

«Panorama de las industrias de red: tendencias recientes del sector eléctrico»

A pesar de los asombrosos avances tecnológicos realizados durante el último siglo, la energía eléctrica necesita todavía ser transportada con la ayuda de conductores de cobre o aluminio. Esta restricción física es determinante para que la actividad de transportar electricidad tenga las características de un monopolio natural, que ha de ser regulado. Tres aspectos básicos requieren regulación: inversiones -i.e. establecer quién construirá las nuevas instalaciones que se necesiten y cómo van a ser remuneradas-, acceso -i.e. asignar la capacidad limitada de las redes cuando existan conflictos-, y precios -i.e. asignar adecuadamente los costes regulados de la red entre sus usuarios-. Estas complejas tareas regulatorias resultan ser aún más fascinantes en el contexto de mercados de ámbito regional o multinacional.

Azken mendean teknologia izugarri aurreratu bada ere, energia elektrikoa garraiatzeko ezinbestekoa da oraindik kobrezko edo aluminiozko eroaleak erabiltzea. Murriztapen fisiko hori dela eta, elektrizitatea garraiatzeko jarduerak monopolio natural baten ezaugarriak ditu eta, beraz, arautzeko beharra agerian dago. Arautzeko behar hori oinarrizko hiru alderditan ikusten da: inbertsioetan, hots, behar diren instalazio berriak nork eraikiko dituen eta nola ordainduko diren zehaztea; sarbidean, hots, interes kontrajarriak daudenean, sareen ahalmen mugatua esleitzea; eta prezioetan, hots, sarearen araupeko kostuak erabiltzaileen anean behar bezala esleitzea. Arautze eginkizun korapilatsu horiek are liluragarriagoak gertatzen dira eskualde edo nazioarteko merkatuen testuinguruan.

Despite the astonishing technological advances during the last century, electricity still has to be transported from the generators to the loads by using copper or aluminum wires. This physical constraint determines that the business of transporting electricity has the economic characteristics of a natural monopoly, therefore subject to regulation. Three are the major areas that need to be regulated: investment -i.e. deciding who will build new facilities and how they will be remunerated-, access -i.e. allocating limited network capabilities whenever there is a conflict- and pricing -i.e. charging the regulated network costs to the network users-. These complex regulatory issues become even more fascinating in the context of regional or multinational markets.

ÍNDICE

1. Las funciones de transporte y distribución de energía eléctrica
 2. Caracterización regulatoria de las actividades de red
 3. La regulación del transporte
 4. La regulación de la distribución
 5. El transporte en mercados regionales
- Referencias bibliográficas

Palabras clave: *Industrias de red, sector eléctrico, regulación, energía, electricidad.*
Clasificación JEL: *L1, L4, L9*

1. LAS FUNCIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1. Aspectos tecnológicos y económicos

A pesar de los asombrosos avances tecnológicos que han tenido lugar durante el último siglo, se siguen necesitando hilos conductores de aluminio o cobre para hacer llegar la energía eléctrica que demandan los usuarios finales, -ya sean residenciales, industriales o de servicios-, desde las máquinas donde se genera. En 1880 Edison alimentó 400 lámparas de 80 vatios en oficinas y residencias de Wall Street con un único generador y una red energizada a 100 voltios en corriente continua. Hoy, en España por ejemplo, hay más de 500 centrales generadoras de más de 5 millones de vatios (MW) cada una, con una potencia total instalada de

más de 50000 MW, conectadas entre sí por una red de transporte de 400 kV de unos 15000 km. y unos 16000 km. de líneas de 220 kV. A esta red de transporte se conectan redes de reparto y distribución a tensiones inferiores que, con configuraciones progresivamente más radiales según las tensiones son más bajas, alimentan a los consumidores finales, que se encuentran conectados, según sean sus características, en los distintos niveles de tensión, desde los de transporte hasta el de 220 voltios de los consumidores residenciales. Pero es que además la red española está conectada con las de Marruecos, Portugal, Andorra y Francia. A través de esta última la interconexión se extiende, sin solución de continuidad, al resto de los países europeos. Actualmente, en el contexto del Mercado Interior de Electricidad de la Unión Europea es posible, -y además puede ser perfectamente rentable-, para

un consumidor italiano comprar electricidad a un generador danés. Para que todo esto sea posible se precisa de cables conductores que mantengan unidos entre sí los elementos que, sin duda, constituyen actualmente el mayor sistema industrial creado por la Humanidad.

Los motivos por los que este elevado nivel de interconexión es deseable son de índole tanto técnica como económica. Los primeros sistemas eléctricos eran locales y estaban aislados unos de otros. La fiabilidad de cada uno de los sistemas aislados aumenta, por el apoyo que puede recibir de los demás en caso de emergencia. Se reduce la necesidad de contar con capacidad de generación en reserva, pues se puede contar con las reservas de los demás sistemas. Las interconexiones permiten utilizar en cada momento las plantas de producción que más económicamente pueden cubrir la demanda, lo que es particularmente interesante cuando las demandas máximas de los distintos sistemas no coinciden en el tiempo y cuando la mezcla de tecnologías de generación, -por ejemplo, hidroeléctrica y térmica-, no es la misma en cada sistema. Las ventajas de conectar los diversos sistemas entre sí a tensiones cada vez más elevadas se hicieron pronto patentes. La capacidad de transporte de una línea en corriente alterna aumenta proporcionalmente al cuadrado de la tensión, lo que contribuye a que el coste de la línea por unidad de potencia transportada decrezca con la tensión. Las pérdidas de energía en la red, para la misma potencia transportada, son inversamente proporcionales al cuadrado de la tensión.

