con algunas limitaciones; b) por otro lado, se limita el valor medio de los precios del servicio comercial de acuerdo al procedimiento RPI-X aplicado a cada kw/h. En la última revisión del precio del servicio de comercialización, (OFFER, 1993), se ha incluido en el multiplicador RPI-X del volumen de demanda un componente fijo y otro que depende del número de clientes, con el fin de reducir el incentivo a vender más energía y también para reflejar mejor ciertos costes hundidos en los que incurre este tipo de servicio.



**Garantía de suministro**

La compañía verticalmente integrada en la regulación tradicional tiene en general la obligación de suministro de servicio en su zona de franquicia, con una calidad aceptable, tanto al nivel de generación como de red. Parte de esta responsabilidad puede quedar en manos del gobierno cuando éste condiciona o realiza la planificación de la expansión del equipo generador.

En los sistemas con regulación de libre mercado la situación es muy variada. Por un lado, en Inglaterra y Gales es el Secretario de Estado de la Energía y el Director General (que dirige la oficina reguladora OFFER) quienes son responsables de garantizar el suministro de toda demanda razonable de electricidad, así como de garantizar *globalmente* la viabilidad económica de los licenciarios de actividades de generación y de comercialización en un entorno competitivo. No existe obligación de suministro alguna por parte de las entidades generadoras, y para las distribuidoras ésta se limita a la conexión, al servicio de red y a la atención al usuario, así como estar dispuestas a adquirir la energía del «pool» al precio que determine su entidad gestora.

Por el contrario, en la regulación argentina las distribuidoras están sujetas a importantes penalizaciones económicas por no proporcionar el servicio solicitado por sus consumidores, *independientemente* de si la causa es un fallo en la red de distribución, en la red de transporte, una deficiencia en generación o la combinación de varias de las anteriores.

Lo anterior tiene implicaciones importantes respecto a la posición que las compañías distribuidoras adoptan en diversos temas:

a) Las distribuidoras promueven (juntamente con los generadores y grandes usuarios, cada uno por

sus motivos) refuerzos en la red de transporte que mejoran la fiabilidad de su abastecimiento.

b) Las distribuidoras realizan contratos a largo plazo con generadores en los que les imponen penalizaciones por no estar disponibles en momentos de insuficiencia de generación, en los que la distribuidora puede ser sujeta a restricciones en el suministro.

c) Las distribuidoras construyen o participan y promueven la construcción de nuevos grupos de generación, en particular en localizaciones próximas a sus zonas de abastecimiento.

**Mecanismos de reparto del riesgo**

En los sistemas con regulación tradicional ortodoxa los riesgos económicos asociados al coste de suministro recaen directamente en su totalidad sobre los consumidores a través de la tarifa. Las peculiaridades de algunos esquemas reguladores específicos pueden transferir alguno de estos riesgos a las empresas; un caso notorio ha sido el de algunas Public Utility Commissions en EE.UU., donde no se reconocieron parcialmente los costes de inversión de instalaciones de generación previamente autorizadas, (Kahn, 1988).

En los sistemas con regulación de libre mercado el riesgo fundamental proviene de la incertidumbre del precio del mercado mayorista «spot» de electricidad. El riesgo económico asociado a esta incertidumbre se reparte entre los agentes principales del sistema (generadores, distribuidoras, grandes consumidores o la entidad gestora del «pool»), dependiendo de las características de cada sistema regulatorio concreto. Los contratos a largo plazo permiten a los agentes del sistema modificar la asignación de riesgo directamente resultante del mercado «spot». A

continuación, se muestran dos casos muy diferentes, a pesar de corresponder ambos a mercados abiertamente competitivos: Argentina e Inglaterra y Gales.

