

La problemática de la actividad de transmisión de energía en el Perú¹

Ricardo de la Cruz – Macroconsult y Raúl García – Osinerg



Por ello, el objetivo del documento es analizar los dos aspectos fundamentales del sistema de transmisión eléctrico: la tarificación del servicio de transmisión y los mecanismos de expansión de la oferta de transmisión. Con este fin, se analizan las recientes concesiones bajo la modalidad de contratos BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) y el esquema de privatización de Etecen (Empresa Transmisora de Energía del Norte) y Etesur (Empresa Transmisora de Energía del Sur). El análisis de estos procesos permitirá identificar los problemas del marco regulatorio peruano y extraer algunas lecciones de política.

La tarificación y la expansión eléctrica han sido estudiadas desde diferentes perspectivas en cada país. Cabe destacar que el documento analiza, por prime-

«...el documento analiza, por primera vez, la problemática eléctrica peruana desde el punto de vista económico...»

ra vez, la problemática eléctrica peruana desde el punto de vista económico, utilizando conceptos de la teoría de monopolios naturales, el enfoque de la teoría de la regulación marginalista aplicado al sector eléctrico, las experiencias internacionales relevantes y los avances recientes

Marco teórico

El sector eléctrico está dividido en cuatro actividades. La primera es la generación de energía, realizada a través de centrales hidráulicas y térmicas. La segunda actividad es la transmisión: las generadoras inyectan su energía al sistema de transmisión principal mediante los sistemas secundarios. La tercera actividad es la distribución, que se encarga de llevar la energía a los consumidores de servicio público. Finalmente, se considera a la comercialización como una actividad independiente de la distribución, aunque en muchos casos la realizan las empresas distribuidoras.

Si bien los ingresos generados por las empresas de transmisión representan únicamente el 10% del total de los ingresos recaudados por las empresas del sector eléctrico, recientes investigaciones han mostrado la importancia de un sistema de transmisión adecuadamente regulado en el fomento de la competencia entre las empresas generadoras y en la apertura de dicho mercado.

1/ Resumen del documento titulado "La problemática de la actividad de transmisión de energía en el Perú: algunas opciones de política", desarrollado en el marco del concurso de investigación CIES 2001, auspiciado por ACIDI-IDRC. Podrá descargar la versión completa de este documento desde <http://www.consortio.org/programa2001.asp>

Características tecnológicas y económicas

Características tecnológicas

Existen leyes eléctricas que limitan la comercialización de la electricidad. En primer lugar, la energía no puede almacenarse, lo que implica que la oferta y la demanda deben equilibrarse en forma simultánea.

Además, un sistema eléctrico debe cumplir con las leyes de Kirchoff. La primera Ley de Kirchoff señala que la suma de todas las fuerzas de desplazamiento que se pierden a lo largo del circuito eléctrico, debe ser igual a la diferencia de la fuerza con la que se inyecta y la fuerza con la que llega el electrón a la barra de generación. La segunda postula que la energía inyectada en una barra será igual a la energía retirada de la misma.

Otra característica importante de la comercialización de la electricidad es la imposibilidad de conocer la composición exacta del suministro de la demanda; es decir, no se puede identificar a qué generador pertenecen los electrones que retira la distribuidora.

Características económicas

Economías de escala, densidad y coordinación

La actividad de transmisión presenta características de monopolio natural, por la presencia de economías de escala. Las economías de escala se deben a la presencia de importantes costos fijos –como el valor de las franjas de terreno, obras de acceso, etc.– y a los fuertes aumentos de capacidad, derivados de cambios en el voltaje de las líneas. Las economías de escala también se presentan en los equipos de compensación y transformadores, así como en los costos fijos de operación y mantenimiento.

Por otro lado, la transmisión también presenta economías de densidad asociadas con el uso de la capacidad de las líneas, en función de los niveles de energía que se transportan sobre estas. Así, si existe capa-

«...la energía no puede almacenarse, lo que implica que la oferta y la demanda deben equilibrarse en forma simultánea»

cidad no utilizada, es más eficiente incrementar la carga sobre el sistema de transmisión existente, antes que construir uno nuevo.