No es posible diseñar una adecuada regulación de las actividades de red y,

muy en particular, del transporte de electricidad, si se parte de una visión excesivamente simplista del fenómeno físico subyacente. El transporte de electricidad no es un transporte en el sentido habitual del término, que indica comúnmente un acarreo físico de un producto desde donde se fabrica hasta donde se consume. La corriente eléctrica, -los electrones-, viajan por la red a una velocidad muy modesta, del orden de un par de centímetros por segundo. Por el contrario, la red completa puede ser energizada casi instantáneamente, -a la velocidad de la luz-, permitiendo que pueda extraerse energía eléctrica desde cualquiera de sus puntos. Los conductores guían la energía eléctrica por la red, desde los puntos físicos de inyección hacia los diversos puntos físicos de demanda, ignorando las transacciones comerciales que hayan sido establecidas por los agentes. Como consecuencia de lo anterior, la correspondencia física de las transacciones comerciales no puede establecerse sin ambigüedad. Esto es, si un generador G y un consumidor C acuerdan realizar una transacción comercial, -por ejemplo el primero le vende al segundo una potencia de 50 MW desde las 5 pm hasta las 8 pm de un día determinado-, no se puede en absoluto afirmar que el producto (energía eléctrica) que G inyecta en la red sea materialmente el mismo producto que recibe C. Es cierto que en forma *incremental* sí se puede medir lo que pasa en la red de transporte cuando, dado un funcionamiento determinado del sistema eléctrico, se *añade* la transacción de 50 MW entre G y D. En las líneas de la red se podrá medir que desde G hacia D se han incrementado o reducido los flujos en determinadas líneas, de forma que se

podría asignar a esas líneas la función de transportar los 50 MW desde G hasta D. Pero esto no deja de ser un procedimiento arbitrario, pues pueden encontrarse infinitas formas de atribuir los flujos de la red a los agentes del sistema. Pero Incluso si aceptásemos el enfoque de asignación incremental para una transacción concreta, debe admitirse que los agentes G y D no pueden elegir el trayecto que seguirá la energía. Ésta se distribuye por la red de acuerdo a las leyes físicas conocidas como Leyes de Kirchhoff, de forma que el valor de los incrementos de los flujos en las líneas entre G y D dependen de determinadas propiedades físicas de las líneas, conocidas como su reactancia, y también de la topología concreta de la red.

Lo anterior es menos problemático en el ámbito de la distribución pues, sobre todo en las redes de media y baja tensión, la configuración de las redes es radial y el flujo en las líneas va siempre encaminado hacia los consumidores finales. Sin embargo esta simplicidad está desapareciendo con el significativo aumento de la generación distribuida en las redes de distribución.

1.2. Similitudes y diferencias entre el transporte y la distribución de electricidad

Las redes de transporte y de distribución cumplen funciones claramente diferenciadas, aunque siempre existe una cierta ambigüedad en cada caso concreto respecto al papel que desempeñan las líneas con niveles de tensión en la frontera entre ambas categorías de redes. La red de transporte (en España corresponde típicamente

a las tensiones de 400 kV y 220 kV) cumple la función de compensar los déficits y excedentes entre generación y demanda en las distintas zonas del país o con países vecinos y permite el establecimiento de mercados de ámbito nacional, o incluso internacional, de forma que la generación globalmente más eficiente sea despachada, casi con independencia de la ubicación de la demanda. Las redes de distribución, por el contrario, tienen por objeto hacer llegar la energía eléctrica a la inmensa mayoría de los consumidores, que son los que no están conectados directamente a la red de transporte. La energía eléctrica es así transformada a la alta tensión de distribución (AT), donde la red es todavía mallada para poder obtener suministro también de nudos vecinos; luego se transforma a media (MT) y baja (BT) tensión con una configuración radial, siempre tratando de encontrar el equilibrio más adecuado entre el coste de inversión en la red, las pérdidas de energía y, -sobre todo recientemente-, el impacto ambiental. La configuración y nivel de tensiones utilizado para cada una de estas redes es diferente según sea la extensión del territorio a cubrir, la densidad de consumo eléctrico y las distancias entre los centros principales de carga y de generación. En la mayor parte de los países europeos se considera también en general que la red de transporte está constituida por las líneas y otras instalaciones (e.g. transformadores o interruptores) con tensiones entre fases de 220 kV, 400 kV. y hasta 750 kV. Los voltajes entre fases de las redes de distribución son muy variados, siendo en España por ejemplo

frecuentes los de 132 kV, 66 kV, 45 kV, 20 kV, 6 kV, 1 kV y 380 V.

Las regulaciones de las actividades de transporte y de distribución deben analizarse por separado pues, aunque tienen aspectos comunes, hay importantes características que las diferencian. 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 en la regulación de la distribución. Por otro lado, en la determinación de la remuneración regulada de ambas actividades, el elevado número de instalaciones de distribución no permite su tratamiento individualizado por lo que se ha de recurrir a procedimientos simplificados de carácter global, lo que no es necesario con las instalaciones de transporte. Además, como veremos más adelante, las exigencias de independencia en las actividades de transporte y operación del sistema eléctrico a nivel mayorista deben ser muy estrictas, por sus implicaciones en el funcionamiento del mercado, lo que -al menos mientras la generación distribuida sea minoritaria- no es el caso a nivel de distribución.

1.3. Efectos de la red: congestiones, pérdidas y calidad de servicio

Las conexiones que las redes eléctricas proporcionan entre la generación y el consumo no son perfectas, pudiéndose clasificar las imperfecciones en tres grandes categorías: pérdidas de energía, restricciones impuestas por la red al funcionamiento del sistema eléctrico e implicaciones negativas sobre la calidad del servicio.

La mayoría de las pérdidas de energía en las redes eléctricas se deben a la resistencia que los conductores ofrecen al lento paso de la corriente, -las llamadas pérdidas óhmicas-. También hay pérdidas por efecto corona en el aire que rodea los conductores de las líneas de alta tensión y pérdidas internas de diversos tipos en diversos dispositivos, -reactancias, condensadores, transformadores-, pertenecientes a la red. El principal efecto de las pérdidas es que la energía que reciben los consumidores es menor que la suministrada por los generadores.

Las redes limitan de muchas formas el funcionamiento del sistema eléctrico. La limitación más característica es la congestión, cuando se alcanza el tope máximo de la intensidad que circula por una línea u otra instalación, lo que determina la potencia eléctrica que puede fluir a través del citado elemento. La causa de la limitación puede ser de carácter térmico -y estar determinada por las características físicas del elemento- o bien ser una consecuencia del funcionamiento conjunto del sistema, -por ejemplo para garantizar la seguridad en la respuesta dinámica del sistema ante una perturbación-. Otra restricción característica de red es el mantener la tensión en los todos los nudos dentro de determinados límites, lo que puede llegar a exigir la conexión de ciertos grupos generadores cercanos al nudo con problemas. La potencia máxima admisible de cortocircuito puede también limitar la configuración de las redes. En general, el principal efecto de las restricciones de red es condicionar la operación del sistema y por lo tanto ocasionar

desviaciones con respecto al funcionamiento que sería económicamente óptimo. En las redes de distribución las restricciones más habituales son las relacionadas con la tensión y con el límite térmico de capacidad máxima de las líneas.