La figura 3 muestra el esquema básico de transacciones entre los agentes del sistema inglés. Dado que *todos los agentes* compran y venden *toda su energía* en el mercado «spot», todos ellos están sujetos a la incertidumbre de los precios (el riesgo económico es mucho mayor en el segmento de ventas a consumidores con precios no regulados, actualmente los de demandada superior a 0,1 megavatios; para los consumidores con precios regulados existen ajustes «a posteriori» que reducen en buena parte este riesgo). Por este motivo, prácticamente toda la energía intercambiada en el mercado «spot» se negocia de nuevo en contratos al por mayor de largo plazo. Además, las diferencias entre lo contratado y lo que se estima a corto plazo que se va a realizar pueden reducirse (con el fin de disminuir en lo posible la exposición directa a los precios del «pool») participando en un mercado de futuros (Electricity Forward Agreements, EFA, un mercado secundario de contratos estandarizados; en Noruega este tipo de mercado ha alcanzado un importante desarrollo). La entidad a cargo de la gestión del «pool» (una de las áreas de negocio de la NGC) no asume riesgo económico alguno, pues compra y vende la misma cantidad total al mismo precio «spot» (adicionalmente, carga un conjunto de costes extra de los generadores, el «uplift», a los consumidores, de nuevo sin asumir riesgos). Para la compañía distribuidora el riesgo verdaderamente sustancial proviene del segmento del consumo que contrata a precios libres (aunque puede paliarse con contratos a largo plazo); en el de precios regulados las desviaciones entre el valor estimado y realizado de las tarifas se compensan en buena



medida en la determinación de las tarifas para el año siguiente.

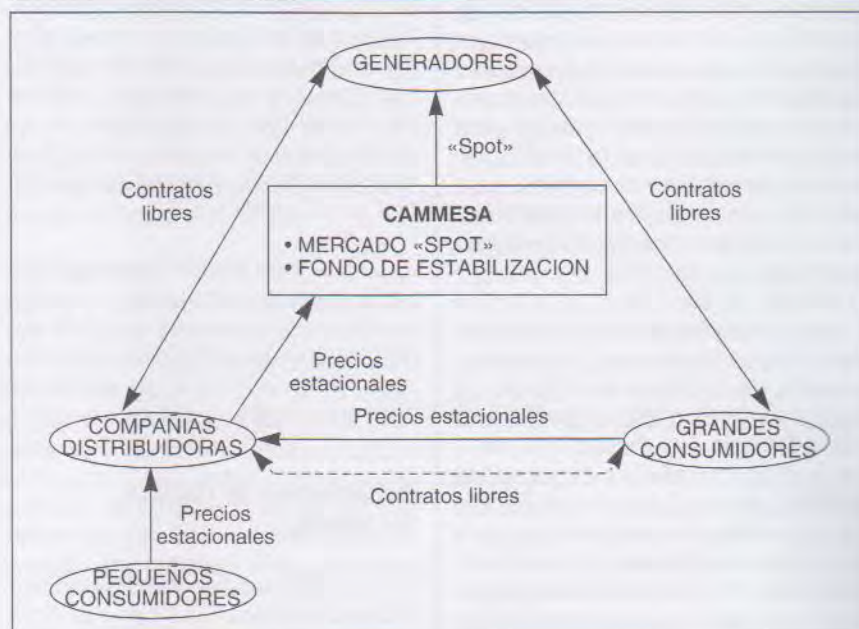
En Argentina los precios a los que las distribuidoras pueden comprar del «pool» y (en ausencia de contratos de precio libremente fijado con grandes consumidores, lo que no es frecuente pues los escasos contratos existentes de largo plazo suelen ser entre generadores y consumidores) cargar a todos sus consumidores, son los «precios estacionales», calculados por CAMMESA (la sociedad gestora del mercado mayorista) anticipadamente para cada período de seis meses con el fin de que las oscilaciones de los precios horarios reales no afecten a los precios finales de venta al consumo (se trata de precios nodales, es decir, con discriminación espacial a nivel de la red de transporte).

Por consiguiente, las compañías distribuidoras, mientras no realicen contratos a largo plazo, no tienen riesgo económico alguno asociado a la incertidumbre de los precios del «pool». Ver, en la figura 4, el resumen de las transacciones del mercado mayorista argentino. Es interesante observar que es CAMMESA quien absorbe el riesgo económico creado por la incertidumbre de precios del mercado «spot», a través de un fondo de estabilización que salda las diferencias entre los precios estacionales estimados con meses de antelación y los precios «spot» reales.