Un sistema eléctrico que garantice el suministro requiere de un eficiente funcionamiento de la actividad de transmisión, en coordinación con la de generación. Según Joskow y Schmalensee (1983)², los beneficios de esta coordinación son los siguientes: i) se aprovechan economías de escala, en la medida que se satisfacen demandas dispersas; ii) se requieren menores niveles de reserva para asegurar el suministro; iii) se alcanzan economías de no simultaneidad en la demanda, ya que se satisfacen demandas diferentes (de distintas zonas), con menor capacidad que la suma de las máximas capacidades demandadas; iv) permite economías de ámbito. Sin embargo, existe incertidumbre sobre la escala en la que se agotan los beneficios de la coordinación.

Aproximaciones para fijar el precio de un monopolio natural

Uso de costos marginales y costo medios

Para resolver el problema de la tarificación del monopolio natural, Hotelling plantea fijar las tarifas utilizando el costo marginal de corto plazo y subsidiar al monopolio por las pérdidas incurridas. Sin embargo, esta propuesta implica crear impuestos que financien el subsidio y que distorsionan los precios del resto de los mercados de la economía.

Otra propuesta es la de igualar el precio al costo medio. Este método es conocido en Estados Unidos como *Rate of Return Regulation*. Una de sus principales desventajas, sin embargo, es que induce al excesivo uso de capital. Otra desventaja es la introducción de discrecionalidad, por parte del regulador, en la fijación del precio. Esta se da cuando se trata de varios bienes no relacionados entre sí. En este caso, el regulador puede fijar el precio con fines políticos.

La discriminación entre segmentos de mercado: precios Ramsey

Este método de tarificación consiste en la búsqueda de un segundo óptimo con la restricción de autofinanciamiento. La diferencia entre el costo marginal

2/ Joskow, Paul y Richard Schmalensee (1983). *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*. Massachusetts: MIT Press.

«La determinación del cargo es importante, en la medida que debe alentar a los inversionistas eficientes a competir con la empresa operadora y debe evitar la construcción ineficiente de infraestructura paralela»

y el precio actúa como un impuesto implícito. En el caso de que las elasticidades-precio de las demandas de los bienes sean iguales, el mayor precio hace que la cantidad demandada se contraiga en el mismo porcentaje para todos los bienes y servicios. Si las demandas por todos los bienes y servicios en cuestión no estuvieran relacionadas entre sí (elasticidades cruzadas iguales a cero), la tasa de impuesto implícita, expresada como porcentaje del costo marginal, debe ser proporcional a la inversa de la elasticidad precio del bien o servicio.

Una de las principales críticas a esta propuesta es que no considera la equidad, ya que los consumidores de demandas más inelásticas pagan un precio mayor, a pesar de que carecen de otras alternativas de consumo.

La discriminación entre cantidades vendidas: tarifas de dos partes

Ronald Coase (1946)³ plantea una solución de tarifas múltiples. Existe un primer precio que la sociedad debe pagar para contar con el bien o servicio. El segundo precio permite al usuario discernir si adquiere o no el bien o servicio. El tercer precio le indica al consumidor cuántas unidades del bien o servicio debe adquirir.

En el caso del sector eléctrico, Coase (1970)⁴ propone utilizar al menos dos tarifas: un cargo fijo más

3/ Coase, Ronald (1946). "The Marginal Cost Controversy", en *Economica*, vol. 13, N° 52, pp. 169-182.

4/ Coase, Ronald (1970). "The Theory of Public Utility Pricing and Its Application", en *The Bell Journal of Economics and Management Science*, vol. 1, N° 1, pp. 113-128.

5/ Baumol, William y Robert Willig (1981). "Costs, Sunk Costs, Entry Barriers, and Sustainability of Monopoly", en *The Quarterly Journal of Economics*, vol. 96, N° 3, pp. 405-431.

6/ Laffont, Jean-Jacques y Jean Tirole (2000). *Competition in Telecommunications*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

un cargo variable por KWh consumido. El cargo variable por energía debe fijarse en función del costo marginal de corto plazo —de acuerdo con Hotelling—, y el costo fijo debe cubrir la diferencia entre el costo medio y el costo marginal. Cabe señalar que la solución de Coase es óptima solo cuando la demanda por la conexión al servicio es inelástica al cargo fijo cobrado.