Una caracterización precisa, bajo los puntos de vista económico y técnico, del efecto de la red de transporte en un sistema eléctrico, incorporando simultáneamente los efectos de las pérdidas y de las restricciones de red, se consigue con los precios nodales de electricidad [Schweppe, 1988]. El precio nodal en un nudo k es el incremento en el coste de operación del sistema si la demanda en k aumenta en una unidad. Su valor depende de las condiciones de operación del sistema: instalaciones disponibles de generación y transporte, nivel de carga en cada nudo, costes variables de cada generador, pérdidas y restricciones activas de generación y de red. Los precios nodales pueden obtenerse con facilidad como subproductos de modelos habitualmente disponibles de optimización de la operación, ver por ejemplo [Pérez Arriaga, 1990].

La principal propiedad de los precios nodales es que son las señales eficientes de localización en el corto plazo para la generación y el consumo, internalizando todos los efectos de la red en un único valor, -en Pta/kWh-, distinto para cada nudo del sistema. Otra propiedad interesante es que la aplicación de los precios nodales en la red de transporte, -de forma que cada generador sea remunerado al precio nodal de su nudo y cada consumidor pague el precio nodal de su nudo-, da lugar a un Ingreso neto, -denominado "ingreso variable"-, en la

mayoría de las redes reales¹. El ingreso variable debe tenerse en cuenta a la hora de definir el mecanismo regulatorio de remuneración de la red de transporte, como se verá más adelante.

El tercer impacto de importancia de las redes reales sobre el funcionamiento del sistema eléctrico es el que se refiere a la calidad del servicio. En un país con un sistema eléctrico bien desarrollado, como es el caso de España, la responsabilidad en la falta de continuidad de servicio de los consumidores no se debe prácticamente nunca a la insuficiencia de generación, tiene su origen en fallos conjuntos de seguridad del sistema conjunto de generación y transporte en un porcentaje de ocasiones muy reducido -aunque las consecuencias suelen ser muy graves y afectar a grandes zonas del sistema-, y se debe a fallos de la red de distribución local en la práctica totalidad de los casos. La regulación de la distribución debe tratar de encontrar el equilibrio entre el incremento del coste de inversión en mejorar las redes y la mejora resultante en la calidad de servicio al consumidor final.

1.4. Tendencias regulatorias y desarrollo tecnológico

Las funciones que desempeñan las redes de transporte y distribución se están viendo profundamente

¹ Muy excepcionalmente este "ingreso variable" puede resultar ser negativo, cuando las líneas tienen fuertes pérdidas por efecto corona, como es el caso de ciertas líneas en Perú. Véase que el ingreso variable resulta ser el beneficio que tendría la red de transporte si comprase la energía a los generadores a su precio nodal y la vendiese a los consumidores a su precio nodal. Lo que ocurre es que no se debe permitir a la red de transporte realizar transacciones comerciales libres, sino que se le debe tratar como un monopolio regulado con una remuneración prefijada.

afectadas por recientes desarrollos tecnológicos y regulatorios, con influencias recíprocas. Los dos más significativos son: el aumento del tamaño de los mercados mayoristas relevantes por el incremento de capacidad de la red de transporte y la posibilidad de conexión masiva de generación dispersa en las redes de distribución.

La elevada capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos que cubren grandes extensiones territoriales², permite que compitan generadores geográficamente muy alejados entre sí por suministrar demandas distribuidas también por todo el territorio. Éste ha sido un elemento imprescindible en la liberalización de la actividad de generación y en la creación de los mercados mayoristas. Además está permitiendo el planteamiento y desarrollo de mercados regionales o internacionales, ver más adelante la sección 5.

La relevancia de la generación distribuida y su impacto sobre las redes de transporte y distribución son temas todavía objeto de especulación y que están siendo investigados desde hace algún tiempo. Si la penetración de la generación distribuida, -en la forma de pequeños generadores fotovoltaicos, parques eólicos, micro-turbinas que funcionan con petróleo o gas natural, minicentrales hidráulicas, plantas de tratamiento de residuos urbanos o agrícolas, etc.-, fuese muy importante, podría llegar a modificar las funciones que actualmente desempeñan las redes

² Esto es aplicable tanto a países, como Argentina, Noruega o España, como a regiones que abarcan varios países -los que integran el Mercado Interior de Electricidad de la Unión Europea-, o a estados dentro de países de gran tamaño, -como es el caso de los EE.UU., Canadá o Australia-.

de transporte y distribución. Los actuales patrones de crecimiento de la demanda neta en los nudos de la red de transporte podrían modificarse sustancialmente, por el efecto reductor que sobre este crecimiento tendría la nueva generación local distribuida. Lo anterior alteraría significativamente los planes actuales de expansión de la red de transporte. Por otro lado la función tradicional de la red de distribución, -lugar de paso desde la red de transporte hacia los consumidores finales-, cambiaría progresivamente, para dar lugar a un nuevo concepto de red de distribución, más semejante a la actual red de transporte, también como lugar de encuentro de la generación y de la demanda locales.

Un desarrollo tecnológico que puede tener en el futuro un impacto significativo sobre la operación de las redes de transporte y, consecuentemente, sobre la regulación del acceso a estas redes, es la disponibilidad de dispositivos, -conocidos comúnmente con el nombre de FACTS-, que permiten hasta un cierto punto controlar los flujos de energía en la red. Aunque su viabilidad tecnológica ha sido demostrada y hay algunos en funcionamiento, su coste es elevado y no existe aún una filosofía de operación y un marco regulatorio que justifique su implantación masiva.

2. CARACTERIZACIÓN REGULATORIA DE LAS ACTIVIDADES DE RED

2.1. Naturaleza de las actividades de red

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 periodos 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 especializadas, 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, incorporándoles a las anteriores actividades sin hacer intervenir mecanismos de mercado.