### Relación con los consumidores

La relación con los consumidores es un aspecto de la regulación que se espera tenga un considerable auge en los próximos años, pues la tendencia hacia una mayor competencia conduce a prestar mayor atención a todo lo relacionado con los clientes. Aquí solamente se comentará el aspecto de la calidad de servicio, pero otros temas de gran interés son la gestión de la

FIGURA 4  
ESTRUCTURA BASICA DE TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO ARGENTINO



demanda (relacionada con la expansión a través del enfoque del «integrated resource planning, IRP» o planificación integrada de recursos), las tarifas a consumidores finales reflejando cada vez mejor el verdadero coste incurrido (conceptualmente, es el mejor método de gestión de la demanda) y la oferta de servicios complementarios al de la energía eléctrica (asesoría energética, venta de electrodomésticos, comunicaciones, integración con el servicio de gas, etcétera) que las comercializadoras pueden ofrecer.

Respecto a la calidad de servicio, existe gran diversidad entre los países con relación a las exigencias impuestas a los servicios de red de distribución y comercialización. El enfoque regulatorio es típicamente sancionador, siendo Argentina uno de los países que cuenta con una normativa más desarrollada y exigente en este sentido.

En Inglaterra y Gales hay tres áreas en las que las compañías

distribuidoras están reguladas en relación con la calidad de servicio: a) estándares de planificación de la red de distribución; b) estándares garantizados de atención al cliente (comercialización); y c) estándares globales de funcionamiento (red y comercialización).

Los estándares de *planificación* fueron establecidos mucho antes de la privatización. De hecho, no indican cómo debe diseñarse la red, sino que muestran el porcentaje de la carga máxima en cada zona de la red (clasificadas según el volumen de carga suministrada por una particular red de distribución) que se debe poder suministrar tras la ocurrencia de una contingencia simple o doble, con indicación expresa de tiempos de reposición.

Los estándares garantizados de *atención al cliente* prescriben niveles mínimos de atención, por debajo de los cuales ninguna compañía distribuidora debe operar, bajo penalizaciones económicas abonadas directamente a los



consumidores afectados (OFFER, 1993). Estos estándares fijan tiempos mínimos para reponer el servicio para distintos tipos de averías, tiempos de preaviso de interrupciones programadas, tiempos de conexión de nuevos usuarios, atención a quejas, etcétera.

Los estándares globales de *funcionamiento* se refieren a aspectos del servicio en los que no se considera factible dar garantías individuales, pero en los que se espera que las distribuidoras cumplan con unos estándares de calidad de servicio prefijados, diferentes para cada una según sus circunstancias, (OFFER, 1993). No existen penalizaciones económicas directas sobre las compañías distribuidoras por no cumplir con los estándares, pero los resultados son públicos, existe presión por comparaciones entre ellas y en caso de incumplimiento OFFER tiene siempre la última palabra. Estos estándares se refieren al número de interrupciones ocurridas, a los tiempos de reposición, a los tiempos de conexión de nuevos consumidores, al número de lecturas de contadores, a los tiempos de reconexión de abonados que fueron desconectados por no pagar, etcétera. Estos estándares combinan características de los servicios de red de distribución y de comercialización, debiendo en caso de separación quedar más bien en el ámbito del primero de estos servicios.

#### MODELOS DE ORGANIZACION DEL SECTOR ELECTRICO Y PROCESOS DE CAMBIO

Es posible diseñar una gran variedad de marcos regulatorios diferentes a partir de las distintas opciones comentadas en la sección anterior. Sin embargo, es posible agruparlos en tres grandes conjuntos: el modelo tradicional, el de libre mercado y el híbrido, utilizando como indicador el nivel de competencia que se plantea en cada uno de ellos.