La fijación de cargos de acceso

El cargo de acceso se refiere al pago que se hace a los propietarios de la infraestructura por el uso de sus instalaciones. La determinación del cargo es importante, en la medida que debe alentar a los inversionistas eficientes a competir con la empresa operadora y debe evitar la construcción ineficiente de infraestructura paralela. En el caso de la transmisión, la incorporación de criterios económicos para repartir los costos entre los usuarios de la infraestructura es reciente.

La regla más utilizada es la del componente eficiente de Baumol y Willig⁵, conocida como ECPR (*Efficient Component Pricing Rule*). Con esta regla se busca que el precio de acceso sea igual al costo de oportunidad de la operadora; es decir, aquel que deja indiferente al monopolista entre proveer el servicio a su demandante o solo a sí mismo. La regla fue criticada por varios autores; entre ellos, Laffont y Tirole (2000)⁶. Ellos proponen un precio de acceso que ascienda al costo marginal más un margen, que dependa de los costos fijos y de la elasticidad del segmento competitivo que solicita el acceso. Este enfoque es criticado por los reguladores porque implica la discriminación entre usuarios.

Los métodos para fijar el precio de transmisión

El ingreso tarifario y el cargo complementario

El marco de análisis de los precios de transmisión se basa en el modelo de tarificación de costos margina-

«La planificación centralizada se aplica en países donde el sector se encuentra en manos del Estado y las empresas están integradas»



les, desarrollado originalmente por Boiteux (1960)⁷ y presentado con todas sus extensiones por Schweppe *et al.* (1988)⁸. Sin embargo, a través del método marginalista no se cubren todos los costos de instalación de las transmisoras. Ante tal situación, se establece el cobro del costo marginal (valor de las pérdidas marginales) por el uso de las instalaciones de transmisión, mientras que la diferencia del costo medio no cubierta debe ser financiada a través de cargos complementarios. Existen varios métodos de distribución de estos últimos.

Distribución de cargo complementario 1: medidas independientes

El cargo complementario se halla al prorratear una medida independiente entre los usuarios de la infraestructura. Entre las medidas que se pueden usar, se encuentran: la potencia firme, la potencia media o la capacidad instalada. La gran ventaja de este método es la sencillez del cálculo. Sin embargo, no es eficiente, toda vez que no considera las diferentes distancias al centro de consumo.

Distribución del cargo complementario 2: uso de la red

Se trata de medir el impacto del consumo de un usuario en la red. El método de Bialek y el de Kirschen se basan en el principio de proporcionalidad y en las dos primeras leyes de Kirchoff. El principio de proporcionalidad señala que la potencia que se retira de una barra conserva las proporciones correspondientes a la potencia que se introdujo. Es decir, si dos generadores inyectan energía a una barra en distin-

tos porcentajes del total introducido, la energía que se retira conserva las mismas proporciones.

Otro método es el de "Factores de distribución", que se basa en los análisis tradicionales de seguridad y contingencia de los sistemas eléctricos, los que toman en cuenta la configuración de las redes. Se busca obtener índices del uso de la red basados en su configuración.

Distribución del cargo complementario 3: beneficiarios de la red

El método de beneficiarios distribuye el cargo complementario sobre la base de los beneficios que las instalaciones brindan a los usuarios. Este beneficio se calcula como la mejora que experimenta el usuario de la red (ya sean generadores o consumidores finales) en relación con el caso en que esta no exista.

Los beneficios de los generadores se calculan como la diferencia entre los ingresos netos (ventas de energía a precios en nodo menos costos variables de producción) de los casos con instalación y sin ella. En el caso de los consumidores, los beneficios se calculan como la diferencia entre los que pagan por energía a precios en nodo y aquellos que lo hacen con la instalación y sin la instalación.

Entre las desventajas de este método se señala: la dificultad de identificar los beneficios cuando existen externalidades hacia otros agentes. Sin embargo, el método cumple con los criterios de eficiencia económica y genera señales de precios en un mercado competitivo.

Las aproximaciones para la expansión de la red de transmisión

El tamaño de la red de transmisión de energía puede determinarse a través de dos vías: i) un planificador central y ii) agentes privados.