En estas actividades de red deben distinguirse las que están directamente relacionadas con los activos físicos, -construcción, mantenimiento y operación de las instalaciones-, que son las actividades de transporte y distribución propiamente dichas, de las actividades de planificación de la red, ya sea a nivel de transporte o de distribución, que están típicamente a cargo de entidades operadoras de las que emanan las instrucciones de actuación directa sobre las instalaciones de red y que

están también a cargo de velar por la seguridad e integridad del sistema eléctrico.

En el ámbito del transporte, tanto la planificación de los refuerzos de la red como la del mantenimiento tienen consecuencias que afectan al mercado eléctrico, por lo que debe garantizarse escrupulosamente la independencia de la entidad responsable de su gestión, -típicamente denominada como 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. El tipo de separación, -contable, jurídica o de propiedad-, entre las actividades de operación del sistema y transporte es un tema controvertido, pues se pueden encontrar razones a favor de una separación completa (de propiedad) -los citados conflictos de interés entre las dos actividades- y en contra de la misma -reducción de los costes de transacción entre ambas-. En las redes de distribución, por el contrario, no existe el problema de interferencia con el mercado, -al menos mientras la generación distribuida no adquiera un mayor peso específico-, por lo que no hay de momento mayor inconveniente en que la empresa distribuidora con la franquicia territorial en un área determinada esté también a cargo de la operación del sistema a nivel de distribución.

El transporte y la distribución deben asimismo separarse totalmente de cualquier otra actividad que se realice en régimen de competencia. En primer lugar por la posibilidad de que se establezcan subsidios cruzados desde la actividad

regulada hacia la competitiva, favoreciendo indebidamente a esta última frente a sus competidoras. Pero también porque las actividades de carácter comercial, -como la compra o venta de energía a nivel mayorista o minorista-, que requieren acceso a las redes, no debieran tener la capacidad de influir en modo alguno en las condiciones de este acceso. Ni debieran disponer de información privilegiada sobre los clientes, adquirida a través de la actividad de red.

2.2. El transporte y la distribución de electricidad como monopolios naturales

Las siguientes consideraciones son pertinentes para valorar hasta qué punto las actividades de transporte y distribución constituyen un monopolio natural:

- i) La duplicación, o una multiplicidad, de redes de transporte o distribución es actualmente algo impensable, en términos de coste, utilización del territorio e impacto ambiental. Tanto la red común de transporte como la red de distribución que se utiliza para suministrar a un consumidor final concreto deben ser únicas.
- ii) La conclusión anterior se ve potenciada por el hecho de que hay fuertes economías de escala en la construcción de redes eléctricas. El coste unitario del transporte de energía eléctrica (Pta. por unidad de potencia transportada) disminuye fuertemente, *ceteris paribus*, con la capacidad total de transporte de una línea. Lo más económico es, por tanto, que exista una única

red con la mayor capacidad de transporte posible.

- iii) La red de transporte debe funcionar y ser operada como un conjunto.

De lo anterior puede concluirse que debe existir una única red de transporte y que cada consumidor debe ser suministrado por una única red de distribución. Y que cada red debe ser operada por una entidad única: un operador del sistema para la red de transporte y operadores locales para las redes de distribución. La propiedad de cada una de las instalaciones no tiene por qué ser única, con tal de que todas funcionen coordinadamente bajo el mandato del correspondiente operador. Puede por tanto haber una multiplicidad de empresas de transporte y distribución.

Las empresas transportistas y distribuidoras tienen un enorme poder de mercado, pues cada una de ellas es imprescindible para que el suministro de electricidad pueda realizarse con normalidad. Por lo tanto su remuneración debe ser regulada y han de estar obligadas a proporcionar libre acceso a sus instalaciones sin discriminación. Para evitar conflictos de interés es deseable que estas empresas de red sean independientes de los agentes que operan en el mercado. Esta independencia es inexcusable para las entidades operadoras.

La nueva regulación de libre mercado ha modificado profundamente el tratamiento de las actividades de generación y de comercialización, que pasan a realizarse en régimen de competencia, ver por ejemplo [Hunt & Shuttleworth, 1996] o [Pérez Amaga, 1997]. ¿Debe también modificarse

radicalmente la regulación del transporte y de la distribución? Las dos próximas secciones tratan de contestar a esta pregunta.

3. LA REGULACIÓN DEL TRANSPORTE

En la compañía eléctrica tradicional, - con la generación, el transporte, la distribución, la comercialización y la operación del sistema integrados verticalmente-, el papel del transporte pasa desapercibido. Su remuneración está basada en el coste del servicio y su impacto económico se limita a una contribución comparativamente modesta al coste total de la electricidad para los consumidores-típicamente entre el 5 y el 10% en sistemas sin grandes desequilibrios geográficos entre generación y demanda-, y no existen conflictos de acceso al no existir más que un solo agente. Por el contrario, en la nueva regulación de libre mercado, el transporte ha pasado a ser el punto de encuentro de los diversos agentes que interaccionan en el mercado mayorista. La gran capacidad de las redes actuales de transporte amplía enormemente el tamaño efectivo de los mercados relevantes, facilitando la competencia. Pero esto exige unas reglas del juego más sofisticadas. Hay que determinar cuánto debe pagar cada agente por el uso que hace de la red, o por el beneficio que de ella obtiene, y este cargo afectará su posición competitiva respecto al resto de los agentes. Hay que establecer reglas de prioridad en el acceso a las redes cuando hay conflicto por la utilización de la capacidad limitada de éstas. Y hay que asegurarse de establecer mecanismos eficaces

-ya sean administrativos o de mercado- para asegurar que la expansión de la red de transporte tiene lugar en perfecta adecuación con las necesidades del sistema.

Atendiendo a lo anterior, la nueva regulación de las redes eléctricas se puede reducir a tres aspectos principales: inversiones, acceso y precios, ver [Pérez Arriaga, 1992], que se comentan a continuación. Los objetivos a conseguir con esta regulación son:

- i) Promover la eficiencia económica para los usuarios de la red, tanto en el corto plazo (consiguiendo una operación óptima) como en el largo plazo (enviando señales correctas de localización para los futuros usuarios de la red, tanto generadores como consumidores).
- ii) Asegurar la viabilidad económica de la actividad de transporte, lo que se consigue con una remuneración adecuada.
- iii) Promover la operación eficiente de la red de transporte y el mantenimiento adecuado de sus instalaciones.
- iv) Promover la expansión eficiente de la red.