#### El modelo tradicional

El modelo regulatorio tradicional es todavía predominante a nivel mundial, aunque cada vez sea más difícil de encontrar en estado puro: estructura verticalmente integrada (incluyendo o no adicionalmente empresas distribuidoras); limitación a la entrada de nuevos agentes generadores fuera de las empresas eléctricas establecidas y consumidores totalmente cautivos; planificación centralizada de la generación y de la red de transporte; explotación coordinada de los medios de producción (según orden de mérito sujeto a diversas restricciones) y de transporte; monopolio regulado con franquicia territorial y remuneración según el coste incurrido de servicio; tarifas uniformes para todo el sistema y típicamente basadas en costes medios; fuerte intervención del gobierno estableciendo prioridades y restricciones de carácter social, estratégico o medioambiental en las actividades anteriores. Casos emblemáticos y bien documentados son el de EE.UU. previo a los cambios regulatorios que se describen más adelante, el de la CEGB británica antes de la privatización y Electricité de France.

Deben considerarse dentro del modelo tradicional las numerosas variantes que, sin romper con su filosofía básica, tratan de mejorar aspectos específicos generalmente asociados a las modalidades concretas de implantación en cada país. Las variantes más típicas son: permitir la entrada de «non-utility generation» para cubrir las necesidades de nueva capacidad, a través de contratos con las empresas eléctricas o una entidad gestora, y con diversos procedimientos de adjudicación, siendo el más popular el de concursos o «competitive bidding»; la promoción de múltiples actividades de gestión de la demanda, comenzando por su inclusión en el propio proceso de planificación

eléctrica: la planificación integrada de recursos o «integrated resource planning, IRP»; y la implantación de diversos esquemas de tarificación pseudomarginalista, tomando los costes medios como referencia.

#### El modelo de libre mercado

Los casos más establecidos coinciden en los ingredientes básicos: desagregación en por lo menos los servicios básicos de generación, transporte, red de distribución y comercialización; entrada libre de generadores y acceso total a las redes de transporte y de distribución; ausencia de planificación de la generación, o como mucho de carácter indicativo; explotación coordinada de los medios de producción y transporte (variantes: en base a costes auditados; en base a precios de oferta; transacciones bilaterales libres y gestión coordinada de excedentes y déficits); monopolios regulados para las redes de distribución y transporte; precios mayoristas marginalistas para la generación y el consumo derivados del mercado «spot», con tarifas reguladas (en su caso) a usuarios finales incluyendo el coste agregado de distribución; contratos libres entre los agentes elegibles para ello y tarifas libres para los consumidores finales con capacidad de elección; y se pretende una intervención mínima del gobierno restringida a aspectos tales como el establecimiento de períodos transitorios (por ejemplo, privatización de la industria nuclear) o la consecución de determinados objetivos medioambientales. Casos prototipo son Inglaterra y Gales, Argentina y Noruega, entre otros.

#### El modelo híbrido

Este modelo recoge los intentos que están siendo realizados por diversos países para introducir elementos reales de competencia, en forma limitada, coexistiendo con un marco



de partida tradicional. Su denominador común, bajo diversas variantes, es el ATR. Se trata aún de experiencias muy recientes, con reglamentos aún por desarrollar y que, de tener éxito, podrían constituir una vía de paso gradual desde el primero al segundo de los dos modelos anteriores. El caso más característico, actualmente en plena fase de desarrollo reglamentario, es el de EE.UU. España sería otro caso, dependiendo del enfoque que se adopte en el desarrollo reglamentario del sistema independiente en la LOSEN, y también Portugal. También parece ser el modelo adoptado para estimular el desarrollo del Mercado Interior de la Electricidad en la Unión Europea.

### **CAMINOS HACIA UNA MAYOR COMPETENCIA**

La experiencia muestra que los distintos países han optado por dos vías alternativas para introducir competencia en el sector eléctrico, que aquí serán denominadas «cambio radical» y «proceso gradual».

#### **Cambio radical**

Un reducido número de países, muy en particular Inglaterra y Gales, Argentina y Noruega, han optado por pasar instantáneamente de una regulación tradicional a una de libre mercado con todas sus características básicas totalmente desarrolladas. Es importante advertir que la regulación de libre mercado no implica necesariamente privatización de las empresas eléctricas; así, por ejemplo, mientras que en Argentina, Inglaterra y Gales se pasó de un sector eléctrico casi totalmente público a uno mayoritariamente privado, el cambio regulatorio en Noruega no modificó la estructura de propiedad de las empresas, que era fundamentalmente pública, tanto estatal como municipal.