Planificación centralizada

El planificador decide la distribución de las instalaciones de transmisión sobre la base de la demanda y la localización de la generación de largo plazo. La planificación centralizada se aplica en países donde el sector se encuentra en manos del Estado y

7/ Boiteux, Marcel (1960). "Peak-load Pricing", en *The Journal of Business*, vol. 33, pp. 157-179.

8/ Schweppe, Fred *et al.* (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

las empresas están integradas. Es ventajosa porque genera menos incertidumbre entre los agentes y reduce problemas de sobreinversión. Sin embargo, no considera las decisiones de los agentes privados.

Debido a las reformas en el sector, el papel del planificador es hoy en día más referencial y se ha dado más espacio a los agentes privados.

Mecanismos descentralizados

Se basan en el uso de mecanismos de mercado, con el fin de aprovechar los incentivos que pueden tener los agentes para financiar la construcción de instalaciones de transmisión.

Mercado de derechos de transmisión

La idea de los derechos de transmisión es que, ante mayores flujos de energía entre dos puntos de carga, se genera una mayor competencia entre los usuarios de la red para obtener el "derecho" de transmitir energía y abastecer sus contratos. El valor de estos derechos refleja el costo de oportunidad de los generadores que usan la red.

Existen dos formas de asignación de los derechos de transmisión: los derechos físicos y los derechos financieros.

La congestión produce la elevación de los precios de las barras. Por ello, los precios son más altos en las localidades con restricciones de importación y bajos, en zonas con restricciones de exportación. Las diferencias de precios son los cargos por localización, que los generadores de las zonas de precios bajos pagan por ofertar energía a los consumidores de las zonas de precios altos. En este escenario, los derechos financieros posibilitan que los generadores se protejan en casos de mayor flujo de energía. Así, los generadores no tienen que pagar mayores cargos en caso de congestión, a fin de compensar a las empresas transmisoras. En ese sentido, este mecanismo es mejor que los derechos de transmisión físicos, en la medida que, en este último caso, no se considera la demanda por el servicio y el precio es el mismo en situaciones con congestión y sin ella.

«...ante mayores flujos de energía entre dos puntos de carga, se genera una mayor competencia entre los usuarios de la red para obtener el "derecho" de transmitir energía y abastecer sus contratos»

Joskow y Tirole (2000)⁹ señalan, sin embargo, que este mecanismo puede incrementar el poder de mercado de un generador y evitar la competencia. Asimismo, se crean incentivos para crear congestión artificial (reducción de inversiones y degradación de la red). Estos resultados sugieren que todavía se está lejos de crear los mecanismos adecuados que incrementen la competencia entre generadoras y sean útiles, a su vez, para generar soluciones privadas al problema de la expansión.

Implementación en la práctica y la necesidad de regulación

Un enfoque intermedio entre el planificador y los agentes privados es el mecanismo adoptado en el Perú, en el que el Estado determina las inversiones a realizarse, pero entrega en concesión los proyectos a través de contratos BOOT.

Demsetz (1968)¹⁰ señala que se puede generar competencia ex ante en un mercado monopólico, a través de una subasta por precios. Bajo los supuestos de ausencia de colusión, igual acceso a insumos y a factores esenciales e información simétrica entre las empresas, el precio determinado en la subasta es cercano al costo medio de la firma más eficiente.

Williamson (1976)¹¹ y otros autores muestran que este mecanismo falla por las imperfecciones de los contratos de concesión, ya sean de corto plazo o de largo plazo, razón por la cual, a pesar de haber concesionado, es necesaria la presencia de un regulador.

Algunos procedimientos usados en países vecinos

Mecanismo de expansión

En Argentina, los agentes privados solicitan las ampliaciones del sistema de transmisión. Las expansiones se realizan de tres maneras: concurso público, contrato entre partes y líneas de dedicación exclusi-

9/ Joskow, Paul y Jean Tirole (2000). "Transmission Rights and Markets Power on Electric Power Networks", en *RAND Journal of Economics*, vol. 31, N° 3, pp. 450-487.

10/ Demsetz, Harold (1968). "Why Regulate Utilities?", en *Journal of Law and Economics*, vol. 11, pp. 55-65.