3.1. La inversión en la red de transporte

El objetivo de la regulación es garantizar que todas las instalaciones de transporte que cumplen un criterio establecido de optimalidad, -maximizar la eficiencia social, que debe incluir tanto consideraciones económicas como de calidad de servicio-, son construidas en el momento adecuado y son

operadas y mantenidas adecuadamente y al mínimo coste.

En la regulación tradicional el criterio de optimalidad para las inversiones de red es que "se debe invertir con el objeto de reducir los costes de operación del sistema eléctrico, pero sólo mientras el coste adicional de inversión sea inferior al ahorro adicional de explotación". Este criterio es equivalente' (en el sentido de que conceptualmente ambos conducen a la misma expansión de red y a que una función objetivo conduce a la otra) al correspondiente a un entorno competitivo: "Maximizar los beneficios netos agregados, -tras incluir los cargos de red que correspondan-, de todos los agentes, -generadores y consumidores-."

Los costes de la actividad de transporte que deben remunerarse son los asociados a las infraestructuras de red: costes de inversión (que comprenden la amortización y la retribución del inmovilizado neto), de operación y mantenimiento, así como los costes administrativos. Los costes de las pérdidas en la red y los costes adicionales de generación por causa de las restricciones de red *son costes de generación, incurridos a causa de la red, pero no son costes de red*, así como tampoco lo son los costes del operador del sistema. Los servicios complementarios son fundamentalmente una actividad de generación y como tal deben tratarse.

El enfoque de remuneración que se adopte para la actividad de transporte depende críticamente del enfoque regulatorio adoptado para establecer quién es responsable del desarrollo y

desempeño de la red. Si el transportista es "activo", -esto es, si es él quien toma las decisiones de inversión-, la remuneración debe referirse a una "red adaptada" o eficiente (i.e. óptima para la demanda y generación previstas) y es recomendable aplicar penalizaciones o incentivos económicos asociados a la calidad de suministro real. Por el contrario, si el transportista es "pasivo", -esto es, no toma las decisiones de inversión en la red³-, la remuneración debe referirse a la red realmente existente y las penalizaciones o incentivos deben asociarse únicamente a la disponibilidad real de las instalaciones.

Enfoque A⁴: El enfoque regulatorio más habitual es el de la *planificación centralizada*, donde con una periodicidad establecida la Administración, o la entidad reguladora, solicita una propuesta de plan de expansión a una entidad especializada, -la empresa verticalmente integrada en la regulación tradicional, el operador del sistema en la nueva regulación-, que ha de realizar esta tarea ateniéndose a criterios prefijados de selección de las mejores alternativas, y tomando en consideración (justificando las negativas) las propuestas de ampliación que propongan los agentes del mercado. Las entidades reguladoras examinan el plan y autorizan la construcción de nuevas instalaciones, que se adjudica, -así como su operación y mantenimiento-, por subasta o directamente en casos especiales. De esta forma puede haber una multiplicidad de empresas transportistas. El coste reconocido es la

³ En este caso las decisiones de inversión las tomaría una agencia especializada o la comisión reguladora.

⁴ Se asemeja al enfoque regulatorio español.

oferta de la firma ganadora de la subasta, cuyo valor puede estar sujeto cada año a penalizaciones o incentivos según la disponibilidad real de la instalación. Al término del contrato se subasta la operación y mantenimiento de la instalación existente por un nuevo periodo. Con este enfoque se reduce la posibilidad de sobreinversión, -típica de la planificación tradicional-, pues toda inversión debe ser autorizada por el regulador, y se introduce una competencia limitada a través del mecanismo de subastas.

Enfoque B⁵: Otro enfoque tipo consiste en adjudicar la licencia de transporte a una única empresa privada, que es regulada como un monopolio. Esta empresa transportista es también el operador del sistema y adquiere típicamente las obligaciones siguientes: a) cumplir unos determinados estándares prefijados de diseño de la red y de calidad de servicio al usuario; b) 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; c) encargarse de ampliar las instalaciones de red, de forma que se sigan cumpliendo los estándares. La remuneración de la red es la que corresponde a un transportista "activo", y puede estar basada en el método IPC-X, según el cual la trayectoria de evolución de los precios durante el próximo periodo tarifario, -unos 4 ó 5 años, típicamente-, no puede exceder el índice IPC-, donde IPC (índice de precios al consumo) es una medida de la inflación y X es un factor global de ajuste. El regulador ha de

⁵ Se asemeja al enfoque regulatorio de Inglaterra y Gales.

estimar los costes totales que el transportista va a incurrir durante el periodo tarifario, introduciendo los ajustes por incrementos de eficiencia que considere oportunos y por la inflación (IPC), siendo X el factor de ajuste que permite igualar el valor actualizado neto de los ingresos y los costes estimados para el periodo. El inconveniente de este procedimiento es que no garantiza, -ni tiene por qué acercarse-, a un nivel óptimo de desarrollo de la red, que ahora sólo estará condicionado por el cumplimiento de los estándares.

Enfoque C⁶: Un tercer enfoque tipo 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 que les reporte el refuerzo, -por facilitar el acceso, mejora en los precios de mercado, eliminación de congestiones o reducción de pérdidas-. A las coaliciones proponentes les debe corresponder al menos un porcentaje mínimo, como futuros pagadores del coste del refuerzo, de acuerdo al esquema vigente de asignación de las tarifas de red. El regulador evalúa la utilidad pública de los refuerzos propuestos de acuerdo a criterios prefijados 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 más

⁶ Se asemeja a una de las variantes posibles en el enfoque regulatorio de Argentina. Una variante adicional reciente, -la inversión a riesgo-, hace recaer más la responsabilidad económica de la inversión sobre la coalición promotora, que a cambio recibe el derecho económico sobre la renta de congestión asociada al refuerzo.

orientado al mercado que los anteriores, aunque es complejo de administrar y descansa fundamentalmente sobre la existencia de señales correctas de precios de red, -en el corto y largo plazo-, que promuevan la ubicación correcta de los agentes en la misma. Un inconveniente del método es la práctica imposibilidad de que los agentes por sí solos promuevan la construcción de líneas que mejoren la fiabilidad global del sistema.