Puede identificarse un conjunto de factores cuya presencia facilita (y

cuya ausencia mayoritaria posiblemente impida) un cambio radical de regulación a un marco de libre mercado:

1. La propiedad pública previa de las empresas facilita el cambio de las reglas originales de remuneración de los distintos servicios de suministro eléctrico, habitualmente en base a los costes incurridos, a otras adecuadas al nuevo marco regulador. Ya sea a través de un proceso de privatización (Argentina e Inglaterra y Gales) o de simple cambio de la normativa reguladora (Noruega), es de esperar una oposición menor al cambio regulatorio si es el Estado quien reduce sus ingresos o devalúa sus activos que si lo mismo les ocurre a inversores privados. Por otro lado, el traspaso a manos privadas de empresas con pérdidas y gestión deficiente (cuando así sea; esto no es generalizable a cualquier sistema con regulación tradicional) a cambio de unos ingresos inmediatos considerables es un fuerte incentivo a la privatización.

2. Una buena adaptación de la capacidad existente de generación (principalmente) y de red a las condiciones presentes de demanda, costes y tecnología facilita el cambio, ya que reduce la distancia entre la remuneración en base a precios de mercado y la basada en costes incurridos (Pérez Arriaga, 1993a).

3. Un reparto inicial amplio de los activos de generación es la condición necesaria para que no se ejerza poder de mercado en el mercado de libre competencia; las concentraciones fuertes de generación en una entidad única dan lugar a condiciones de oligopolio si no se eliminan en el paso al mercado supuestamente competitivo.

4. Un coste de la red de transporte comparativamente reducido (por ejemplo, porcentajes inferiores o que superen en poco al 5 por 100 del coste total de suministro) facili-

ta la típicamente difícil aceptación de las reglas de asignación de costes, responsabilidad de las inversiones y acceso a la red.

Por otro lado, se han presentado distintos argumentos en contra de realizar un cambio brusco de consecuencias aún poco previsibles; entre los más característicos se encuentran los siguientes:

1. Mantener un nivel satisfactorio de garantía de suministro en el largo plazo, en ausencia de la (por otro lado, frecuentemente denostada) planificación dirigida o autorizada por el gobierno.

2. Aparente incapacidad del mercado para atender a consideraciones tales como la diversificación de combustibles, aspectos medioambientales y sociales, I+D, etcétera.

3. Dificultades prácticas de implantación: acceso a la red, determinación de los precios y su aparente volatilidad, nuevos riesgos financieros para los agentes del mercado y los costes incurridos en asegurarse contra ellos, inconsistencia entre las señales económicas de corto y largo plazo, escasa respuesta de los consumidores a las señales de precio del mercado, entre otras.

#### **Proceso gradual**

Como indica acertadamente (Finon, 1995), las reformas reguladoras graduales que están teniendo lugar internacionalmente tienen su origen bien en la necesidad de corregir deficiencias en el marco regulador vigente o bien en la búsqueda de introducir mecanismos de competencia en un deseo implícito de abandonar a largo plazo el marco tradicional.

El caso de EE.UU. parece responder a ambas motivaciones, y se ha venido desarrollando durante casi las dos últimas décadas (Stalon, 1995), (Joskow, 1994) y (Kahn et



af., 1993). La ley PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act) de 1978 constituyó el punto de partida al garantizar la compra, por parte de las compañías eléctricas y al coste evitado de servicio fijado por cada Estado, de la energía producida por una categoría nueva de generadores no pertenecientes a las compañías eléctricas tradicionales: los «qualifying facilities», es decir, cogeneradores y pequeños generadores de tecnologías renovables.