11/ Williamson, Oliver (1976). "Franchise Bidding for Natural Monopolies - in General and with Respect to CATV", en *Bell Journal of Economics*, vol. 7, N° 1, pp. 73-104.

va (pagadas íntegramente por el interesado en la construcción). En Bolivia, la expansión de la red es responsabilidad de los usuarios. En Brasil, el Gobierno se encarga de planificar y llevar a cabo las ampliaciones, las que pueden ser subastadas. En Chile, el proceso de expansión se ha dejado totalmente en manos del mercado. En Colombia, el Gobierno planifica y subasta los proyectos.

Métodos de remuneración

En Argentina, además del costo marginal, los inversionistas reciben ingresos —por la calidad de la vinculación de los extremos de la línea— y cargos fijos —por los costos fijos del sistema—. Los nuevos sistemas se financian a través de un canon pagado por los generadores y los consumidores.

En Bolivia, se determinan áreas de influencia bajo responsabilidad de los consumidores y generadores. El precio considera el cargo, que es proporcional a la potencia firme en el caso de los generadores.

En Chile, el uso físico de la red se calcula utilizando el concepto de "área de influencia", que se determina mediante la búsqueda de aquellos tramos del sistema en los que los flujos varían, frente a un cambio de la potencia inyectada por un generador determinado. El generador paga un peaje básico, que es el resultado del prorrateo entre los usuarios, en proporción de la potencia máxima transitada.

En Colombia, se obtienen cargos por concepto de conexión y uso por cada nodo. Los generadores pagan por inyectar potencia a la red y los comercializadores por retirar energía. Los cargos deben ser tales que un 50% del costo anual de la red sea pagado por los generadores y el 50% restante, por los comercializadores.



«El SEIN abarca 20 departamentos y más del 90% de la demanda de energía. Cuenta, además, con 8.125 km de líneas de transmisión: 2.955 pertenecen al sistema principal y el resto, al sistema secundario»

La actividad de transmisión en el Perú

Entorno y principales características

Con el objetivo de unir los sistemas interconectados Centro Norte y Sur (SICN y SISUR) para formar el actual Sistema Interconectado Eléctrico Nacional (SEIN), se entrega en concesión la línea de transmisión Mantaro-Socabaya en 1998. La concesión fue adjudicada al Consorcio Transmantaro S.A., cuyo operador estratégico es Hydro Québec, de Canadá. Un año después, el Estado convocó a concurso público internacional para el reforzamiento de los sistemas eléctricos de transmisión del Sur. El proyecto fue adjudicado al consorcio Red Eléctrica de España S.A. Ambos proyectos se realizaron bajo el esquema BOOT. La línea de transmisión Mantaro-Socabaya inició su operación comercial en octubre del año 2000. A su vez, la primera etapa del reforzamiento del sistema Sur se terminó a fines de octubre de 2000 y la segunda, en febrero de 2001.

El SEIN abarca 20 departamentos y más del 90% de la demanda de energía. Cuenta, además, con 8.125 km de líneas de transmisión: 2.955 pertenecen al sistema principal y el resto, al sistema secundario. Las empresas que tienen una mayor facturación son: Etecen y Etesur, con 62,4% de la facturación total. Las empresas que poseen instalaciones que forman parte del sistema de transmisión principal, tienen la obligación de conformar el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La oferta de transmisión

El papel del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y de los agentes privados

El planeamiento de la expansión de la oferta de transmisión, en el caso peruano, está a cargo del MEM. Otra entidad que participa en la propuesta es el COES. La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osi-

nerg (GART-Osinerg) propone también proyectos de acuerdo con los resultados que le brinda el modelo Perseo, que analiza la generación de congestión en zonas específicas.

Los proyectos grandes son entregados en concesión, como en el caso de la línea Mantaro-Socabaya. El costo total del proyecto es cubierto por los usuarios. Los generadores y grandes clientes pueden construir, además, líneas secundarias, cuyo costo es asumido por ellos.

Criterios usados en la decisión de expansión

Siendo el MEM el principal planificador de la expansión de las líneas, no queda claro cuál es el proceso de decisión de ampliación del sistema. En el caso de la línea Mantaro-Socabaya, se realizó un análisis costo-beneficio que determinó una ratio beneficio/costo de 1,05.