Enfoque D⁷: Recientemente se han realizado intentos esporádicos de permitir que la actividad de transporte se desarrolle, -en casos aislados-, como un negocio normal en competencia. Las llamadas "merchant lines" son construidas por iniciativa privada y venden su capacidad en el mercado spot o mediante contratos de más largo plazo al mejor postor. Una dificultad en general con este método es que solamente son viables económicamente aquellas líneas que no eliminen o reduzcan significativamente la congestión previa existente pues, una vez que ésta haya desaparecido, las rentas de congestión -y por tanto la oportunidad de negocio- también desaparecerán. Estas líneas tienen más sentido asociadas a proyectos de generación, de forma que permitan que la energía barata de determinados generadores acceda a mercados con precios más altos.

3.2. El acceso a la red de transporte

El objetivo de la regulación es garantizar acceso no discriminatorio a todos los usuarios de la red.

⁷ Se han construido ya unas pocas líneas bajo este esquema, en Australia, EE.UU. y Argentina, al menos.

Para conseguirlo se necesitan reglas transparentes y objetivas de autorización de la conexión a la red y de asignación de la capacidad limitada de transporte, cuando resulta insuficiente.

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 limitación 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.

Con respecto a la autorización de la conexión a la red, un enfoque es limitar el derecho de acceso a la red, para las nuevas solicitudes, a la existencia de capacidad remanente, -por cierto un concepto ambiguo, pues depende de las condiciones de operación, entre otros factores-. En caso de no existir capacidad remanente deben ofrecerse, a los consumidores al menos, puntos de conexión alternativos. Para los generadores cabe también el enfoque opuesto: aceptar todas las solicitudes y 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.

Con respecto a la asignación de la capacidad limitada de red para las transacciones entre los agentes, ya en el funcionamiento normal del mercado, se pueden señalar diversas opciones regulatorias: a) usar precios nodales, que 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 sobre-coste incurrido a los agentes causantes; d) 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.

Los anteriores procedimientos pueden complementarse con contratos de capacidad firme de red⁸, que permitan a los agentes del mercado cubrirse del riesgo económico, -pérdida de ingresos de un generador que es retirado del despacho, volatilidad en el precio del mercado nodal o zonal, imposibilidad física de ejecutar una transacción-, que suponen las congestiones. Hay diversas variantes de estos contratos: Físicos vs. financieros, asociados a líneas o corredores vs. nudo a nudo. Debe evitarse que la asignación de estos contratos pueda crear o agravar situaciones de poder de mercado como, por ejemplo, si

⁸ "Firm (or financial) transmission rights" en la literatura en inglés, ver [Hogan, 1992] y [Pérez Arriaga, 1994] como referencias iniciales, un excelente manual "Financial Transmission Rights" en la página web www.transpower.co.nz del transportista neozelandés y la página web del Harvard Energy Policy Group <http://ksgwww.harvard.edu/hepg/> para seguir el reciente debate sobre las distintas modalidades de aplicación.

si se adjudicase a un solo agente el derecho físico sobre la mayor parte de la capacidad de una interconexión.

3.3. Los precios de la red de transporte

El objetivo de la regulación es que los precios por la utilización de la red de transporte deben permitir cubrir sus costes totales (criterio de equidad o viabilidad), además los agentes han de recibir 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, han de ser fáciles de comprender y percibidos como justos.

Un principio básico en el diseño de cargos de red es que éstos deben basarse en el uso real de la red, -i.e. en las cantidades de energía inyectadas o retiradas en el nudo correspondiente-, y no en el tipo de transacción comercial establecida por el usuario. En efecto, con agentes bien informados y actuando con racionalidad económica, *el uso de la red* no debiera depender de las transacciones comerciales, pues el despacho de generación, -con independencia de quién contrate con quién-, siempre debiera acabar utilizando el mismo conjunto de generadores: los de menor coste de producción.

Un primer paso para la aplicación de señales económicas eficientes que

contemplan los efectos de la red de transporte es la utilización de precios nodales, tal como se indicó anteriormente. De esta forma, en vez de un precio único del mercado se aplica un precio diferente en cada nudo de la red, que transmite correctamente el impacto económico de las pérdidas y las restricciones para 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, ver [CNSE, 1997]. 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 en general a un superávit, que puede utilizarse para cubrir una parte de los costes de la red, normalmente no superior al 25%⁹. 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.

⁹ Es de interés académico saber que, bajo condiciones ideales de ausencia de economías de escala y de restricciones de fiabilidad en el diseño de la red, así como suponiendo continuidad en el volumen de las inversiones de red, se demuestra que los "ingresos variables" recuperan exactamente los costes totales de la red totalmente adaptada, ver [Rubio, 1999]. Los motivos de que esta recuperación no se produzca en redes reales son puestos de manifiesto en [Pérez Arriaga, 1996].

Muy diversos métodos han sido utilizados o propuestos para realizar esta asignación¹⁰. Conceptualmente puede defenderse que el método más eficiente de asignación del coste de una instalación de red es hacerlo en proporción a los beneficios que la citada instalación proporciona a cada usuario, -por mejora del precio del mercado, reducción de pérdidas o de congestiones-¹¹. El problema con este método de asignación es su dificultad de aplicación, ya que la estimación de los beneficios requiere disponer de información que no está disponible en un contexto de libre mercado, y además se necesita hacer hipótesis sobre el comportamiento previsible de los agentes para los escenarios de existencia y falta de la instalación de red considerada. La utilización del método puede estar justificada para una nueva y costosa instalación de red. Ante las dificultades prácticas del método de asignación a los beneficiarios económicos, se puede optar por utilizar algún método de asignación por uso eléctrico como una aproximación posible¹². Otro enfoque digno de mención, y que ha sido utilizado en Inglaterra y

¹⁰ Ver por ejemplo [Utilities Policy, 1997].

¹¹ En efecto, una instalación de red bien adaptada es aquella cuyo coste es inferior a los beneficios agregados que proporciona al conjunto de generadores y consumidores. Consecuentemente, si se asignan los costes de la instalación en proporción a estos beneficios individuales, todos los agentes resultan favorecidos, por lo que el procedimiento de asignación no distorsiona las decisiones de largo plazo de los agentes, esto es, es económicamente eficiente.