La materialización de la posibilidad de «non-utility generation», unida a la incapacidad del sistema regulador tradicional, vigente en EE.UU. durante muchos años, para motivar nuevas inversiones de generación en cantidad suficiente y a la presión de los consumidores a través de las Public Utility Commissions de los Estados por reducir los costes de la electricidad, condujo a la introducción de diversos esquemas de generación independiente, cuyo crecimiento es actualmente cercano al de la generación instalada por las propias compañías eléctricas:

1. Contratos BOO («build-own-operate») o BOT («build-own-transfer»), asignados directamente o a través de concursos esporádicos, para la construcción de grupos generadores por entidades distintas de las empresas eléctricas.

2. Concursos sistemáticos para la adjudicación a las mejores ofertas (la evaluación típicamente incluye otros factores además del estrictamente económico) de las necesidades de expansión identificadas por las compañías eléctricas o las entidades reguladoras. La remuneración es según el contrato que recoge las condiciones de las ofertas ganadoras. Los concursos, o «competitive bidding», surgen en parte de las dificultades encontradas para la aplicación de la ley PURPA en la determinación del valor del «coste evitado». Valores elevados condujeron en algunos Estados a una proliferación excesiva de «qualifying

facilities», mientras que por el contrario en otros Estados apenas se instaló ninguna por haberse fijado un coste evitado demasiado bajo. El procedimiento de concursos permite que el propio mercado fije el valor de la remuneración más económica de la capacidad necesaria. El procedimiento de concursos es actualmente obligatorio en la mayoría de los Estados de EE.UU., aunque con reglamentación muy diversa, y existe ya una experiencia abundante en su aplicación. El concepto se ha extendido a otros muchos países, estando recogido por ejemplo en la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional española y en las recientes propuestas de Directiva del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea.

3. Generadores independientes («independent power producers» o IPPs) que establecen contratos de suministro en firme a compañías generadoras y/o distribuidoras deficitarias. Hasta la ley EPACT de 1992 estos generadores tenían que negociar las condiciones de acceso a la red con empresas que en general podían ser sus competidoras en el mercado mayorista. Actualmente, la prestación del servicio de red para IPPs y empresas eléctricas es obligatoria, aunque todavía no se han fijado los criterios para determinar los peajes y enfrentar la problemática del «stranded investment». Se han facilitado grandemente las condiciones de entrada al mercado de los nuevos productores independientes o «exempt wholesale generators, EWGs», pero EPACT a nivel federal aún no permite el acceso a la red a los grandes consumidores.

Entre las dificultades que se han identificado para la implantación de un proceso gradual de cambio a la competencia destacan las siguientes:

a) La dificultad de establecer una normativa equilibrada para los concursos, en particular si se permite ofertar simultáneamente a tecnolo-

gías muy diversas, e incluso a proyectos de gestión de la demanda.

b) Las dificultades de implantación del ATR, como son: en primer lugar, la inestabilidad de la regulación tradicional con un ATR ilimitado, lo que exige fijar restricciones al ATR más o menos arbitrarias; en segundo lugar, la posibilidad de utilización oportunista del ATR entre subsistemas eléctricos con tarifas fijadas con procedimientos tradicionales; y, en tercer lugar, las prioridades y derechos de acceso; y, finalmente, el cálculo de los peajes.

c) La definición de un tratamiento adecuado para los «stranded costs». Pueden encontrarse líneas prometedoras de avance en (FERC, 1995; California PUS, 1995).

## CONCLUSIONES

Aunque posiblemente los marcos regulatorios tradicional y de libre mercado coexistan aún por muchos años, y tal vez de forma permanente según Finon (1995), desde la observación de la tendencia regulatoria a nivel mundial y los principios económicos que la soportan es preciso coincidir con la conclusión del texto ya clásico de Alfred Kahn (Kahn, 1988): «*Continued deregulation is the proper way to go, to the extent feasible... The central institutional issue of public utility regulation remains finding the best possible mix of inevitably imperfect regulation and inevitably imperfect competition.*» La tendencia conceptual hacia la desregulación y la introducción de competencia tiene que ser atemperada por la prudencia motivada por la complejidad de las relaciones organizativas y el volumen de las implicaciones financieras existentes en el sector eléctrico, teniéndose que adaptar en cada circunstancia y país concreto a su realidad y condicionantes específicos.