El uso de contratos BOOT

Las principales características del contrato BOOT son las siguientes: i) el plazo de la concesión es aproximadamente 30 años; ii) se establecen penalidades y compensaciones por falta de calidad y continuidad del servicio; iii) el concesionario debe permitir acceso abierto a sus instalaciones a otros operadores y a los generadores; iv) uso de una tasa de 12% para la recuperación del costo de inversión durante los 10 primeros años; y v) se pueden prestar otros servicios con las instalaciones.

Se critica que los precios pudieron ser menores, si se reducía la tasa de interés al nivel de otros países. Además, los usuarios de los otros servicios deberían participar en el pago de las instalaciones, de modo que no solo los usuarios de energía paguen.

«La GART-Osinerg es la entidad que establece la retribución para las empresas de transmisión. Es decir, determina las tarifas y los peajes de conexión en mayo de cada año, de modo que los ingresos de las empresas cubran sus costos eficientes»

Fijación del precio de las instalaciones de transmisión

El sistema de transmisión se compone de un sistema principal, en el que el flujo viaja en dos direcciones y no se puede identificar con exactitud qué generadores usan la infraestructura; y de un sistema secundario, en donde el flujo de la energía es unidireccional y es factible identificar a los usuarios. Cada cuatro años, el MEM puede redefinir qué líneas son consideradas principales y cuáles secundarias.

La GART-Osinerg es la entidad que establece la retribución para las empresas de transmisión. Es decir, determina las tarifas y los peajes de conexión en mayo de cada año, de modo que los ingresos de las empresas cubran sus costos eficientes.

Para determinar los costos totales, se calculan los costos individuales de una empresa eficiente que brinda el mismo servicio con los mismos estándares de calidad y seguridad requeridos. Los ingresos están compuestos por la remuneración de las instalaciones, aplicando el sistema marginalista, y la diferencia a través de cargos complementarios. Sin embargo, existen diferencias en los criterios usados para los componentes de las tarifas de las líneas principales y las secundarias (que antes del año 2000 no se regulaban).

Determinación del costo de las instalaciones de transmisión

a) Líneas principales y secundarias

El costo total anual eficiente (CTA) está compuesto por la anualidad de las inversiones (descontadas a una tasa de 12%) y por los costos de operación y mantenimiento (COyM):

$$CTA = aVNR + COyM$$

donde el valor nuevo de reemplazo (VNR) es el costo de renovación de las instalaciones. La GART-Osinerg actualiza, cada cuatro años, el VNR de las instalaciones de transmisión, con la información presentada por los concesionarios. Tanto el VNR como el COyM son calculados para las instalaciones principales y las secundarias. Estas últimas deben ser desagregadas en líneas para ser asignadas a los usuarios.

b) Concesiones BOOT

En el caso de los contratos BOOT, el VNR corresponde al monto de inversión de la oferta ganadora



en la subasta. El valor se ajusta, cada cuatro años, con el índice *Finished goods less food and energy* del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos. Los valores ofertados de Mantaro-Socabaya y de Redesur fueron US\$ 179.179 millones y US\$ 74,48 millones, respectivamente. Los COyM se determinan según los estándares de eficiencia correspondientes a la noción de "sistema económicamente adaptado".

Cabe señalar que en estos contratos se presenta un problema de tipo de cambio, debido a la diferencia de los ingresos recaudados en soles y la oferta de la empresa, en dólares. Por ello, esta ganancia o pérdida de la empresa se liquida, año a año, en la determinación de los ingresos totales.

Mecanismo de remuneración: ingreso tarifario y peajes

Una vez definido el CTA, se debe recaudar el ingreso tarifario (IT) y el peaje (Pj), según el criterio marginalista y de eficiencia.

a) Líneas principales

Ingreso tarifario

El cálculo del IT es producto de la simulación del despacho a mínimo costo, que permite obtener los flujos de energía y potencia en el sistema. Para ello, se utiliza el modelo Perseo.

El IT está conformado por los ingresos tarifarios de potencia y de energía, que son las valorizaciones de las diferencias de precios entre las barras de entrega y las barras de retiro.

Cabe señalar que el IT no representa un monto importante de los costos a cubrir de las instalaciones. El IT es pagado mensualmente por los generadores, en proporción a sus ventas por potencia.