¹² Los resultados numéricos de la aproximación son razonables, ver [Rubio, 2000]. La literatura ofrece numerosos métodos de asignación por uso eléctrico, entre los que destaca por su sencillez de aplicación, robustez e independencia de supuestos más o menos arbitrarios el de "participaciones medias", utilizado ya desde hace más de 15 años en Nueva Zelanda y en diversos estudios, ver asimismo [Rubio, 2000].

Gales, Colombia o Panamá, es el denominado "Investment Cost Related Pricing (IRCP)", que trata de evaluar el coste extra de inversión que cada usuario de la red impone a la red existente, además de los costes estrictos de conexión (instalaciones dedicadas o costes de "conexión superficial"). Se trata por tanto de un cargo de "conexión profunda" o coste marginal de red de largo plazo, lo que le da cierta legitimidad conceptual. Sin embargo los procedimientos de cálculo que se utilizan necesitan hacer muchos supuestos y además la recuperación tampoco alcanza al 100%, con lo que no se resuelve por completo el problema de la asignación del coste.

En sistemas eléctricos con redes bien desarrolladas, donde no hay una necesidad clara de enviar señales de localización ni se prevén costosas inversiones en red que beneficien mucho más a unos usuarios que a otros, y si, de una u otra forma, ya han sido enviadas a los usuarios de la red las señales (de corto plazo) de pérdidas y de congestiones, el objetivo primordial del método de asignación de costes de red debiera 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" o precios Ramsey, que tratan de asignar una mayor proporción de los costes de la red a los usuarios cuyo comportamiento es menos elástico al cargo resultante. En un mercado perfectamente competitivo (lo cual rara vez es una buena aproximación a la realidad) la elasticidad de los generadores a cargos adicionales sería muy alta, y los cargos reverterían

totalmente sobre los consumidores¹³. Supuesto un mercado suficientemente competitivo, se recomendaría asignar el coste de red fundamentalmente a los consumidores, cargando 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).

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 (e.g. ayudas a la generación especial o "stranded costs" de generación), por ajeno a la red que éste 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.

4. LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

La nueva regulación del sector eléctrico no ha traído en principio grandes cambios en la actividad de distribución, excepto por la separación ya comentada de la actividad de comercialización. La liberalización del mercado minorista ha abierto el nuevo frente de los conflictos

¹³ Este no es siempre el caso, sin embargo. Cuando un proyecto de generación tiene un amplio margen y no está sujeto a una verdadera competencia (por ejemplo un emplazamiento hidráulico muy ventajoso, o una explotación de gas natural a muy bajo precio, en un lugar alejado) puede absorber un cargo de red a costa de su margen de beneficio, sin que tenga que transferirlo a los consumidores.

de acceso a la red. Y, aunque podría haberse dado de igual forma en el marco regulatorio tradicional, en la actualidad hay mucha actividad en lo que respecta a los procedimientos de remuneración de la distribución, el diseño de tarifas de red y la regulación de la calidad de servicio.

4.1. La inversión en las redes de distribución

Como en el transporte, aquí el objetivo es también conseguir la red "óptima" o "perfectamente adaptada", 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, y con lo que además se promovería la sobreinversión-, 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.

El enfoque actualmente más popular posiblemente sea el IPC-X, ya se aplique a los precios individualmente o a los ingresos en su conjunto de la

distribuidora y que fue comentado ya al tratar de la remuneración del transporte, ver [Green, 1999] para una descripción detallada. Se trata de una hábil variante del método del coste de servicio, pero ampliando el periodo entre revisiones de un año a unos 4 ó 5 años, para incentivar que la distribuidora pueda reducir costes y apropiarse de los correspondientes beneficios (ya que los precios no se ajustan durante el periodo). A su vez, el regulador, cuando llega el momento de la revisión, ajusta el factor X de forma que tenga en cuenta las mejoras de eficiencia ya alcanzadas y las esperadas, de forma que el valor actualizado de los costes estimados para el periodo tarifario y de los ingresos con la nueva trayectoria de precios sean coincidentes.

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 de interpolación 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 periodo de varios años, -4 ó 5 es lo más frecuente-. 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 servicio¹⁴. 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.

Una descripción más detallada y otros enfoques de interés, tales como el coste incremental medio o la mera supervisión *a posteriori* de precios libremente publicados por las distribuidoras ("light handed regulation") pueden consultarse en [Pérez Arriaga, 1999].

4.2. El acceso a la red de distribución

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.

¹⁴ Ver por ejemplo en [Peco, 2001] uno de los pocos modelos detallados de referencia que existen para redes de distribución.

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 sobrecostes 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; 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; 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.

4.3. Los precios en la red de distribución

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 periodos 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 parece que en general permitirían recuperar una fracción mucho mayor de 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, soportarían 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.

En el diseño de las tarifas de red, ya sea tanto de transporte como de distribución, es frecuente que se acepte como un hecho probado que las redes se diseñan fundamentalmente atendiendo a cubrir las demandas de punta¹⁵, por lo que para diseñar las tarifas de red resulta ser fundamental estimar el factor de contribución a la demanda de punta de cada consumidor. Según lo anterior, el cargo de red debiera tener solamente una componente de potencia y ningún cargo asociado a la energía consumida. Sin embargo, como los contadores utilizados por la mayoría de los consumidores no tienen diferenciación horaria, -lo que permitiría conocer su contribución a la punta del sistema-, es necesario inferir esta contribución a partir de las medidas disponibles de energía, de la potencia contratada y de perfiles estandarizados

¹⁵ Esto no es correcto y debe llevar a una revisión radical, al menos conceptualmente, del procedimiento de cálculo de las tarifas de distribución. En el diseño de las redes influye de forma importante la reducción de pérdidas y la mejora de la calidad de servicio, que tienen que tenerse en cuenta para todo nivel de carga.

de carga que reflejen las características habituales de los distintos tipos de consumidores. Es por este motivo que el cargo por red de cada consumidor se acaba repartiendo en un término de potencia (aplicado sobre la potencia contratada, típicamente) y otro de energía (aplicado sobre la medida de la energía consumida).