\* En la actualidad es Vocal de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional en España.



## BIBLIOGRAFIA

- California PUC (1994): *Proposed policy decision adopting a preferred industry structure*, Public Utility Commission de California, abril.
- EPRI (1995): *Proceedings of the workshop en Forum on ancillary services*, La Jolla, California, USA, julio.
- FERC (1995): «Notice of proposed rulemaking promoting wholesale competition through open access, non-discriminatory transmission services by public utilities and recovery of stranded costs by public utilities and transmitting utilities», *Federal Energy Regulatory Commission*, EE.UU., 29 de marzo.
- FINON, D. (1995): «La diversification des modèles d'organisation des industries électriques dans le monde: une mise en perspective», *Revue de l'énergie*, enero-febrero.
- GILBERT, R.J.; KAHN, E., y WHITE, M. (1994): «Coordination in the wholesale market: where does it work?», *The Electricity Journal*, octubre.
- JOSKOW, P. (1994): «Competition in the U.S. electric power sector: Some recent developments», MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, *Working Paper 94-13*, septiembre.
- KAHN, A. E. (1988): *The economics of regulation: Principles and institutions*, MIT Press.
- KAHN, E. GILBERT, R. (1993): *Competition and institutional change in U.S. electric power regulation*, Internal report, University wide Energy Research Group, University of California, Berkeley, mayo.
- KAHN, E. (1994): *Competition issues in the electricity sector*, report, Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, abril.
- KAHN, E., GILBERT, R. (1995): *International comparisons of electricity regulation*, Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, project summary.
- KLIMAN, M. (1994): *Competitive bidding for independent power: developments in the USA*, Energy Policy, enero.
- NEWBERY, D.M. (1994): *Competition and regulation in the electricity industry*, OECD/World Bank conference on Competition and Regulation of Network Infrastructure Industries, Budapest, julio.
- OFFER (1992): «The supply price control review», *Consultation paper*, Office of Electricity Regulation, U.K., octubre.
- OFFER (1993): «Electricity distribution: Price control, reliability and customer service», *Consultation paper*, Office of Electricity Regulation, U.K., octubre.
- PEREZ ARRIAGA, J. I. (1992): «Pricing of Transmission Services», Informe IIT-92-030, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, junio.
- PEREZ ARRIAGA, J. I. (1993): «Principios económicos marginalistas en los sistemas de energía eléctrica», Informe IIT-93-004, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, septiembre.
- PEREZ ARRIAGA, J. I., PUERTA, J. F., ARCELUZ, J. (1993b): «Clasificación y evaluación comparativa de transacciones prototipo de acceso de terceros a la red de transporte», Actas de las IV Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Barcelona, julio.
- PEREZ ARRIAGA, J. I. (1994a): «Los servicios de red de distribución y de comercialización de energía eléctrica», Informe IIT, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, junio.
- PEREZ ARRIAGA, J. I., RUDNICK H., STADLIN, W. O. (1994b): «International Power System Transmission Open Access Experience», artículo de revisión invitado para el Panel del mismo título, IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, EE.UU., julio (será publicado en *IEEE Transactions on Power Systems*).
- PEREZ ARRIAGA, J. I., RUDNICK, H., SCHRAMMEYER, M. H. (1994c): «International Experience in Transmission Open Access» record of the Panel on International Experiences on Transmission Open Access, IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, USA, julio, (será publicado en *IEEE Power Engineering Review*).
- PEREZ ARRIAGA, J. I., CARRILLO, G. (1995): *Optimal reconfiguration of distribution networks for a multiplicity of regulatory frameworks*, Stockholm Power Tech, Stockholm, junio.
- STALON, C. G. (1995): «Restructuring the U.S. electricity industry for the 21st century», Seminario Internacional sobre Desregulación del Sector Eléctrico, Bogotá, Colombia, abril.
- TENENBAUM, B., LOCK, R., BARKER, J. (1992): *Electricity privatization: Structural, competitive and regulatory options*, Energy Policy, diciembre.
- TENENBAUM, B. (1995): *The real world of power sector regulation*, Viewpoint, The World Bank, junio.