Cargos complementarios

El Pj de las generadoras se paga mensualmente por sus clientes (distribuidoras y clientes libres), como parte de sus contratos. El Pj unitario (por KW/mes) se obtiene de dividir el monto total del peaje entre la máxima demanda esperada.

b) Líneas secundarias

Se han establecido dos métodos, dependiendo de si estas líneas son usadas por los generadores, para llegar al SPT (líneas de generación) o si son usadas por las distribuidoras, para llegar a los usuarios finales (líneas de demanda).

En el caso de los sistemas secundarios, los Pj se calculan línea por línea. En la actualidad, el Pj para los sistemas secundarios lo fija la GART-Osinerg.

Sistema secundario de demanda

Los consumidores deben pagar un Pj secundario unitario. Este se calcula como el cociente del peaje secundario actualizado entre la energía transportada actualizada, para un horizonte de 15 años.

Sistema secundario de generación

Los pagos al transmisor se efectúan al final de cada mes, sobre la base de la mensualización de los costos medios anuales, usando una tasa de 12%.

Las líneas secundarias son construidas por un generador que busca interconectarse al sistema, por lo que no recibe compensaciones. Si otro generador quiere usar el sistema, entonces, debe participar en el pago del costo medio. Cabe preguntarse si el segundo generador debería realizar algún pago extra por el costo de oportunidad del generador inicial, de acuerdo con el ECPR.

Sistemas secundarios de Generación/Demanda

Se utiliza para entregar energía de las centrales de la región a una barra del SPT. En este caso, la GART-Osinerg utiliza el sistema de beneficiarios para determinar las tarifas.

c) El caso de los contratos BOOT

En el caso de la línea Mantaro-Socabaya, se consideran las variaciones del tipo de cambio y se liquida la diferencia en el momento de la determinación de los ingresos de la línea. En el caso de la concesión de Redesur, la GART-Osinerg ha establecido un procedimiento de liquidación con el fin de garantizar a la concesionaria la recuperación del total de sus inversiones. Ello no sucede necesariamente en el caso de instalaciones de otras empresas, donde los errores en la proyección de la demanda y otras variables, no originan una liquidación posterior.

d) La concesión de Etecen y Etesur

En setiembre de 2002 se firmó el contrato de concesión de las empresas Etecen y Etesur, a cargo de la Sociedad Concesionaria Red de Energía del Perú, cuyo principal accionista es la empresa estatal de Colombia, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). El proyecto incluía la construcción de determinadas líneas, necesarias para la expansión del sistema: específicamente, la interconexión con el Ecuador a través de la construcción de la línea eléctrica Zorritos- Zarumilla; el cambio de conductores en la línea eléctrica existente Lima-Chimbote; y la instalación de un sistema de compensación reactiva en el sistema eléctrico del Sur.

Se fijó una remuneración anual garantizada (RAG) a la empresa de US\$ 58.638 millones. El consorcio ganador era aquel que ofertaba el mayor monto a pagar al Estado por las empresas. El esquema de concesión supuso algunos cambios en los mecanismos de fijación de tarifas.

En primer lugar, la fijación de una RAG constante, durante los 30 años, salvo actualizaciones por inflación, supone dejar de utilizar los criterios de



eficiencia en la fijación de tarifas en el futuro. Así, la empresa podrá apropiarse de todas las ganancias de eficiencia posibilitadas por factores como: el cambio tecnológico, la reducción del riesgo país, entre otros.

En segundo lugar, al igual que los contratos BOOT, la necesidad de garantizar los ingresos al concesionario y los procedimientos establecidos en el contrato, no necesariamente se alinea con los procedimientos usados tradicionalmente por Osinerg, aunque se ha hecho un esfuerzo por seguir utilizando los criterios de la GART-Osinerg.

Conclusiones y opciones de política

Sobre los criterios utilizados para la remuneración de las instalaciones

En este aspecto, un primer problema es el referido al reconocimiento de los costos en las tarifas. El uso de la noción de "sistema económicamente adaptado a la demanda" puede generar un riesgo innecesario, en cuanto a la recuperación de los costos hundidos, para los inversionistas e introducir incertidumbre. Ello explicaría, en parte, la necesidad de establecer mecanismos alternativos a la Ley de Concesiones Eléctricas, como los contratos BOOT o la garantía de un flujo de ingresos, para atraer inversiones.