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 al sistema.

5. EL TRANSPORTE EN MERCADOS REGIONALES

El peso de los aspectos regulatorios, -sin descuidar por ello los tecnológicos y económicos-, se hace comparativamente mayor cuando aumenta el ámbito geográfico y político de los sistemas eléctricos, particularmente en un entorno de libre competencia. Éste es el caso de los sistemas eléctricos regionales o supranacionales, ya que hay que sentar las bases de un tipo de mercados que antes apenas existían. Un caso paradigmático es el del Mercado Interior de la Electricidad de la Unión Europea, que comprende 17 países -los 15 de la Unión Europea más Noruega y Suiza-

Otros mercados regionales, en diferentes estados de implantación, son el Mercado Nacional Australiano -que incluye varios estados de este país-, Mercosur -que integra a Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay-, el Mercado Eléctrico Centroamericano -aún en proyecto-, o las "Regional Transmission Organizations" norteamericanas, que engloban diversas compañías eléctricas independientes pero que son gestionadas centralizadamente.

La motivación fundamental para el establecimiento de estos mercados regionales es la económica: reducción de los costes de mantener la seguridad del propio sistema en aislamiento y aprovechamiento de las transacciones económicas mutuamente beneficiosas entre los distintos sistemas. La interconexión de sistemas eléctricos presenta interesantes problemas tecnológicos, -tales como la cooperación para mantener la frecuencia común a todo el sistema, el mantenimiento de los intercambios comerciales estipulados entre los distintos países, el apoyo en situaciones de emergencia, el análisis y control global de ciertos fenómenos de estabilidad de las redes, o la gestión de las restricciones de red resultantes del comercio internacional-, que en el pasado han sido fundamentalmente resueltos o se han mantenido bajo control en el citado contexto de empresas eléctricas verticalmente integradas, con reglas bien establecidas de apoyo en casos de emergencia, con un clima de cooperación y escasa competencia y con un número reducido de intercambios comerciales.

Estos problemas técnicos se han agudizado -y su complejidad ha crecido al añadirse consideraciones económicas y regulatorias- en el reciente contexto de

apertura a la competencia, pues las transacciones internacionales proliferan y se plantean en forma totalmente descentralizada, al ser promovidas por los agentes individuales, -compradores y vendedores-, con derecho de acceso a la red regional completa. A los anteriores problemas tecnológicos deben ahora añadirse los de armonizar y compatibilizar las regulaciones de los distintos países, la organización y el diseño de las reglas de funcionamiento de los mercados regionales, la determinación de los peajes a aplicar a las transacciones internacionales por el uso de las redes, la búsqueda de eficiencia económica en la asignación de las capacidades limitadas de red y en la resolución de restricciones técnicas o el planteamiento de los mecanismos regulatorios adecuados para conseguir una expansión eficiente de la red de transporte.

Las soluciones, todavía en fase de diseño, no son desde luego triviales e incluso parecen ser en ocasiones contrarias a la intuición. Así, por ejemplo, el procedimiento que parece más inmediato y equitativo para tratar en un país a los flujos de electricidad provenientes de sistemas externos, parece que sería 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. Sin embargo esta solución conduce irremisiblemente al denostado "pancaking" o apilado de tarifas¹⁶, ya que el peaje total a aplicar a una transacción

¹⁶ La terminología proviene de los EE.UU., donde a los especialistas locales este amontonamiento de peajes de red les ha traído a la memoria sus tortitas apiladas y bien untadas de jarabe de arce.

resulta ser la suma de los peajes de los sistemas que razonablemente debieran atravesarse para efectuarla. El error es manifiesto al advertir que la cuantía del peaje total 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.

La guía para orientar correctamente la búsqueda de soluciones a los problemas

de asignación de peajes para las transacciones transfronterizas, o para diseñar señales eficientes de pérdidas o para resolver las restricciones de red no es otra que tratar de contemplar el mercado regional como un único mercado nacional, ignorando la existencia de fronteras políticas o entre compañías eléctricas. Una vez que se ha encontrado una solución satisfactoria, es el momento de añadir las fronteras e introducir los mínimos ajustes necesarios para que el método sea aceptable políticamente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CNSE: "El Mercado Central", Dirección de Regulación, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, Julio 1997.
- GREEN, R., RODRÍGUEZ PARDINA, M. (1999): *Resetting price controls for privatized Utilities. A manual for regulators*, The World Bank.
- HOGAN, W.W., "Contract networks for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economics*, 4(3), pp. 211-242, 1992.
- HUNT, S., SHUTTLEWORTH, G. (1996): "Competition and choice in electricity", Wiley.
- PECO, J.: *Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica*, Tesis doctoral, E.T.S.I. ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Julio 2001.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I., RIVIER, M., LUENGO, G.: «JUANAC: A model for computation of spot prices in interconnected power systems», 10th PSCC (Power Systems Computation Conference), Graz, Austria, Agosto 1990.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I.: «Pricing of Transmission Services», Informe IIT-92-030, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Junio 1992.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I.: «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, 1994.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I., RUBIO ODÉRIZ, F.J.: "Marginal Pricing of transmission services: An analysis of cost recovery", Capítulo 3 del libro «Electricity Transmission Pricing and Technology», Michael Einhorn (editor), Kluwer Academic Publishers, 1996.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I.: "Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica". *Economía Industrial*, No. 316-1997/IV, 1997.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I., DOLADER CLARA, J., MAQUEDA HERNANDO, L.: "Distribution regulation in competitive environments: investment, pricing and access". 15th International Conference on Electricity Distribution, CIRED'99, Niza, 1-4 junio, 1999.
- RUBIO ODÉRIZ, F.J., PÉREZ ARRIAGA, J.I.: "Estudio teórico de la remuneración marginalista de la red de transporte", 6^a Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Julio 7-9, 1999, Lisboa.
- RUBIO ODÉRIZ, F.J., PÉREZ ARRIAGA, J.I.: "Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 15, no. 1, pp 448-454, Febrero 2000.
- SCHWEPPE, F.C. (1988): *Spot pricing of electricity*. Kluwer Academic Publishers.
- UTILITIES POLICY: "Special issue on transmission pricing", *Utilities Policy*, volume 6, number 3, September 1997.