Con relación al reparto de los costos, el sistema peruano actual, si bien incorpora criterios marginalistas, hace uso extensivo de conceptos de ingeniería, como el reparto de los costos basados en una estimación del "uso físico" de las líneas. En este punto hay algunos avances, como el uso del método de beneficiarios, aunque no se ha introducido criterios relacionados con la teoría de los precios de acceso.

El método de beneficiarios solo se utiliza en líneas de generación-demanda; en otros casos, se usa el método de reparto por el uso físico. Las diferencias de métodos se deben a la necesidad de información para determinar los beneficios de las partes. La necesidad de información se relaja en el caso de líneas nuevas, porque para estas se pueden estimar los beneficios netos con y sin la línea.

Por otro lado, la distinción entre líneas principales y secundarias, que depende del sentido del flujo de electricidad, ha sido cuestionada. La razón es que está sujeta a variación, lo que genera incertidumbre sobre la amortización de las inversiones, dado que no solo se afecta el reparto de costos sino incluso los

ingresos netos de los propietarios de las redes de transmisión, como puede ser el caso de un generador con una línea de transmisión principal, que es reclasificada en secundaria y de la cual hace uso extensivo este mismo generador.

El problema de la expansión, las concesiones y el marco regulatorio

En el caso de la expansión, si bien existe cierto consenso en utilizar las señales que genera el sistema de costos marginales con el fin de crear incentivos adecuados para la expansión de los servicios de transmisión, debido a la existencia de externalidades de red y economías de escala, estos mecanismos no serían suficientes para garantizar una adecuada provisión de capacidad de transmisión.

En el caso peruano, se requiere mejorar las señales de precios, distinguiendo en las tarifas en barra los costos marginales de producción, las pérdidas de energía y los costos de congestión, asociados con los límites de capacidad de las líneas. Sobre la base de estos precios, se podrían generar derechos financieros de transmisión que permitan un mejor manejo de los riesgos de cambios en los precios *spot*, aunque previamente deben emularse los potenciales riesgos de poder de mercado.

Respecto de la expansión, en el caso peruano existen algunos problemas derivados de la ausencia de un mecanismo transparente y conocido para tomar las decisiones de expansión y del involucramiento indirecto de una serie de instituciones. Aunque estas últimas dependen finalmente del MEM, muchas veces de manera unilateral, sin la participación o el consenso de los agentes que asumirán los costos.

En consecuencia, la expansión no es decidida por los usuarios y solo en pocos casos se ha utilizado criterios costo-beneficio. A su vez, el uso de contratos BOOT ha implicado el relajamiento de los criterios de eficiencia para el reconocimiento de los costos de inversión, lo cual indicaría que estos criterios pueden introducir incertidumbre en los nuevos inversionistas.

«El uso de la noción de "sistema económicamente adaptado a la demanda" puede generar un riesgo innecesario, en cuanto a la recuperación de los costos hundidos, para los inversionistas e introducir incertidumbre»

En este contexto, se puede plantear la creación de una entidad que planifique la transmisión como un primer paso para generar mecanismos de expansión más eficientes. Dicha entidad debe ser independiente, en la medida de lo posible, de los demás agentes del sector y debe encargarse de identificar los costos y beneficios de cada proyecto, así como a los agentes interesados en financiar las inversiones. En este punto es interesante el caso de Argentina, en el cual se implementó un mecanismo de aprobación de inversiones y reparto de costos que incluía la posibilidad de veto, si un porcentaje de los agentes que financiarían las inversiones no estaba de acuerdo con la realización de la obra. La administración privada de esta entidad podría financiarse con aportes de los concesionarios y recibir incentivos, por los ahorros que genere a los agentes con decisiones de inversión adecuadas.

La interconexión eléctrica con el Ecuador y el incremento continuo de la demanda de electricidad por encima del PBI son hechos que indican que, cada vez, es más necesario invertir no solo en generación de electricidad, sino también en su transmisión. De lo contrario, el efecto de las inversiones en generación no se podrá aprovechar, por problemas de congestión e incluso por cortes de electricidad en determinadas regiones del país. Por ello, es necesario analizar alternativas que permitan un tratamiento más adecuado a las inversiones en transmisión, las que ya deberían incorporarse en las iniciativas para mejorar el marco regulatorio del sector eléctrico.